



Proyección Demanda Energía Eléctrica Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 - 2036

 ENERGÍA
ELÉCTRICA

 CRECIMIENTO
ECONÓMICO

 GAS
NATURAL

UPMe
Unidad de Petróleo y Minas Unidas

 COMBUSTIBLES
LÍQUIDOS



REPÚBLICA DE COLOMBIA
Unidad de Planeación Minero-Energética

Director General

Christian Jaramillo Herrera

Subdirectora de Demanda

Lina Escobar Rangel

Colaboradores UPME

William Alberto Martínez Moreno

María Paula Rojas Huepe

Julieth Stefany García Collazos

Juan Francisco Martínez Rojas

Romel Alexander Rodríguez Hernández

Introducción

.....

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta en este documento, la publicación anual de proyección de demanda de energéticos para el periodo 2022-2036. En este informe se presentan las estimaciones de mediano plazo del consumo de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos a nivel nacional, utilizando la información de demanda histórica, las expectativas de crecimiento económico y otras variables determinantes en el nivel de consumo.

Este informe es un estudio técnico, cuya finalidad es proveer información objetiva 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.

Los resultados que se presentan en este documento son los insumos que utilizarán las demás áreas de la UPME en su ejercicio de planeación. Por el lado de energía eléctrica, la información presente en este documento será utilizada como base para el Plan de Expansión de Transmisión. Los resultados de gas natural y combustibles líquidos serán utilizados por la subdirección de hidrocarburos para los análisis técnicos del Plan de Abastecimiento de Gas y el Plan de Indicativo de Combustibles líquidos que se realicen en esta vigencia.

En este documento se realiza una revisión de lo acontecido en el año 2021 en cuanto al consumo de los principales energéticos y su relación con el comportamiento de la economía colombiana. Así mismo, se presentan los resultados de las metodologías de proyección del consumo de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos para el periodo de análisis.

Este informe tiene tres novedades frente al publicado en 2021. La primera corresponde a la inclusión de las proyecciones de demanda de combustibles líquidos y GLP. Este ejercicio se sustenta en los resultados del Contrato C-075-2021 realizado por el grupo de investigación en manejo eficiente de la energía - GIMEL de la Universidad de Antioquia¹.

La segunda novedad es la presentación de las proyecciones de demanda con distribución regional para el caso de energía eléctrica y gas natural. La última, corresponde a un análisis de tenencia de electrodomésticos y gasodomésticos a partir de la información de la Encuesta de Calidad de Vida (ECV), que apunta a identificar cómo las diferencias en el equipamiento explica las variaciones en el consumo de energía y gas en el país².

Antes de proceder con los elementos y resultados más destacados de este informe, es preciso informar al lector sobre la información, las fortalezas y limitantes de este documento.

¹Los resultados del estudio se pueden consultar en el siguiente enlace electrónico:

<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Observatorio-estudios-documentos.aspx>

²La información que se utiliza en este anexo es resultado del Convenio C-005-2019 entre la UPME y el DANE.

En cuanto a la información utilizada para la realización de este informe, la proyección de crecimiento económico incorpora la información disponible a mayo de 2022, que es el momento del año cuando se tiene consolidado los resultados del primer trimestre de 2021. Con relación a la información de consumo histórica utilizada en los modelos de proyección, se tomaron datos con corte a marzo de 2022.

Por lo anterior, ante la nueva información publicada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) en el marco fiscal de mediano plazo publicado en junio de este año, la UPME se vio en la necesidad de realizar ejercicios de sensibilidad con esta información para validar los resultados encontrados. Gracias a este análisis se pudo corroborar que las diferencias en la estimación de crecimiento económico con la que se realizó la estimación y la publicada por el MHCP no afecta de forma significativa los resultados encontrados.

Lo anterior, revela que hay un trade-off entre la información que se utiliza en los modelos y la oportunidad en la fecha de publicación del informe. Si bien, la fecha de publicación en junio de cada año responde a la pertinencia de incluir datos de resultados económicos de la vigencia en curso (que están disponibles en mayo) y parte de la tendencia del consumo (hasta marzo); la nueva información que surge una vez el informe está en construcción o ya consolidado es difícil de integrar, sin postergar la fecha de publicación del informe. Aclarados estos elementos, se procede a resaltar los elementos más importantes de los resultados de este informe.

El año 2021 estuvo marcado por la recuperación económica y por ende, la reactivación de la demanda de energéticos, que con excepción del gas natural, lograron retornar y superar los niveles observados antes de la pandemia. En materia económica, el PIB creció 10,7% en 2021, cifra que superó la contracción sufrida en 2020 (-7%) como consecuencia de las cuarentenas para enfrentar la pandemia de la Covid - 19.

En términos agregados, el energético en el que se observó un mayor repunte fue en los combustibles líquidos. En 2021, el consumo fue de 4.894 millones de galones (Mgal), lo que representa un aumento anual de 30%, recuperación más que proporcional, comparada con la tasa de crecimiento observada en 2020 (-19,88%).

Por tipo de combustible, la demanda de ACPM en 2021 fue de 2.192 Mgal, es decir, un crecimiento 22%. Comportamiento similar registró la gasolina, con un crecimiento anual de 31% y un nivel de demanda de 2.251 Mgal. El consumo jet fuel fue el que mayor tasa de crecimiento registró en 2021 (90%), como consecuencia de la fuerte caída en la demanda por las restricciones de movilidad aérea de 2020.

Por el lado de la energía eléctrica, el crecimiento anual de la demanda fue del 5,24%. Este crecimiento contrasta con la contracción del 2% que se registró en el año 2020. Este crecimiento se explica por la recuperación del mercado no regulado, que creció 9,52%, después de que en 2020, fue el mercado que resultó más afectado por la pandemia (-6,42%).

El gas natural fue el único energético que no aumentó en el agregado los niveles de consumo. En 2021, la demanda anual de gas natural fue de 319.021 GBTU, es decir -1,42% con respecto a 2020. La desaceleración en el consumo de gas natural es un fenómeno que se ha presentado los últimos 5 años, pues la demanda ha disminuido en promedio 2,4% cada año.

El comportamiento de la demanda de gas en 2021 se explica por la caída en 15,7% del consumo termoeléctrico. Sin embargo, en la mayoría de los sectores se observó una recuperación, en el transporte el consumo aumentó 11,4%, en la industria 6,9%, en el sector terciario 4,6% y en el petroquímico 3,2%.

En cuanto a las perspectivas para el periodo 2022-2036 hay que mencionar que una vez superados los efectos de la pandemia, se espera que el crecimiento económico en 2022 sea 4,6% en un rango entre 5,2% y 3,8%. A mediano plazo (2024 - 2027), la economía colombiana crecería en promedio 3,6%, convergiendo hacia un crecimiento de 3,3%.

Los comportamientos de la demanda en el corto y mediano plazo que resultan de los modelos de proyección varían según el energético. En energía eléctrica y GLP se proyectan tasas de crecimiento acordes con una continuación de la reactivación, por el lado del gas natural y los combustibles líquidos se encontró un atenuamiento del consumo en el corto plazo. A mediano plazo todos los energéticos retornan a tasas de crecimiento positivas.

En el caso de energía eléctrica, se estima que en los próximos 2 años la demanda se encuentre en niveles diarios entre 191 a 232 GWh-día, lo que representaría un aumento de 3,1% frente a 2021. A mediano plazo, la tasa de crecimiento promedio año se estima sea entre el 2,22% y el 3,35%³.

Por la reciente tendencia de lento crecimiento del consumo de gas en los sectores residencial, terciario, industrial y transporte, se estima que en el mediano plazo muestre un crecimiento promedio anual del orden de 0,5%, el cual podría variar en un rango de entre 0,11% y 2.25%.

Con respecto a los combustibles líquidos, los resultados indican que la tasa de crecimiento de la demanda de ACPM en los próximos 3 años sea del orden de 1.09% frente a lo observado en 2021. Lo anterior, teniendo en cuenta que el año 2021 tuvo un consumo atípico, superior a lo observado históricamente y que incorporó en el modelo el reemplazo de la flota que opera con ACPM. A mediano plazo, se estima que el crecimiento promedio anual sea de 0.93%.

Con respecto al consumo esperado de gasolina, se estima un crecimiento promedio anual esperado de 1.28%. Finalmente, la demanda de jet fuel es la que se espera tenga mayor

³ Sin contemplar la demanda de vehículos eléctricos, grandes consumidores de energía (GCE) y generación distribuida.

dynamismo, con un crecimiento promedio anual esperado de 5.91%.

En el caso del GLP, en los próximos 3 años se espera un aumento del 2.67% con respecto a lo observado en 2021, así mismo a mediano plazo (2022-2030), se estima que el crecimiento promedio anual se encuentre en 2.20% con un rango de 1,40% y 2.90%.

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 Demanda y Eficiencia 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 al finalizar el mes de junio del año 2023.

Este documento se organiza en cinco (5) secciones incluida esta de introducción. A continuación, se presenta un capítulo de recuento de 2021. En la tercera sección, se encuentran los resultados de proyección tanto en materia económica como energética, en la cuarta sección se concluye y en la última parte del documento se encuentran los anexos.

Contenido

.....

Introducción	3
Contenido	7
Comportamiento 2021: Energía y economía	10
Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN	16
Comportamiento demanda por mercado	18
Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas	20
Comportamiento de la demanda por regiones	22
Comportamiento real vs proyecciones	24
Comportamiento de la demanda de gas natural	27
Comportamiento de la demanda por sectores	28
Comportamiento de la demanda por regiones	31
Comportamiento real vs proyecciones	33
Comportamiento de la demanda de combustibles líquidos	36
Comportamiento de la demanda de diesel - ACPM	38
Comportamiento de la demanda de gasolina	39
Comportamiento de la demanda de jet fuel	41
Proyecciones 2022-2036	44
Proyecciones de crecimiento económico	44
Proyecciones de demanda de energía eléctrica	50
Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN	51
Proyección de la demanda de energía eléctrica con grandes consumidores, vehículos eléctricos y generación distribuida.	52
Proyección regional de la demanda de energía eléctrica SIN	55
Proyección de demanda de potencia máxima	56
Proyección de demanda de gas natural	58
Proyección para sectores agregados: residencial, terciario, industrial, transporte y petroquímico	59
Proyección de la demanda de gas natural por regiones	61
Proyección de la demanda de gas natural para el sector petrolero	61
Proyección de la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico.	62
Proyección de demanda de combustibles líquidos	65
Proyección de demanda de ACPM	65
Proyección de demanda de gasolina	68
Proyección de demanda de jet fuel	70
Proyección de demanda de gas licuado de petróleo (GLP)	72
Conclusiones	75
Anexos	77
1. Comportamiento de la demanda a nivel regional	77
a. Cobertura de energía eléctrica y gas natural en Colombia	77
b. Diferencias regionales en el equipamiento	79

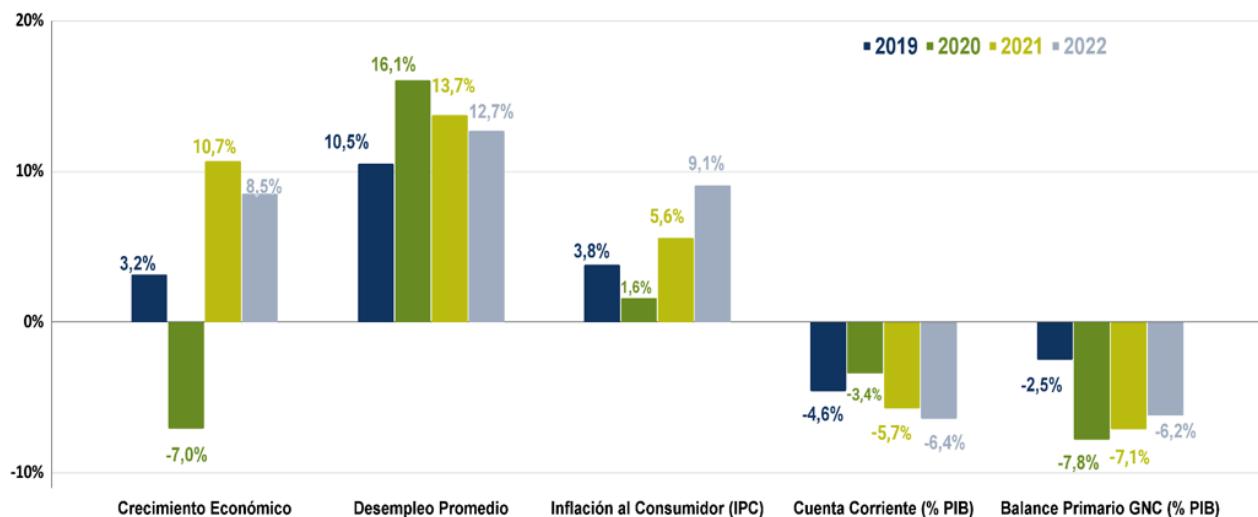
2. Desviaciones proyección UPME 2021 versus demanda real energía eléctrica	83
3. Resultados proyección demanda de energía eléctrica	84
4. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN, empleando las estimaciones del MFMP	86
5. Desviaciones proyección UPME 2020 versus consumo real gas natural	87
6. Resultados proyección demanda de gas natural	87
7. Resultados proyección demanda de combustibles líquidos	89
8. Proyección de la demanda de ACPM, empleando las estimaciones del MFMP	91

**CRECIMIENTO
ECONÓMICO**



Comportamiento 2021: Energía y economía

En 2021, Colombia fue el país con la tercera tasa de crecimiento más alta entre las economías de Latinoamérica, después de Perú (13,3%) y Chile (11,7%). Luego de la caída del 7% que tuvo el PIB en 2020, la cifra de crecimiento económico colombiano en 2021 fue 10,7%.



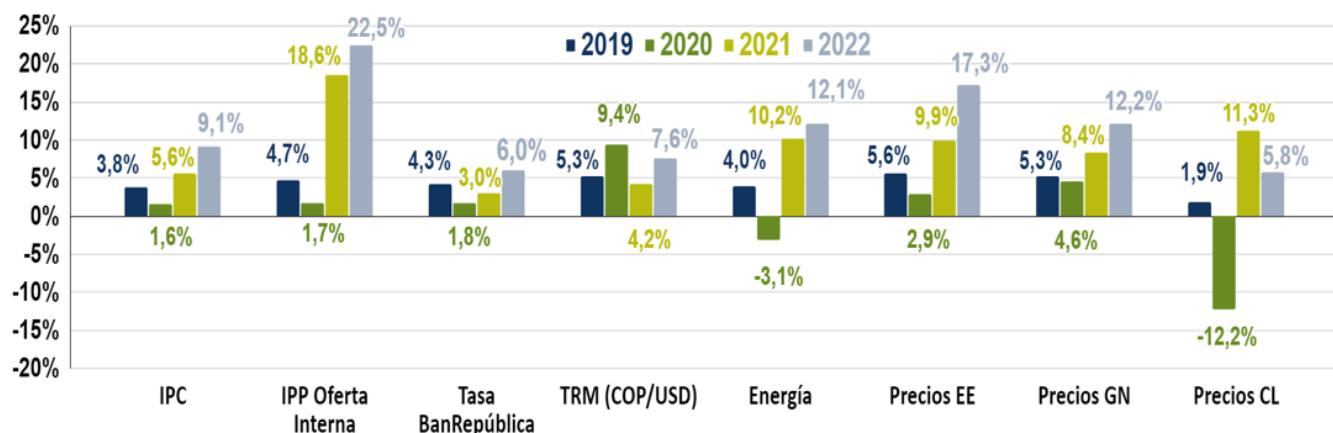
Gráfica 1. Evolución Anual de los Fundamentales Macroeconómicos de Colombia 2019 - 2022*

*Datos 2022 Proyectados.

Fuente: DANE, MHCP, Banco de la República

El desempleo, aunque sigue por encima del observado en 2019, entre 2020 y 2021 tuvo un descenso de 2,4 puntos porcentuales, reflejando la reactivación y aceleración del crecimiento económico, ubicándose en promedio en 2021 en 13,7%, cerrando al final del año en 11,2%.

El repunte de la inflación de precios al productor y al consumidor ha sido el contrapeso de la reactivación económica. La aceleración de la inflación es un fenómeno mundial, incluso más fuerte en países desarrollados por sus niveles de consumo. La inflación anual promedio de precios al consumidor en Colombia durante el año 2021 fue 3,5% y finalizó el año en 5,6%. Entre enero y mayo de 2022, la inflación anual de precios al consumidor alcanzó un promedio de 8,4%, la más alta que se ha observado para los primeros cinco meses del año desde 2001.



Gráfica 2. Variación Anual TRM, Tasa de Interés Anual Banco de la República & Inflación Anual: Precios Consumidor (IPC)*, Precios Productor (IPP), Precios Principales Energéticos *Datos 2022 correspondientes al mes de Mayo

Fuente: DANE, Banco de la República

Los fenómenos inflacionarios no fueron ajenos a los precios internacionales del petróleo. El precio del petróleo Brent (referencia para Colombia) subió 48% en 2021, cerrando el año en 74 USD/barril (diciembre 2020 50 USD/barril). Por su parte, el gas natural con referencia Henry Hub registró un aumento del 40% en su precio, cerrando 2021 en 3,8 USD/GBTU (2020 2,7 USD/GBTU).

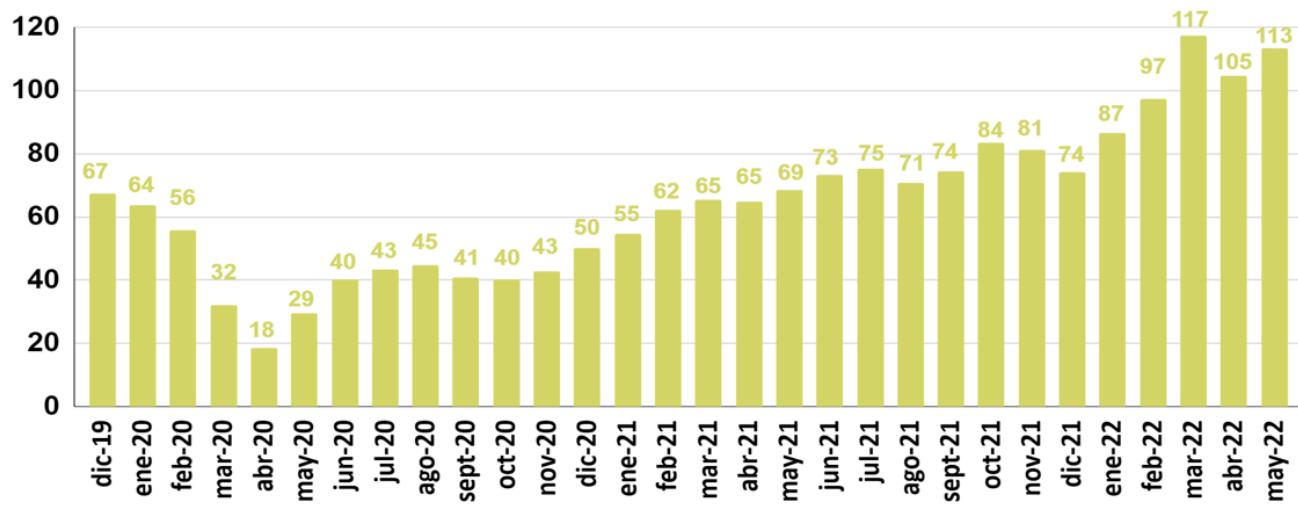
El aumento en los precios internacionales del petróleo contribuyó a reducir el déficit consolidado del Gobierno Nacional Central. Como porcentaje del PIB, el déficit pasó de 7,8% en 2020 a 7,1% en 2021. Se estima que en 2022 llegue a 6.2%, dada la tendencia al alza que han tenido los precios de los hidrocarburos, intensificada por la invasión de Rusia a Ucrania, lo que ha llevado el Brent a ubicarse por encima de los USD 100/ barril, hecho que no se observaba desde agosto de 2014.

Al examinar el crecimiento económico por el lado de la oferta, la mayor recuperación y crecimiento durante 2021 se presentó en las actividades más afectadas durante 2020 por la restricción de aforos: entretenimiento (33,1%), comercio (20,9%), transporte⁴ (17,4%), e industria (16,4%). En el caso de información y comunicaciones (11,4%) su alto crecimiento respondió a los estímulos que durante 2020 dió el Gobierno al exonerar de IVA la prestación de los servicios de telefonía móvil.

La construcción creció 5,7%, tras dos años de crecimiento negativo. En esta actividad es preciso resaltar el efecto de los estímulos dados por el Gobierno en materia de subsidios de vivienda de interés social y para compra de vivienda no VIS.

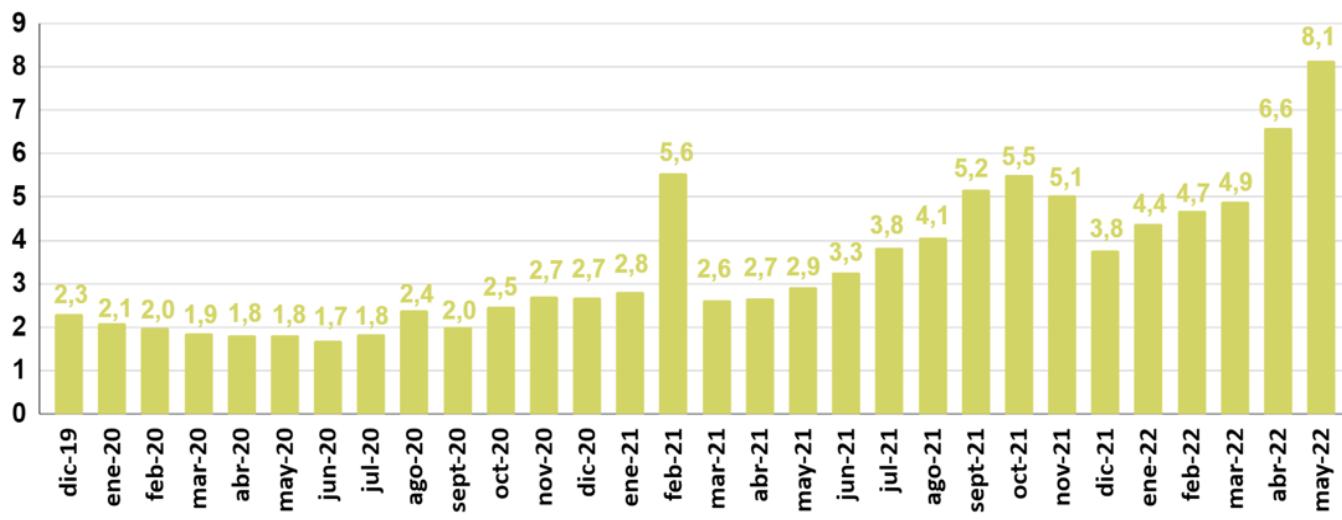
⁴ Con el cambio de la base y metodología de cuentas nacionales implementado por el DANE en 2018, el transporte pasó a ser parte del sector comercio. Sin embargo, por la importancia que tiene para las proyecciones de demanda de energéticos, la Subdirección de Demanda de la UPME hace seguimiento al PIB transporte.

Por su parte, el sector servicios públicos domiciliarios tuvo su mayor crecimiento desde 2006 (5,1%) impulsado por el incremento de la generación, para atender la mayor demanda industrial de energía.



Gráfica 3. Evolución Mensual Precio Mundial Petróleo (Referencia Brent) USD / Barril.

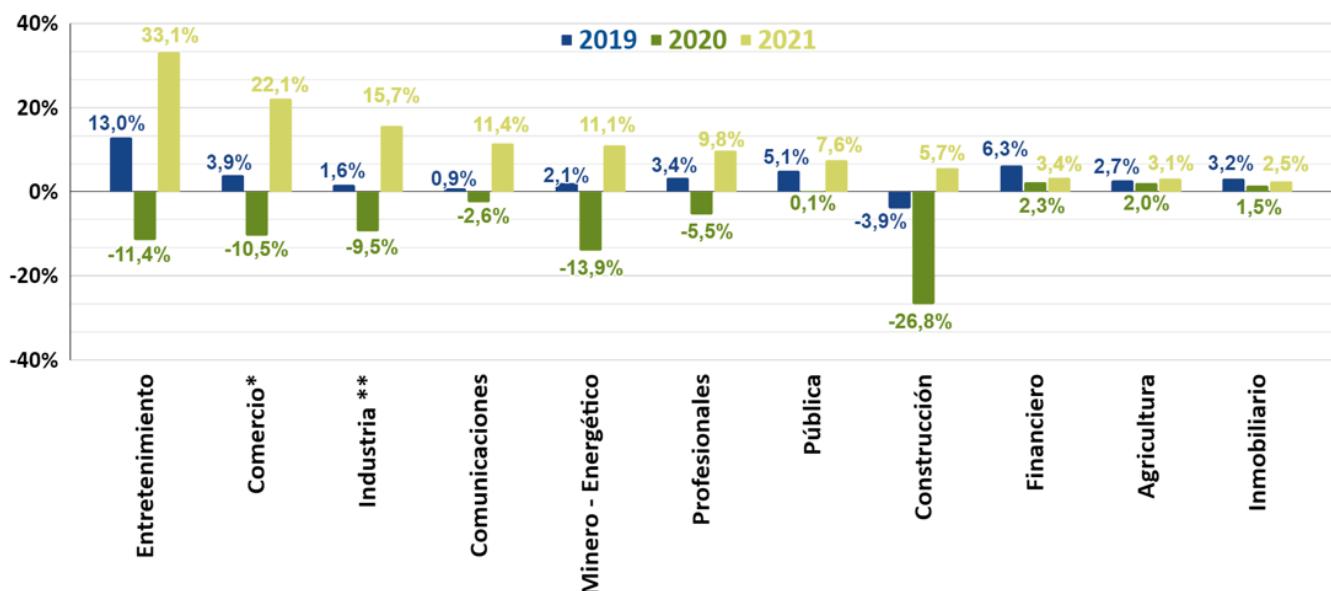
Fuente: EIA



Gráfica 4. Evolución Mensual Precio Mundial Gas Natural (Referencia Henry Hub) USD / MBTU.

Fuente: EIA

La menor dinámica de crecimiento se presentó en los sectores financiero (3,4%); agricultura (3,1% asociado al Fenómeno de la Niña y el incremento de los precios de los insumos asociado la escasez derivada de la reactivación de la economía mundial), inmobiliario (2,5%) y minería (0,2%)⁵.



Gráfica 5. Crecimiento Económico Colombiano, Enfoque Oferta: 2019 - 2021.

Fuente: DANE

El crecimiento del PIB minero - energético⁶ fue 11,1% en 2021, lo que es cuatro veces el promedio histórico del sector 2005 - 2019, pero inferior en magnitud, a la contracción de 13,9% que tuvo en 2020.

Al interior del sector minero energético, los crecimientos en 2021 con relación a 2020 fueron: metalurgia (20,8%), transporte (17,4%), refinación y coquización (15,6%), metales (10,3%), extracción de carbón (10,2%), suministro de gas (6,2%), suministro de electricidad (5,8%). La extracción de hidrocarburos creció en -5,6%, siendo ésta la única actividad con crecimiento negativo, como consecuencia del retraso en la reactivación de las actividades de exploración y del efecto rezagado de la caída de precios internacionales en el primer semestre de 2020.

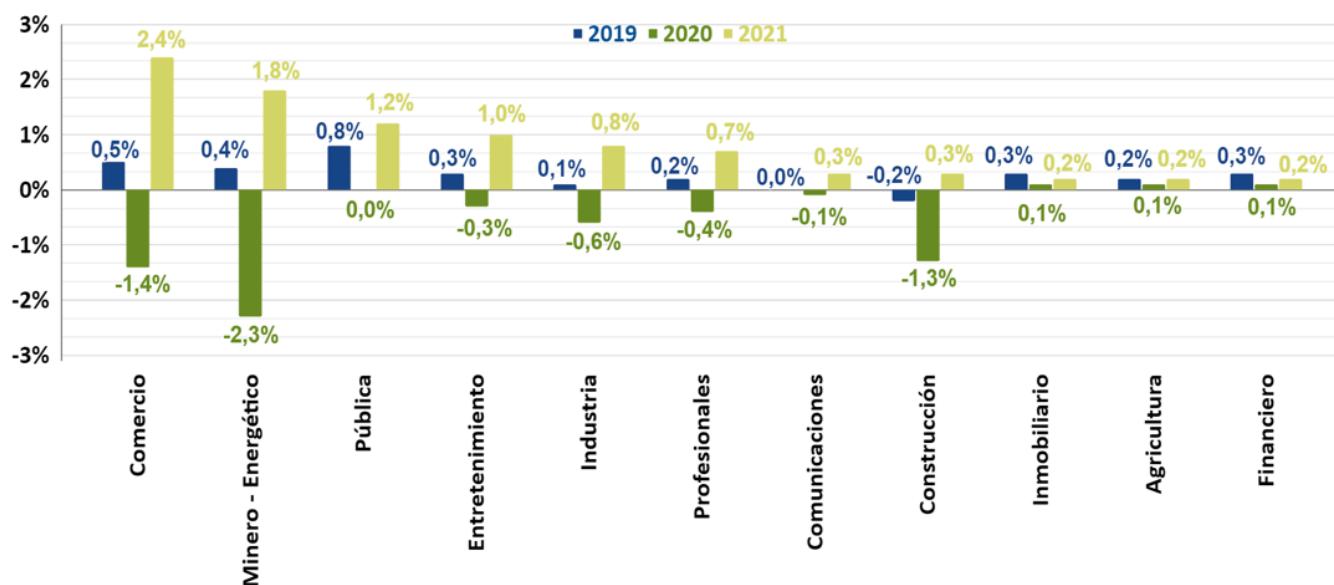
⁵ Minería en la clasificación de Cuentas Nacionales del DANE para la medición del PIB, comprende la exploración de hidrocarburos (petróleo y gas natural), carbón, y minerales metalíferos (principalmente oro, plata, cobre, esmeraldas, níquel), así como las actividades de apoyo para la realización de las actividades de exploración.

⁶ Para las estimaciones de éste informe, el sector minero energético abarca los siguientes subsectores: i) extracción de carbón (Minas); ii) extracción de hidrocarburos: petróleo y gas natural (Minas); iii) extracción de minerales metalíferos (Minas); iv) refinación de petróleo y coquización (Industria); fabricación de productos metalúrgicos (Industria); v) transporte y almacenamiento (Comercio).

En cuanto a la composición del PIB minero - energético de Colombia en 2021, la mayor participación estuvo asociada a transporte con 27,2% (2020: 25,7%) seguida por la actividad de la refinación, la metalurgia y la coquización con 26,3% (2020: 25,2%), extracción de hidrocarburos 16,7% (2020: 19,5%) y suministro de electricidad con 10,8% (2020: 11,3%).

La actividad minero energética fue la segunda que más contribuyó con el crecimiento económico colombiano⁷ en 2021 (1,8%), después de comercio (2,4% excluyendo transporte) que aportó el 17,1% de la variación positiva que tuvo el PIB.

Las contribuciones de los demás sectores productivos al crecimiento económico fueron: administración pública (1%), entretenimiento (1%) industria excluyendo la refinación, la metalurgia y la coquización (0,8%), actividades profesionales (0,7%), comunicaciones(0,3%), construcción(0,3%), inmobiliario(0,2%), agricultura(0,2%)y financiero(0,2%). Es de resaltar que mientras en 2020 sólo cuatro sectores económicos contribuyeron positivamente al crecimiento del PIB, en 2021 lo hicieron todos los sectores.



Gráfica 6. Contribución Sectores Productivos al Crecimiento Económico Colombiano, 2019 - 2021.

* Comercio Excluyendo Transporte. ** Industria Excluyendo Metalurgia, Coquización y Refinación

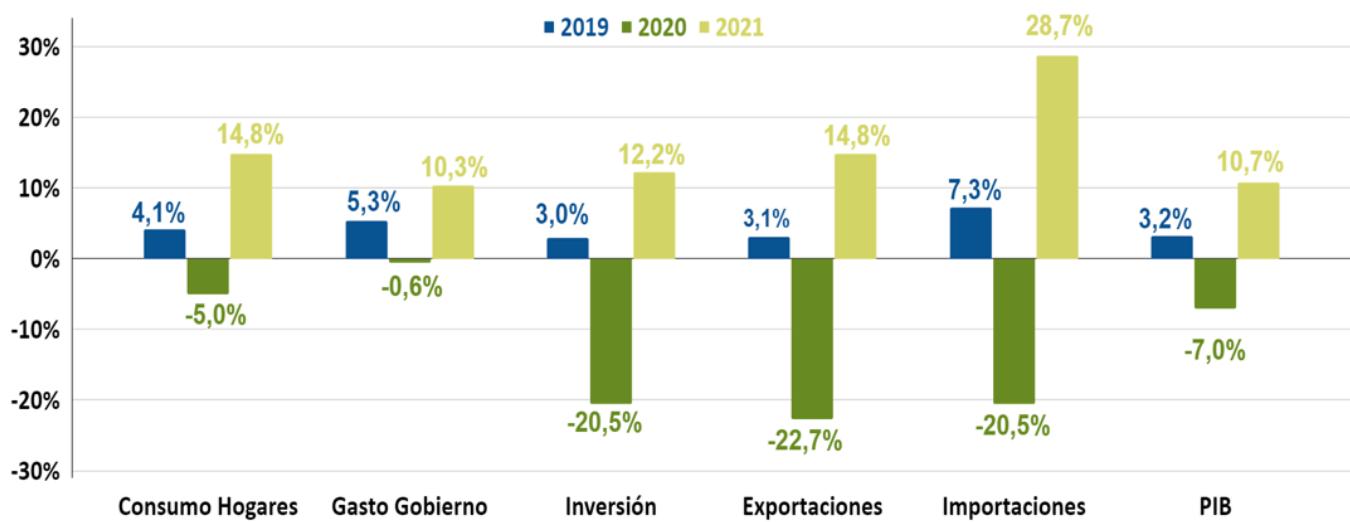
Fuente: DANE

Por el lado de la demanda, el consumo de los hogares y el gasto público registraron niveles mayores a los observados antes de la pandemia. El consumo de hogares creció 14,8% y el gasto público 10,3%, lo que a su vez se correspondió con el crecimiento de las importaciones (28,7%).

⁷ Esta estimación resulta del análisis de contribución marginal, donde se pondera el crecimiento de cada sector de la economía por su participación en el PIB de Colombia.

La inversión creció 12,2%, pero fue inferior en magnitud a la contracción sufrida en 2020 (-20,5%). El rezago en la recuperación de la inversión obedece a: i) la incertidumbre en la sanción de la ley de inversión social y ii) la evolución del plan de vacunación, que permitió el regreso al trabajo presencial, la contratación de mano de obra y la reanudación de proyectos empresariales.

Similar situación a la de la inversión, aconteció con las exportaciones, que a pesar del impulso que tuvieron por la recuperación de los precios del petróleo, el carbón y los metales, tuvo un crecimiento en 2021 (14,8%) inferior en magnitud a su contracción por la pandemia (22,7%).



Gráfica 7. Crecimiento Económico Colombiano, Enfoque Demanda: 2019 - 2021.

Fuente: DANE



**ENERGÍA
ELÉCTRICA**

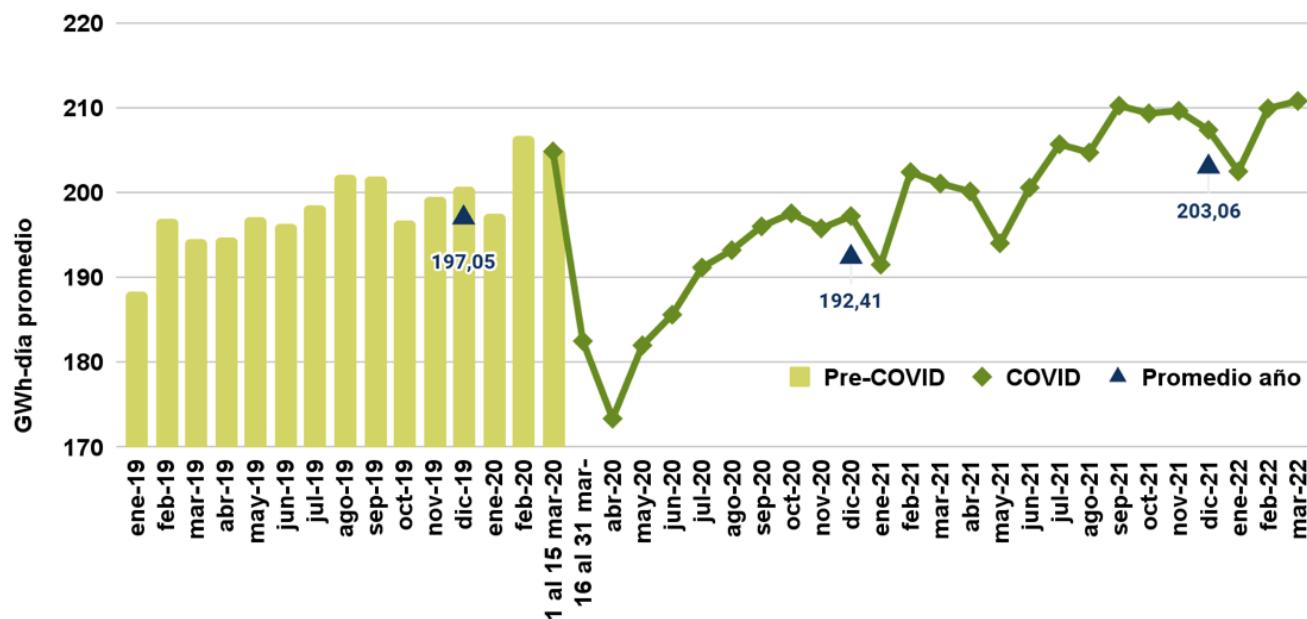


Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN

La demanda de energía eléctrica en 2020 fue 70.422 GWh-año y para 2021 fue 74.117 GWh-año, lo que implica un crecimiento anual del 5,24%. El aumento de demanda en términos de promedio mensual fue de 307 GWh-mes, pues pasó de 5.869 GWh-mes en 2020 (i.e. 192,4 GWh-día) a 6.176 GWh-mes (i.e. 203,1 GWh-día) en 2021. (Gráfica 8)

Durante 2021, la demanda de energía eléctrica se recuperó tras la reducción observada en 2020 como resultado de la pandemia. El crecimiento promedio mes pasó del -2,01% para 2020 a 5,4% en 2021, lo que representa un repunte de 7,41 pp en promedio mes para 2021.

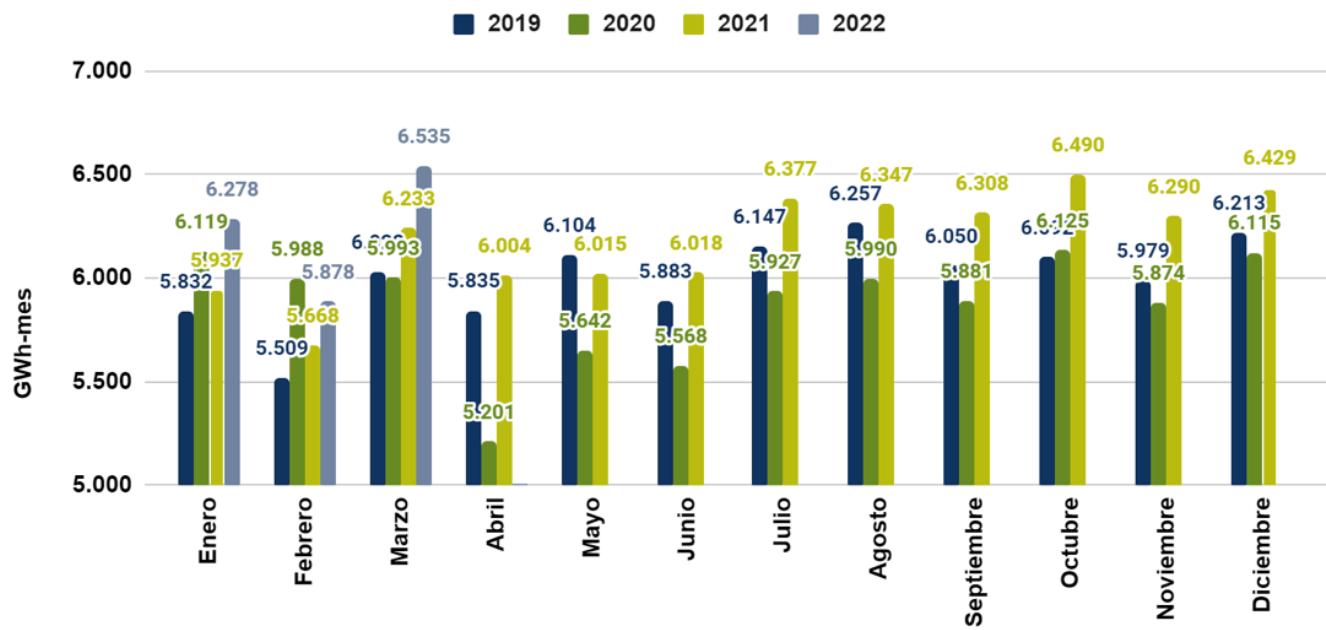
Durante el primer trimestre de 2021, el consumo de energía eléctrica estuvo en niveles cercanos a los observados antes de la pandemia (2019). A partir del mes de junio, la demanda empieza a crecer a niveles superiores de 2020 y 2019.



Gráfica 8. Seguimiento a la demanda de energía eléctrica SIN – 2019 a 2022p

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Para el primer trimestre del 2022, la demanda sigue en la tendencia de recuperación, el promedio mensual fue 6.231 GWh-mes (i.e. 207,8 GWh-día), lo que corresponde a un crecimiento del 4,77% con respecto a 2021.



Gráfica 9. Demanda mensual de energía eléctrica en el SIN - 2019-2022p

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

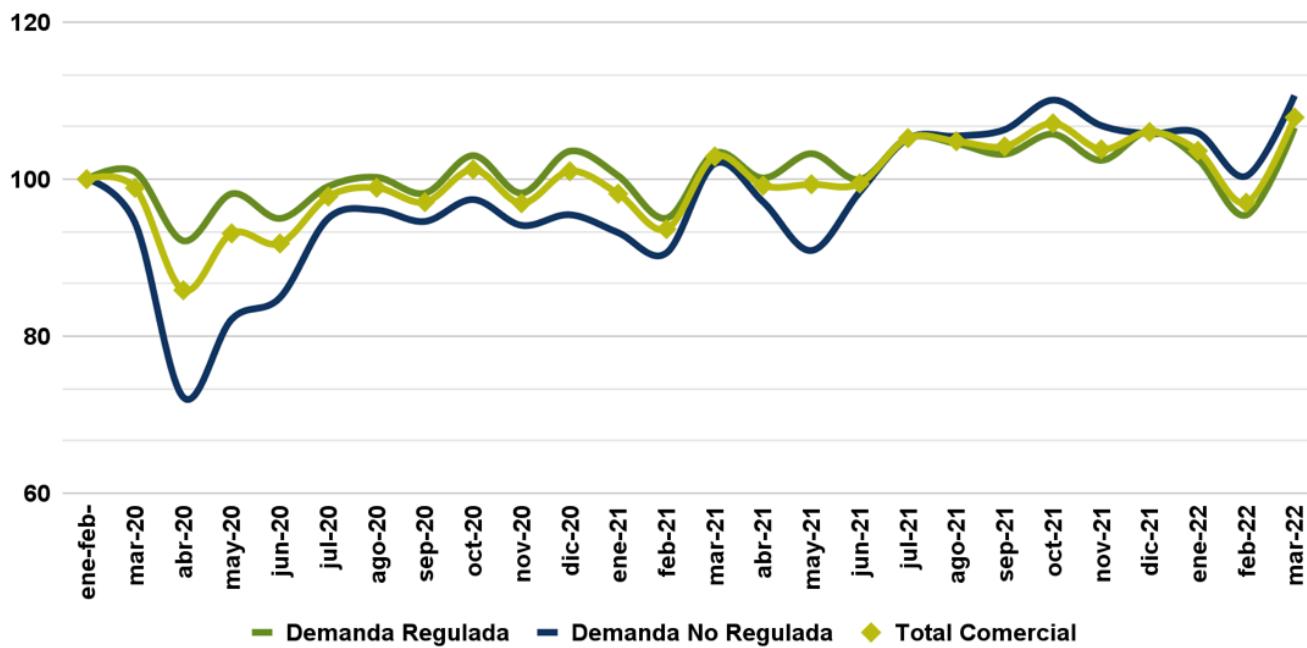
Comportamiento demanda por mercado

Debido al cierre de las actividades productivas durante 2020, la reducción en el consumo de energía eléctrica fue más profunda en el mercado no regulado (MNR), el cual cayó en 6,42%. Por esta razón, la participación de la demanda del mercado regulado (MR) aumentó de 68,55% (i.e. 134,39 GWh-día/2019) a 70,01% (i.e. 133,97 GWh-día/2020).

En 2021, con la apertura de las actividades productivas y el avance en el plan de vacunación, la demanda promedio día para el MR se ubicó entre 133,64 y 141,87 GWh-día y para MNR estuvo entre 55,80 y 67,75 GWh-día. Los crecimientos anuales de consumo para el MR y el MNR fueron del 3,43% y 9,52%, respectivamente.

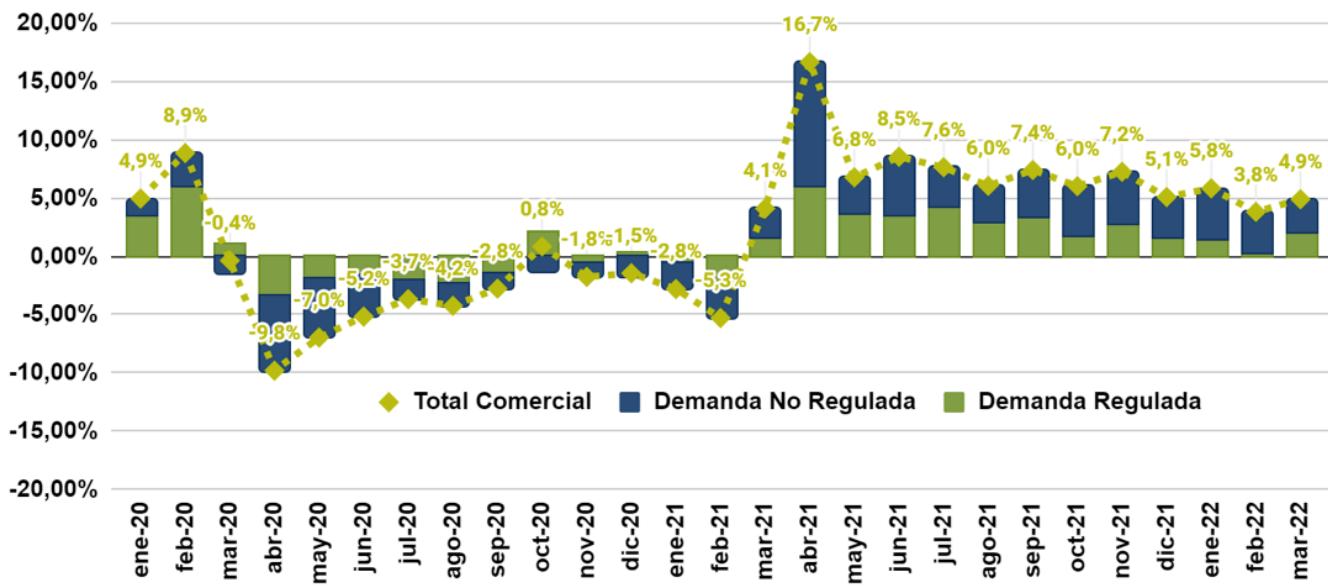
En el primer trimestre de 2022, se sigue observando la recuperación de la demanda. Para el MR el promedio diario fue 139,6 GWh-día, lo que corresponde a un crecimiento promedio mes del 1,89% con respecto a 2021. De igual forma, la demanda promedio mensual para el MNR se ubicó en los 2.010 GWh-mes (i.e. 67 GWh-día), lo que implica un crecimiento promedio mensual del 10,98% con respecto al año anterior.

Tomando como base (100) la demanda promedio de enero y febrero de 2020, el nivel de la demanda del MNR a diciembre de 2020 era de 0,96 veces y de 1,06 veces para diciembre de 2021. Para el MR, la demanda a diciembre de 2020 fue 1,04 veces y para diciembre de 2021 fue 1,06 (Gráfica 10). En marzo de 2022, tanto la demanda del MNR como del MR tienen niveles superiores a lo observado antes de la pandemia.



Gráfica 10. Índice por mercado de la demanda comercial (Base enero-febrero 2020 = 100)

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022



Gráfica 11. Contribución al crecimiento por mercado de la demanda comercial (%)

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022.

Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

La demanda del MNR está compuesta por 20 ramas de la actividad económica, donde 5 de ellas equivalen a más del 80% del total. Para 2019, la participación de estas ramas en la demanda de energía eléctrica fue: 42,69% en industrias manufactureras, 24,54% en la explotación de minas y canteras, 5,97% del comercio al por mayor y al por menor, 5,35% de la administración pública y defensa, y 3,36% de agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca. Las otras 15 actividades restantes aportaron el 18,16% del total.

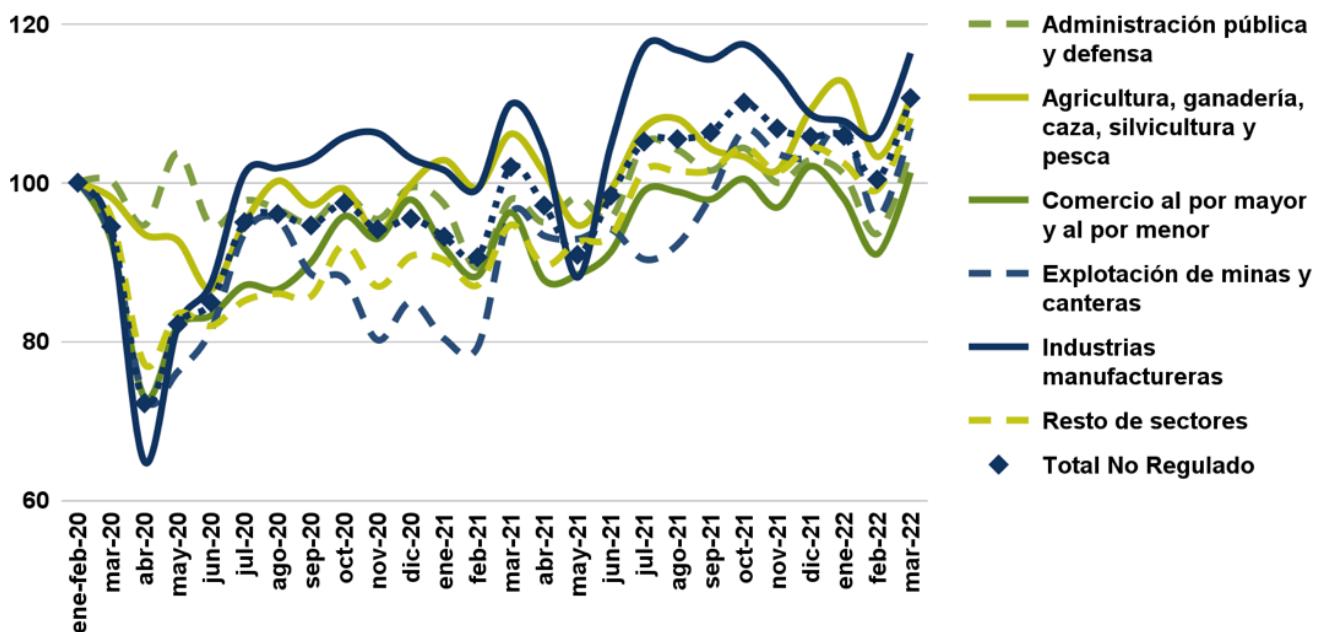
En 2020, la demanda del MNR decreció en 6,42% con respecto a 2019. Durante este año sólo la actividad de agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca presentó un crecimiento anual positivo del 2,33%. Las otras 4 actividades representativas tuvieron crecimientos negativos así: industrias manufactureras (-6,27%), explotación de minas y canteras (-4,24%), comercio al por mayor y al por menor (-9,97%), y administración pública y defensa (-5,53%).

En 2021, se observaron niveles de demanda en el MNR superiores a los previos a la pandemia, el crecimiento anual de este mercado fue 9,52%. La actividad con mayor tasa de crecimiento fue la de industrias manufactureras con un aumento del 12,86%, le sigue, explotación de minas y canteras con 7,22%, agricultura, ganadería, caza, silvicultura y

pesca con 6,98% y comercio al por mayor y al por menor con 5,34%. Vale la pena mencionar que el resto de actividades que participan en el MNR aumentaron su consumo en 9,14% en 2021 frente a 2020.

Para el primer trimestre del 2022, las demandas del MNR continúan registrando tasas de crecimiento positivas frente a lo observado en 2021. Las tasas de crecimiento para las ramas más representativas fueron: 6,24% para las industrias manufactureras, 27,77% en la explotación de minas y canteras, 5,03% en comercio, 5,04% para la administración pública, 5,91% en agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca y 13,84% en el resto de actividades.

Tomando como base la demanda promedio del MNR entre enero y febrero de 2020, se encuentra que para diciembre de 2021, todas las actividades tienen niveles de consumo superiores a lo registrado antes de la pandemia y a lo observado en diciembre de 2020 (Gráfica 12).



Gráfica 12. Índice sectorial de la demanda No Regulada (Base enero-febrero 2020 = 100)

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

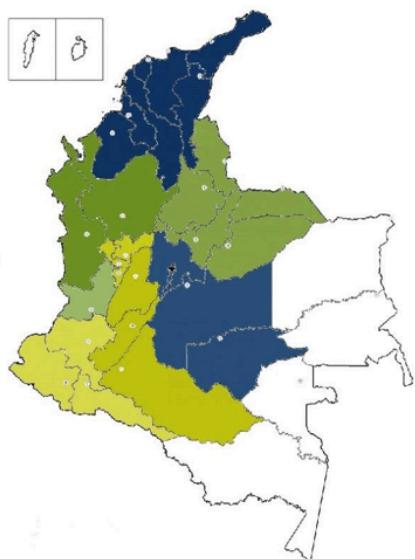
Tabla 1. Crecimiento de la demanda No Regulada y contribuciones sectoriales

Contribuciones al crecimiento							
	Industrias manu-factureras	Explotación de minas y canteras	Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	Resto (15 sectores)	Crecimiento Mercado No Regulado
ene-20	0,77%	2,68%	0,12%	-0,21%	0,13%	0,99%	4,49%
feb-20	2,23%	4,69%	0,31%	0,00%	0,33%	1,43%	8,98%
mar-20	-3,78%	0,78%	-0,49%	-0,30%	0,10%	-0,65%	-4,34%
abr-20	-12,75%	-5,15%	-1,49%	-0,53%	0,31%	-3,38%	-22,99%
may-20	-9,63%	-4,22%	-1,14%	-0,14%	0,05%	-2,84%	-17,92%
jun-20	-5,61%	-2,59%	-0,90%	-0,34%	0,02%	-2,51%	-11,93%
ene-21	0,98%	-4,81%	-0,59%	-0,28%	0,01%	-1,72%	-6,41%
feb-21	-0,64%	-4,42%	-0,56%	-0,41%	0,08%	-2,22%	-8,18%
mar-21	7,50%	0,80%	0,21%	-0,12%	0,30%	-0,18%	8,51%
abr-21	26,66%	7,07%	1,07%	0,02%	0,31%	2,68%	37,81%
may-21	3,01%	5,91%	0,45%	-0,29%	0,08%	1,99%	11,15%
jun-21	8,66%	3,93%	0,52%	0,05%	0,51%	2,36%	16,04%
ene-22	2,54%	8,91%	0,37%	0,19%	0,36%	2,36%	14,72%
feb-22	2,95%	5,19%	0,17%	0,23%	0,14%	2,46%	11,15%
mar-22	2,52%	2,86%	0,28%	0,31%	0,15%	2,51%	8,62%

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Comportamiento de la demanda por regiones

En 2021, el consumo de casi todas las regiones creció positivamente, alcanzando aumentos entre 1,30 a 11,96 pp con respecto al crecimiento de 2020. Adicionalmente, se evidencio que las regiones de Costa-Caribe, Noroeste, Oriente, Tolima Grande y CQR, han aumentado su participación dentro de la demanda, a razón de las regiones de Centro, Valle y Sur.

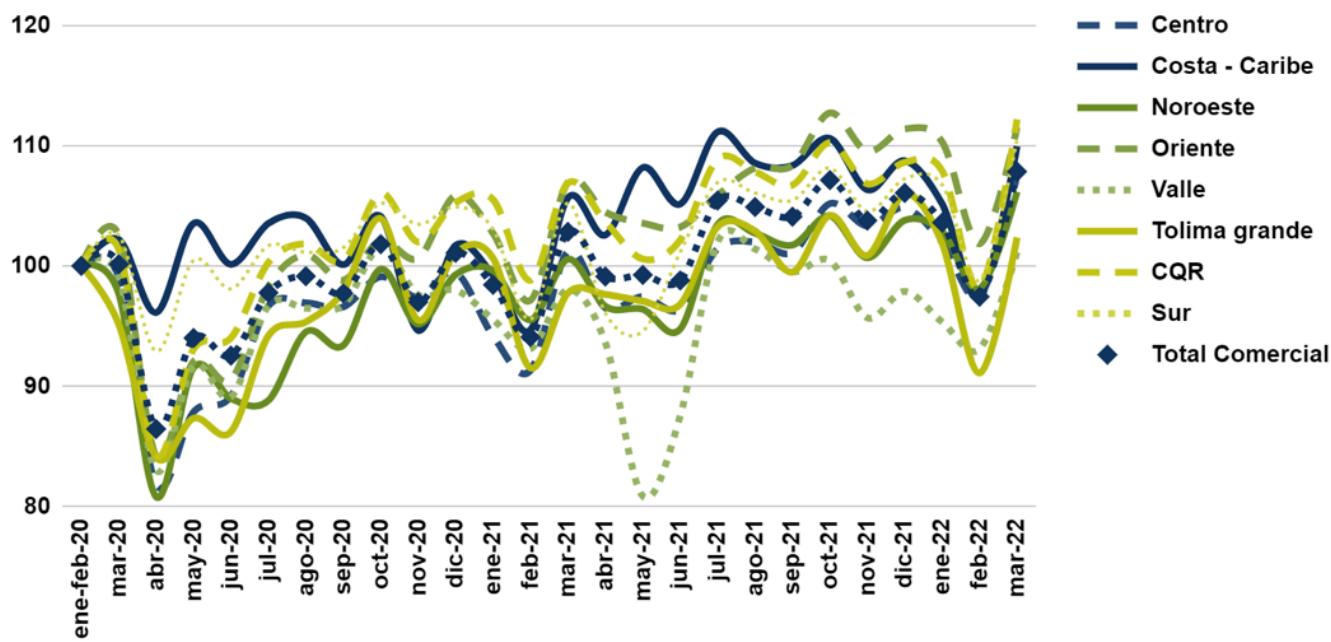
Tabla 2. Demanda comercial por región (GWh-año) – 2019-2021

Región	Demanda año (GWh-año)			Crecimiento de la Demanda año (%)		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
Costa - Caribe	19.492	19.170	20.107	4,00%	-1,65%	4,89%
Centro	17.998	17.371	18.142	3,06%	-3,49%	4,44%
Noroeste	9.602	9.253	9.827	1,56%	-3,64%	6,20%
Oriente	8.415	8.111	8.788	5,68%	-3,61%	8,35%
Valle	7.121	6.869	6.842	2,25%	-3,55%	-0,38%
Tolima grande	3.236	3.171	3.331	0,39%	-1,99%	5,02%
CQR	2.710	2.676	2.852	1,41%	-1,22%	6,57%
Sur	1.901	1.911	1.946	-1,34%	0,52%	1,82%

Fuente: UPME, Base de datos XM, 2022

El crecimiento de la demanda comercial regional para 2021 fue de 4,82% con respecto al año anterior. Las regiones que más contribuyeron con este aumento fueron: Costa Caribe, Centro y Oriente. Vale la pena señalar que, la única región que no creció en demanda de energía eléctrica fue Valle, lo que se explica por las afectaciones de los bloqueos que se presentaron durante el paro nacional del segundo trimestre de 2021.

Para el año en curso (1er trimestre), la demanda promedio mensual para todas las regiones registró tasas de crecimiento positivas. Costa - Caribe creció en 4,39%, Centro 7,09%, Noroeste 3,86%, Oriente 5,50%, Valle 0,99%, Tolima Grande 1,82%, CQR 2,17% y Sur 4.02%.



Gráfica 13. Índice por región de la demanda comercial (Base enero-febrero 2020 = 100)

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

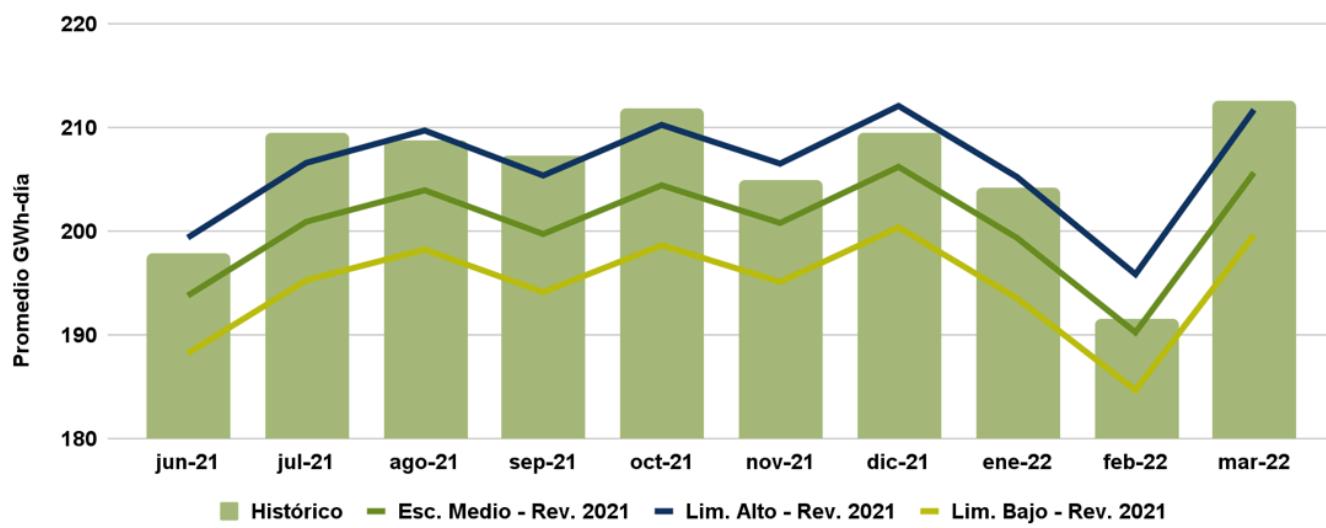
Tabla 3. Crecimiento de la demanda y contribuciones regionales

	Contribuciones al crecimiento								
	Costa Caribe	Centro	Noroeste	Oriente	Valle	Tolima grande	CQR	Sur	Crecimiento Demanda
ene-20	0,84%	0,83%	0,43%	0,16%	-0,11%	0,16%	0,13%	0,04%	2,47%
feb-20	2,33%	1,97%	1,15%	0,40%	0,59%	0,38%	0,12%	0,10%	7,04%
mar-20	0,88%	-0,51%	-0,22%	-0,34%	-0,24%	-0,08%	-0,03%	0,01%	-0,54%
abr-20	-1,24%	-3,74%	-1,87%	-1,80%	-1,26%	-0,48%	-0,52%	-0,15%	-11,05%
may-20	-0,78%	-3,28%	-1,08%	-1,37%	-0,87%	-0,50%	-0,36%	-0,11%	-8,34%
jun-20	-0,75%	-1,63%	-0,91%	-1,15%	-0,70%	-0,47%	-0,13%	-0,02%	-5,76%
ene-21	-0,77%	-1,45%	-0,09%	0,22%	-0,46%	-0,07%	0,11%	0,03%	-2,49%
feb-21	-0,88%	-2,17%	-0,60%	-0,23%	-0,68%	-0,30%	0,07%	-0,07%	-4,86%
mar-21	0,94%	0,54%	0,40%	0,52%	-0,11%	0,12%	0,22%	0,07%	2,70%
abr-21	1,87%	4,51%	2,67%	2,99%	1,23%	0,75%	0,92%	0,09%	15,03%
may-21	1,32%	2,77%	0,72%	1,53%	-0,98%	0,52%	0,31%	-0,15%	6,04%
jun-21	1,44%	2,04%	0,87%	1,72%	-0,16%	0,57%	0,34%	0,09%	6,91%
ene-22	1,63%	2,10%	0,45%	0,92%	-0,02%	0,06%	0,09%	0,10%	5,33%
feb-22	0,86%	1,73%	0,38%	0,59%	0,00%	-0,02%	-0,03%	0,09%	3,61%
mar-22	1,12%	1,62%	0,77%	0,52%	0,31%	0,21%	0,20%	0,14%	4,88%

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Comportamiento real vs proyecciones

Las desviaciones de la proyección y sus límites de demanda publicada en junio de 2021 por la UPME frente al consumo observado se presentan en el Anexo 2. Para la demanda de energía eléctrica del SIN (no incluye GCE) el error cuadrático medio para el periodo de análisis oscila entre el 0,01% y 0,29%.



Gráfica 14. Comparación proyecciones de demanda UPME 2021 versus comportamiento real demanda de energía SIN.

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Vale la pena señalar que la proyección de demanda que incluye los GCE, corresponde a la proyección de la UPME para el SIN a la cual se le adiciona la información reportada a la UPME por los usuarios que potencialmente representan grandes cargas para el sistema. En este sentido, el volumen de energía correspondiente a los GCE no es resultado de un ejercicio de proyección. Al incluir la información de GCE, el error cuadrático medio para el periodo junio 2021 a marzo 2022 oscila entre el 0,02% y el 0,23%.

Por otra parte, en cuanto a la proyección y sus límites de demanda para potencia máxima del SIN, el error cuadrático medio promedio para los escenarios fue entre el 0,02% y 0,19%.

A large, abstract graphic of a flame or energy field dominates the left side of the image. It is composed of numerous thin, glowing blue lines that curve and flow upwards and outwards from a central bright source. The background is a dark blue gradient.

**GAS
NATURAL**

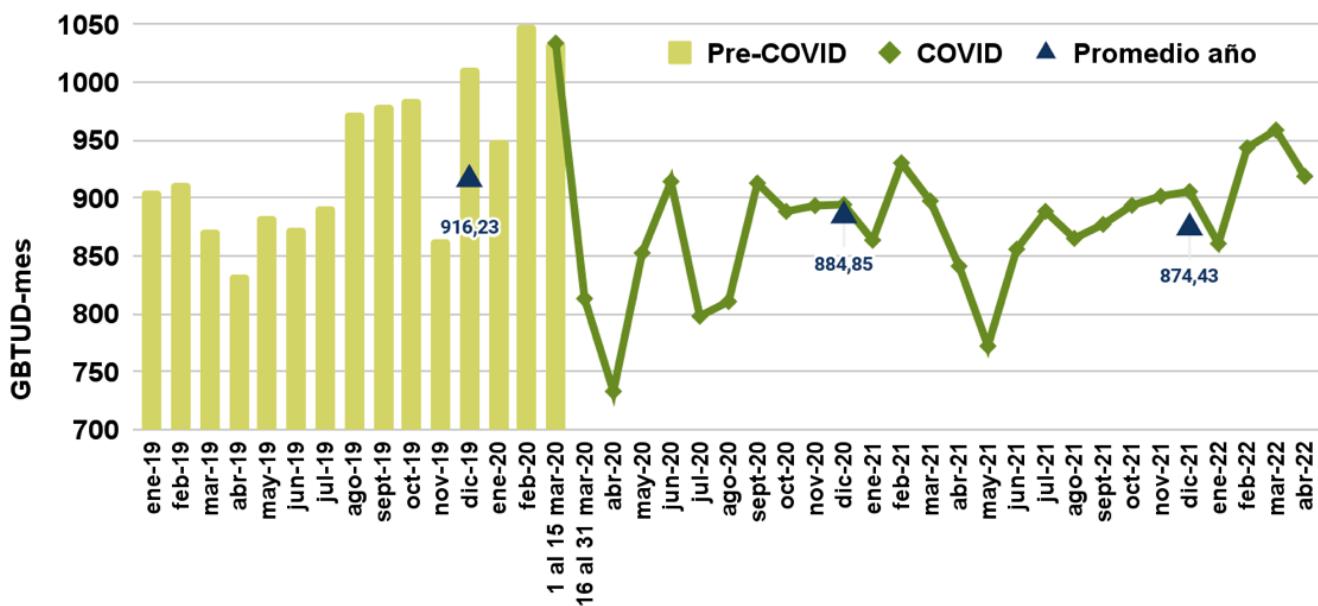
Comportamiento de la demanda de gas natural

En 2021, la demanda anual de gas natural fue 319.021 GBTU-año, lo cual representó una disminución en el consumo de 1,42%, con respecto al registrado en 2020 (323.610 GBTU)⁸. Esta situación ratifica la desaceleración del consumo de gas natural en el país, que en los últimos 5 años ha disminuido en promedio cada año 2,4%. El consumo promedio diario de gas natural en Colombia fue 874 GBTUD durante 2021, cifra que fue 10,15 GBTUD menor a la registrada en 2020.

Durante el primer trimestre de 2021, el promedio de consumo diario por mes fue de 897,2 GBTUD. Debido a las situaciones generadas por las protestas del paro nacional durante abril y mayo, para el segundo trimestre del año el consumo promedio cayó en 8,3%. Hacia el mes de julio, se recuperó el consumo de gas natural pues la cifra de ese mes fue tan solo 4 GBTUD menor a la registrada en julio de 2019.

Entre los meses de julio y septiembre de 2021 se presentó un aumento en la demanda de gas natural del 6,6% con respecto a junio, debido a la apertura económica y el plan de vacunación masivo, a pesar de que en este periodo aumentó el nivel de los embalses del SIN y por ende, se redujo el consumo de gas del sector termoeléctrico.

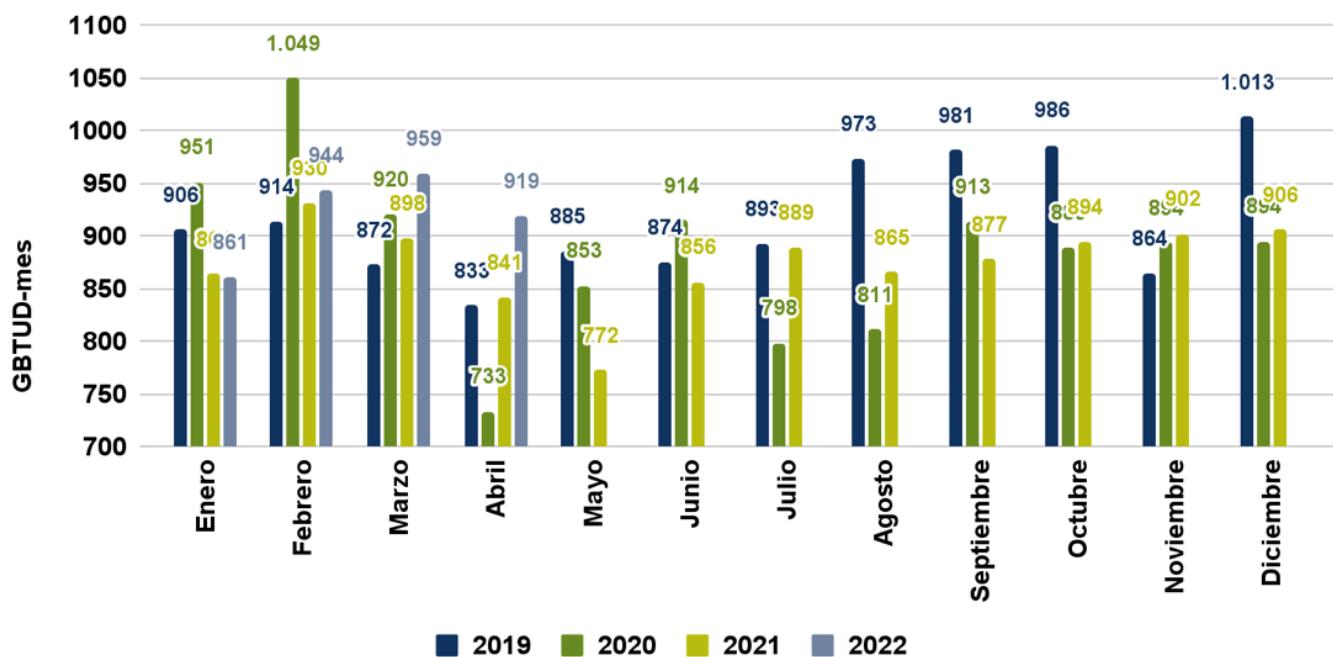
A partir de septiembre de 2021 y principios de abril de 2022, el consumo de gas ha alcanzado un 92% del nivel de demanda pre pandemia. Es posible observar cómo a pesar de la recuperación económica que se presentó durante 2021, los niveles de consumo promedio anual de gas natural son cada vez menores (**Gráfica 15**).



Gráfica 15. Seguimiento a la demanda mensual de gas natural – 2019 a 2022p

Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 30), 2022

⁸ De acuerdo con cifras del Gestor del Mercado de Gas Natural BMC 2021. De acuerdo con cifras de Concentra. 2021.



Gráfica 16. Comparativo de la demanda mensual de gas natural 2019-2022p

Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 30), 2022

Comportamiento de la demanda por sectores

En 2021, la mayoría de los sectores presentaron una recuperación en el consumo de gas natural, en comparación con la caída generalizada producida en 2020. El sector que presentó la mayor recuperación en el consumo fue el sector transporte con 11,4%, seguido por la industria (6,9%), el sector terciario (4,6%) y petroquímico (3,2%)⁹.

El aumento del consumo en el sector transporte se explica por el levantamiento de las medidas de aislamiento y con ello, las restricciones en la movilidad. A lo anterior, se sumó la incorporación de 1.587 vehículos de carga que operan con gas, lo que representó un aumento en la flota que usa este energético de 64% con respecto a 2020¹⁰.

El crecimiento de la demanda de gas en la industria y el sector terciario es consecuencia de la recuperación económica de estos sectores, tras lo ocurrido en 2020. El repunte de estas actividades se ve reflejado en que el crecimiento de la producción industrial (11.7%) y del comercio (21,2%) estuvo por encima del crecimiento del PIB nacional (10,7%) en el último trimestre del año.

⁹ De acuerdo con cifras de Concentra. 2021.

¹⁰ De acuerdo con cifras de Naturgas: <https://naturgas.com.co/flota-de-vehiculos-pesados-a-gas-natural-se-incremto-en-64-y-supero-las-4-000-unidades-en-2021/>

Con respecto a los niveles de consumo previos a la pandemia, la demanda del sector transporte y terciario aún se encuentran por debajo a lo registrado en 2019, en 11,17%, y 22,51%, respectivamente. En el caso de la industria, si se registra una demanda 6.3% mayor a 2019.

Por otro lado, los únicos sectores que presentaron una caída en el consumo con respecto a 2020 fueron los sectores termoeléctrico y residencial, con caídas de 15,7% y 3,0%, respectivamente. La caída en la demanda de gas del sector termoeléctrico es consecuencia del menor despacho en mérito de estas centrales, que a su vez responde al alto nivel de los embalses durante el segundo y tercer trimestre del 2021. Para septiembre de 2021, el nivel de aportes en los embalses era de 95,39 %, por lo que, la generación de las centrales térmicas en el interior disminuyó 5,2% pasando de 655,09 GWh-mes en julio a 620,78 GWh-mes en septiembre¹¹.

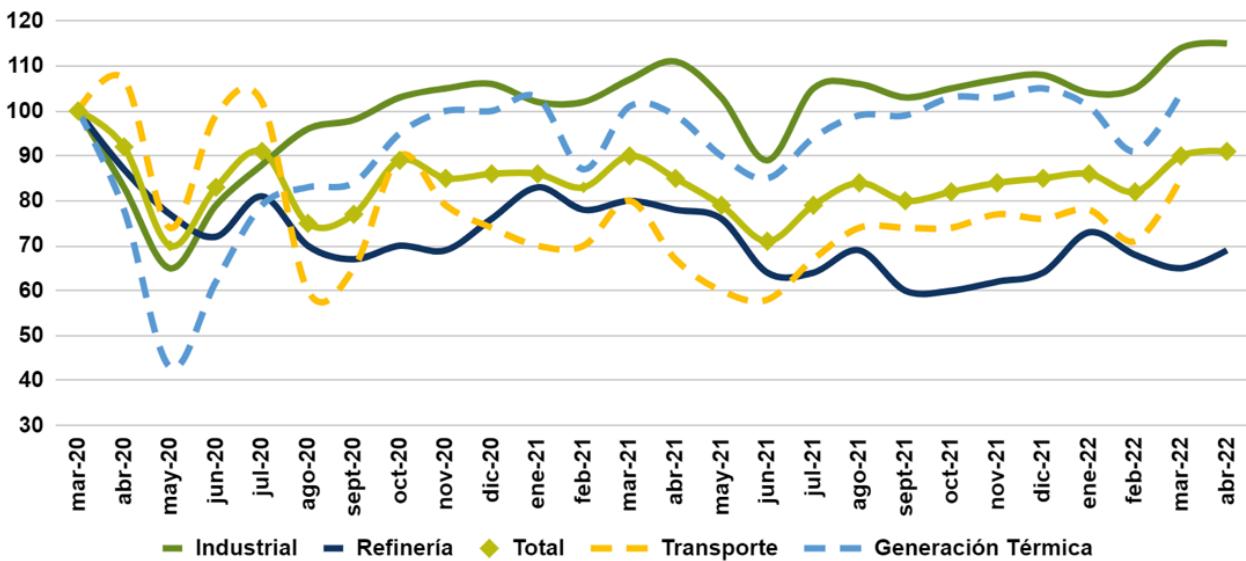
El sector petrolero presentó cambios en sus consumos, tanto en las refinerías como en los autoconsumos. En las refinerías, se presentó una caída de 2,4% que responde a la disminución en el consumo de combustibles líquidos como gasolina y ACPM para el transporte, como consecuencia de los problemas de orden público que existieron en abril y mayo de 2021.

Por su parte, el autoconsumo aumentó más del 100%, lo que podría ser explicado por un aumento en la producción en julio principalmente en los campos Caño Limón, Rex Ne (Arauquita, Arauca), Akacías (Guamal, Meta), Costayaco (Villa Garzón, Putumayo), Castilla Norte (Acacías, Meta), Quifa (Puerto Gaitán, Meta), Caño Yarumal (Arauca, Arauca) y Tigana (Tauramena, Casanare)¹².

A finales de 2021, el consumo nacional de gas natural alcanzó cerca del 90% del nivel registrado en enero y febrero de 2020. Adicionalmente, se observa que la curva de total nacional sigue el comportamiento de los sectores no regulados, en particular el consumo de las centrales termoeléctricas y de las refinerías, que en conjunto representan cerca del 37% de la demanda en Colombia (Gráfica 17). En febrero de 2022, los únicos sectores no regulados que registran niveles de consumo superiores a los de los dos primeros meses de 2020 son el industrial y el transporte.

¹¹ De acuerdo a cifras de XM.

¹² De acuerdo con La República: <https://www.larepublica.co/economia/produccion-de-gas-incremento-4-al-totalizar-1-061-millones-de-pies-cubicos-diarios-3242897>

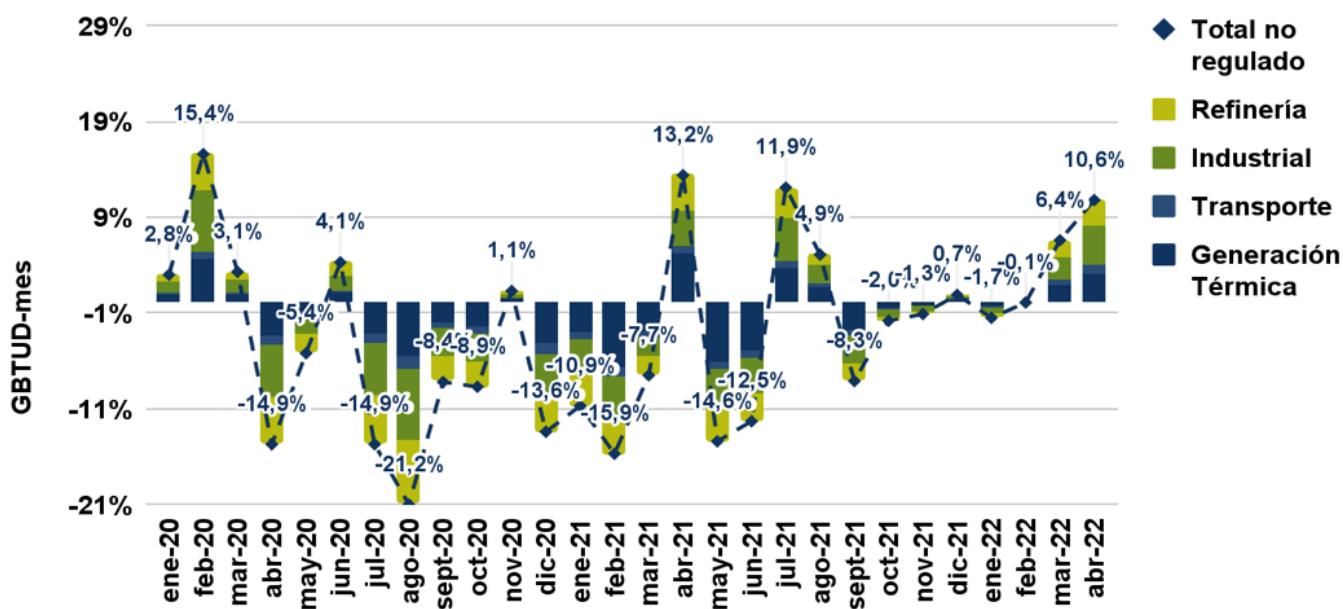


Gráfica 17. Índice de la demanda no regulada por sectores

Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 30), 2022

El consumo del mercado no regulado representa el 73% de la demanda total de gas natural en Colombia. Por tal razón, el consumo nacional tuvo sus mayores caídas en los meses de abril y mayo de 2021.

El mes que reportó la mayor caída en los sectores no regulados con respecto al mismo período del año previo fue febrero. En total el crecimiento para este mes fue de -16%. La generación de electricidad con termoeléctricas, la industria, las refinerías fueron los sectores que más aportaron a la caída del consumo de febrero, con una contribución de -16,2, -4,6 y -4,5 p.p, respectivamente (**Gráfica 18**).



Gráfica 18. Contribución sectorial al crecimiento año corrido de la demanda No Regulada

Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 30), 2022

Comportamiento de la demanda por regiones

En el 2021, solo dos regiones presentaron crecimientos positivos en sus consumos de gas natural frente al año 2020: Centro y CQR. El mayor crecimiento lo tuvo Centro con un 9,3%. Sin contar el sector termoeléctrico, el aumento en el consumo de gas natural en esta región fue del 9,2%, el cual se explica por el crecimiento de la demanda de los sectores industrial (18,01%), transporte (11,64%) y petrolero (+100%), a pesar de la disminución que se presentó en los sectores terciario (-0,8%) y residencial (-4,1%).

En la región CQR, se presentó un crecimiento moderado de 1,5% a pesar de la disminución en la generación eléctrica por parte de Termodorada en 37,4% con respecto a 2020. Excluyendo el sector termoeléctrico, la región tuvo un crecimiento de la demanda de 4,0%, siendo el sector terciario el de mayor crecimiento (8,0%), seguido por el industrial (7,3%).

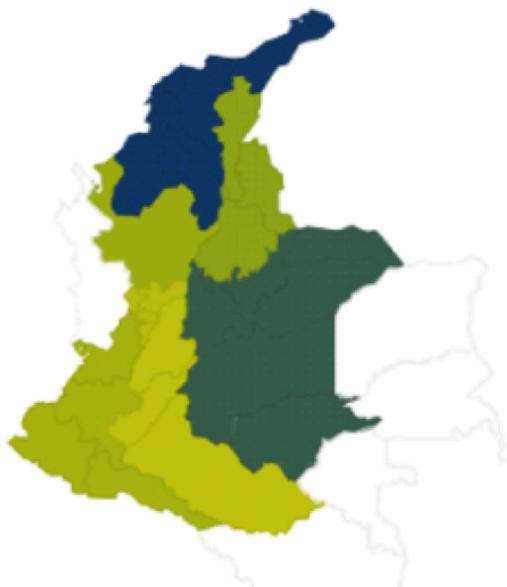
Por su parte, las regiones Suroeste, Costa, Noreste, Tolima Grande y Noroeste presentaron una disminución en el consumo de gas natural durante 2021. En la región Suroeste, la reducción en el consumo fue de 10,4%, debido a la caída en la demanda en los sectores termoeléctrico (-96,5%), residencial (-5,8%) e industrial (-3,0%).

En la región Costa se presentó una reducción de 7,4% que se atribuye a la disminución del consumo en el sector termoeléctrico de 18,3% y de 0,4% en el sector residencial. En la región Noroeste se presentó una reducción leve de 1,3% provocada por una disminución en el consumo de GNVC (-14,6%), termoeléctrico (-7,7%) petroquímico (-4,1%) que se compensa con el aumento de la demanda del sector terciario (20,8%), industrial (3,3) y residencial (1,2%).

En la región Noreste, la disminución de 4,45% se atribuye a la caída de los consumos en el sector petrolero (-47,1%), y en especial de las refinerías (-5,2%) que representan cerca del 70% de la demanda de la región. Las medidas de restricción a la movilidad presentadas en medio de desórdenes públicos impactaron la demanda de combustibles líquidos, lo que llevó a una disminución en la producción de estos en las refinerías.

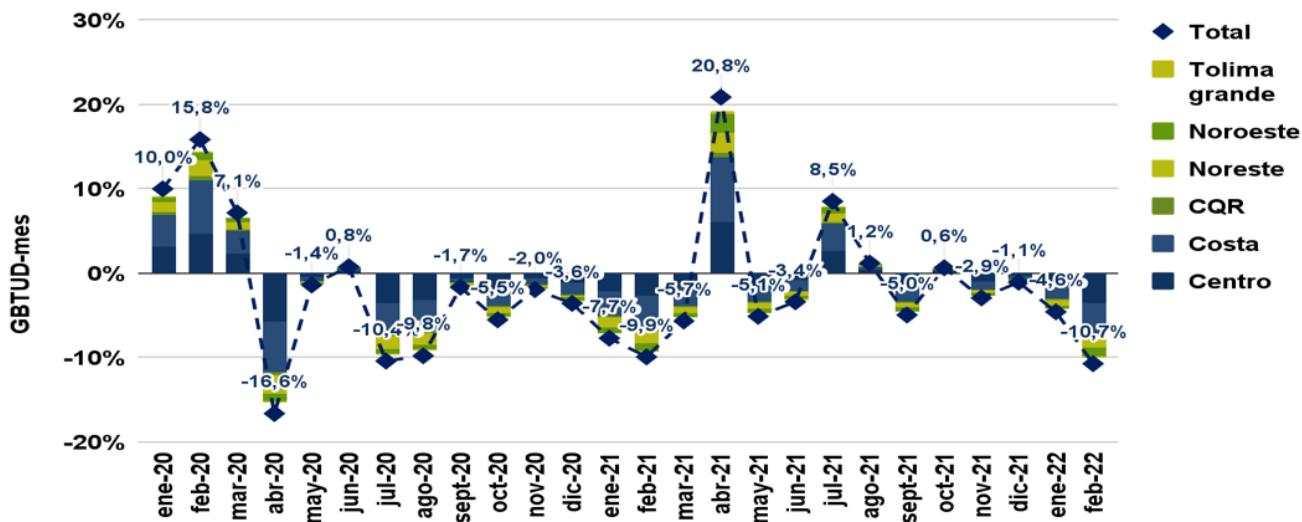
La disminución de la demanda de 4,3% en la región de Tolima Grande, se explica por la caída en los sectores industrial (-27,9%), residencial (-5,8%) y GNVC (-5,5%) (**Ver Tabla 4**). Al comparar las tasas de crecimiento por mercados en 2020 y 2021, cuatro de las siete regiones presentaron reducciones entre 0,3% - 4,2% en el regulado, mientras que en el no regulado en cinco regiones se obtuvieron caídas entre 4,5% - 13,4%.

Tabla 4. Demanda gas natural por región (GBTUD-año) – 2020-2021



Región	Consumo total (GBTUD-año)		Crecimiento del consumo anual (%)	
	2020	2021	2020	2021
Costa	358,53	331,88	-1,12%	-7,43%
Centro	287,57	314,34	-10,73%	9,31%
Noreste	122,42	116,98	-4,87%	-4,45%
Noroeste	90,04	88,57	55,94%	-1,63%
Suroeste	69,13	61,96	-4,69%	-10,37%
CQR	28,76	29,19	5,63%	1,49%
Tolima Grande	15,16	14,51	3,41%	-4,26%

Fuente: UPME, Concentra, 2022



Gráfica 19. Contribución regional al crecimiento año corrido de la demanda

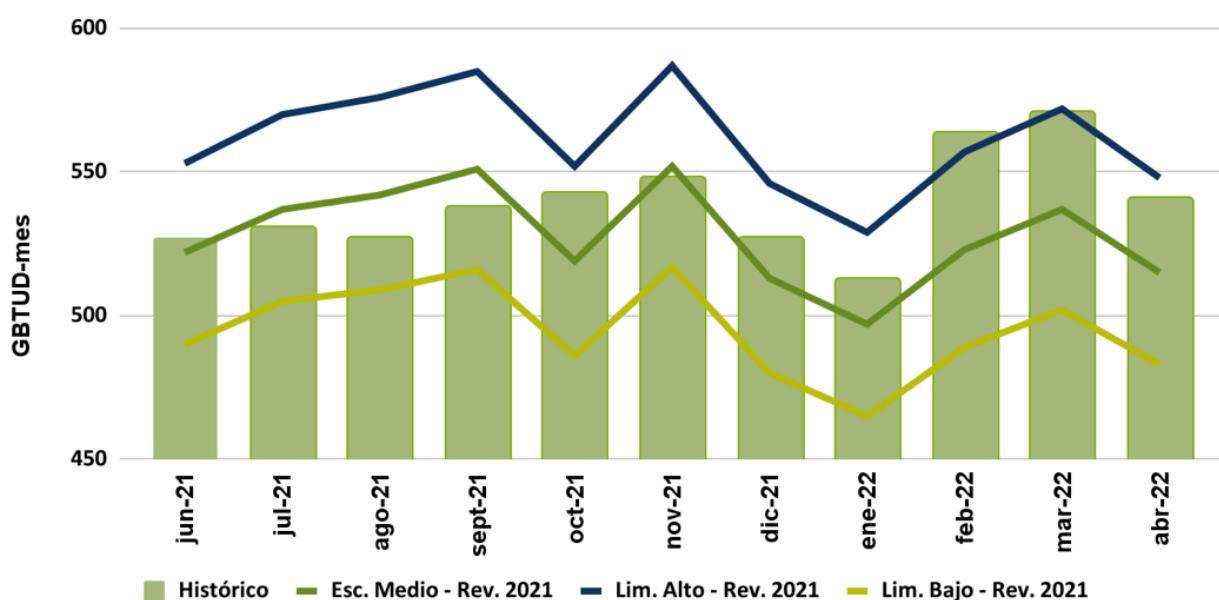
Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 30), 2022

Con la apertura total de diferentes sectores de la economía, el avance del plan de vacunación y el cese de las protestas a nivel nacional, para el tercer trimestre del año 2021, el consumo a nivel nacional tuvo un aumento del 3,5% comparado con el segundo trimestre, en donde regiones como Centro y Costa presentaron una recuperación del consumo de 3,6% y 6,7%, respectivamente. Sin embargo, en otras regiones se presentó nuevamente una caída del consumo, como en Noreste (-15,0%), CQR (-6,2%), y Suroeste (-3,4%).

Comportamiento real vs proyecciones

Las desviaciones de la proyección de consumo de gas publicada por la UPME en 2021 frente a la demanda real se presentan en el Anexo 5. Las estimaciones de la proyección y sus límites de los sectores agregados¹³ fueron cercanas al consumo real registrado entre mayo y diciembre de 2021, en especial, los datos históricos presentaron mejor ajuste frente al escenario medio.

Entre octubre y diciembre, la proyección estuvo por debajo del consumo real en 2,1% en promedio (Gráfico 20). Para el primer trimestre de 2022, la proyección tuvo una desviación de 5,4%, y datos reales se asemejan más al límite alto de las proyecciones. El error cuadrático medio de la proyección para el período mayo 2021 - abril 2022 para la proyección y sus límites fueron inferior al 0,8%.



Gráfica 20. Comparación proyecciones UPME 2021 vs comportamiento real.

Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 30), 2022

La desviación de las proyecciones frente al consumo real se explica por los siguientes elementos:

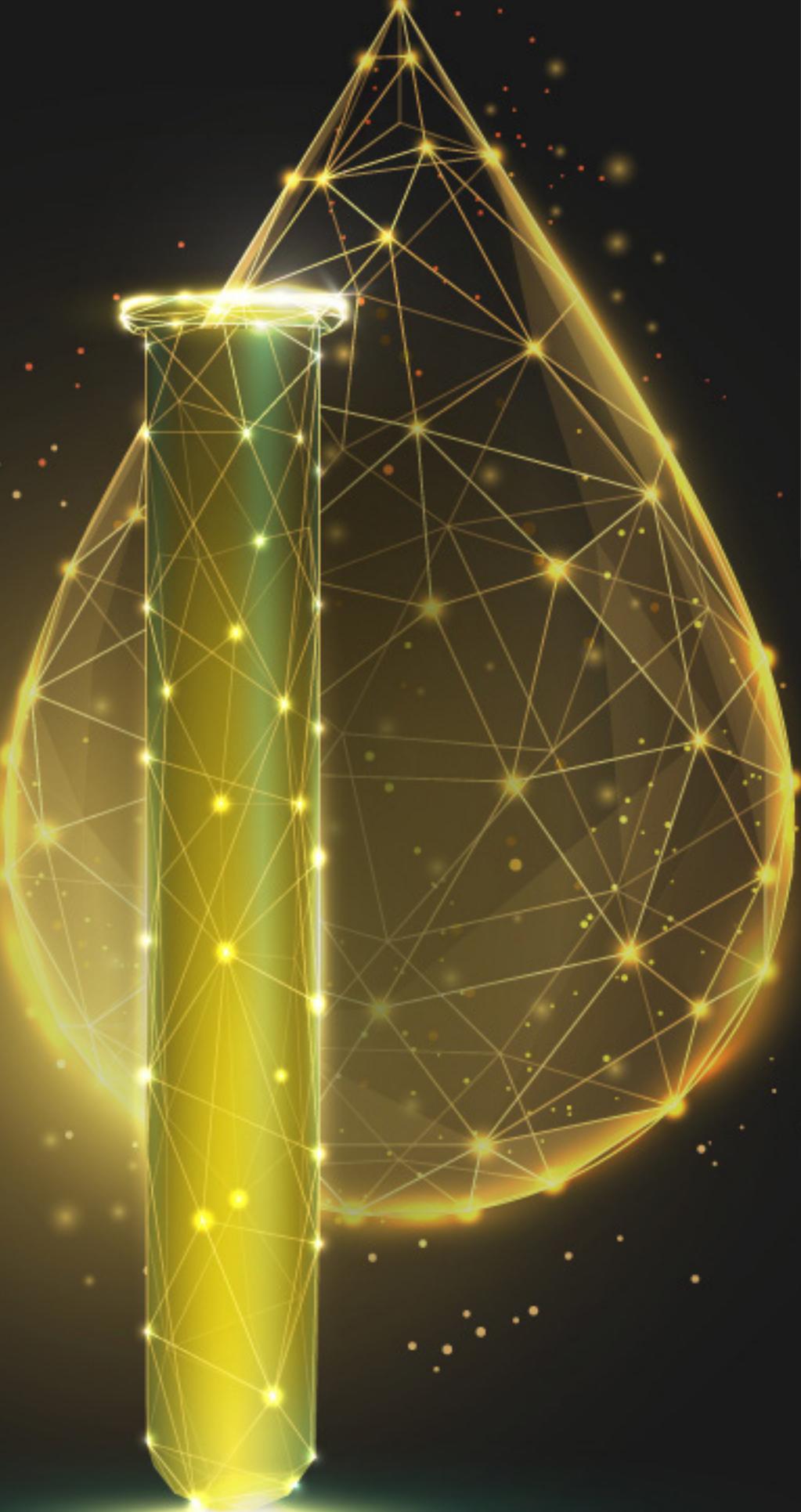
- La disminución del consumo en el sector residencial se compensa por el aumento en el sector terciario, en particular para el uso del gas en la cocción.
- El PIB del sector industrial presentó un crecimiento de 16,7% anual en 2021, lo cual explicó la rápida recuperación de la demanda de gas en este sector no solo frente al año anterior (6,9%), sino que también este consumo fue mayor al registrado en 2019 (6,3%).

¹³ Sectores agregados: Residencial+Terciario+Industrial+Petroquímico+Compresores+GNVC

- El sector de comercio presentó un incremento del PIB de 21,2% con respecto a 2020, muy por encima del crecimiento económico anual nacional de 10,6%, lo que impulsó el crecimiento de la demanda de gas en el sector terciario (4,6%).

En la proyección de demanda para el sector termoeléctrico, el error cuadrático medio fue del 10,77% y una desviación del 32,3% en promedio, por debajo de los valores reales. Lo anterior, puede explicarse por los altos aportes hidráulicos y por consiguiente, de menor producción de energía termoeléctrica. Aunque el nivel de los embalses alcanzó niveles del 95% de capacidad hacia octubre de 2021, y el consumo de las termoeléctricas disminuyó 15,7% con respecto a 2020, el consumo fue superior en promedio 57 GBTUD a lo esperado.

Finalmente, la información reportada por Ecopetrol en 2020 con respecto a las expectativas del consumo de gas en el sector petrolero frente a la demanda real, muestra una desviación del 25,9% en promedio por encima. Lo anterior, se puede explicar por una producción de petróleo inferior a la esperada, especialmente en la producción de combustibles líquidos en las refinerías debido a la presencia de fallas eléctricas, mecánicas y problemas de orden público, en donde fueron más afectados campos petroleros ubicados en Meta, Bolívar y Casanare.



COMBUSTIBLES Líquidos

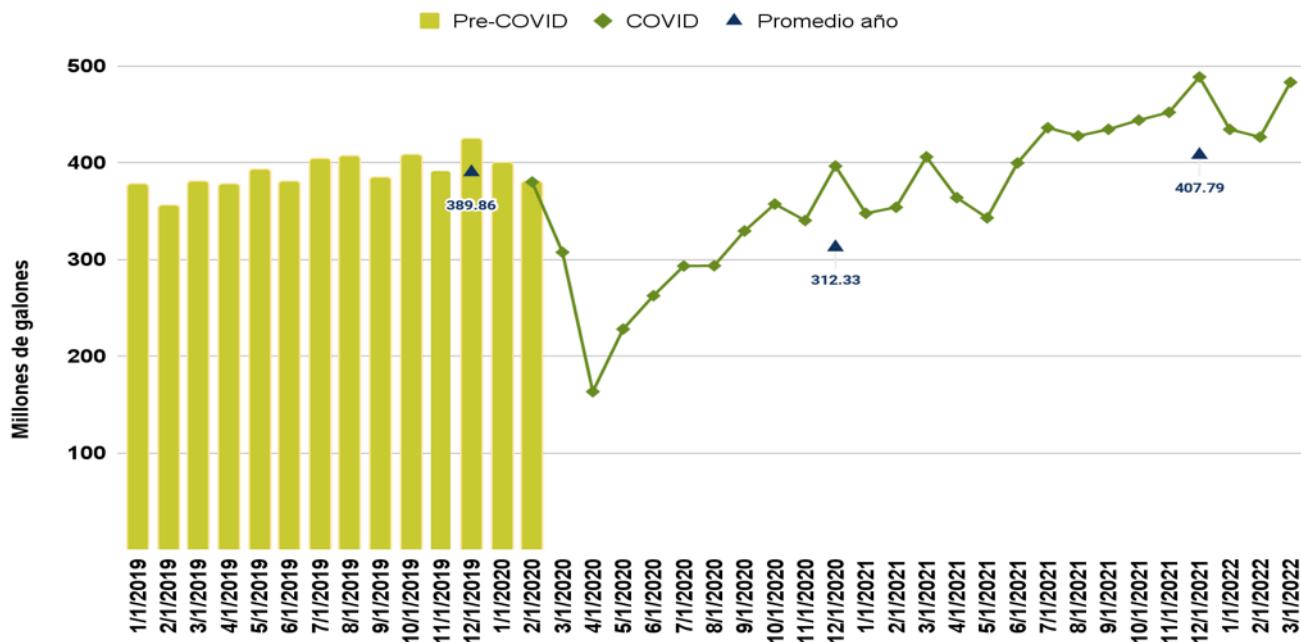


Comportamiento de la demanda de combustibles líquidos

El consumo total de combustibles líquidos a nivel nacional recuperó los volúmenes previos a la pandemia. En 2020 la demanda nacional fue de 3.748 millones de galones (Mgal) y para 2021 alcanzó un nivel de 4.894 Mgal, esto representa un aumento anual de 30%. Vale la pena señalar que como producto de la pandemia, el consumo de 2019 a 2020 decreció en un 19,88%.

En 2021, los crecimientos por tipo de combustible líquido fueron diferenciados. La demanda de ACPM creció en 22% frente al año de la pandemia, el consumo total pasó de 1.793 Mgal en 2020 a 2.192 Mgal en 2021. Por su parte, el consumo de gasolina aumentó en 31% pues fue de 2.251 Mgal frente a los 1.718 Mgal de 2020. Por último, el consumo total de Jet Fuel fue el que mayor tasa de crecimiento registró en 2021 (90%), pues la demanda pasó de 237 Mgal en 2020 a 451 Mgal en 2021.

En términos de demanda promedio mensual, se puede señalar que en 2021 hubo un crecimiento más que proporcional que la caída de 2020. La tasa de crecimiento fue del 31% con respecto a 2020. El consumo promedio mensual de combustibles líquidos fue de 407 Mgal.

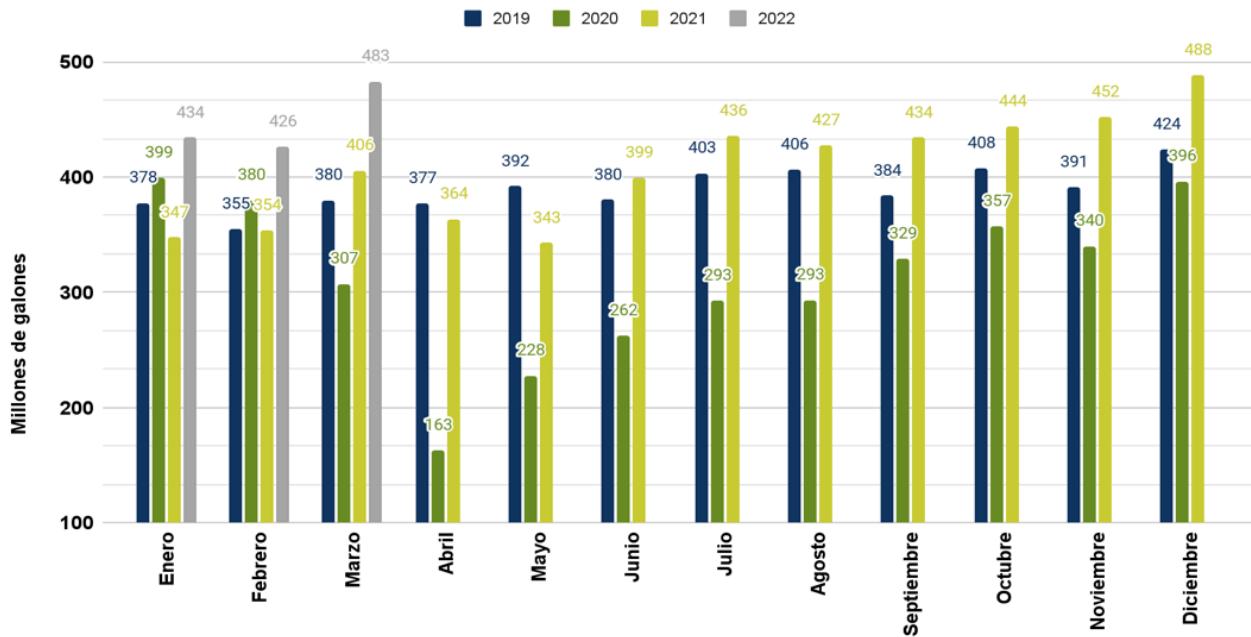


Gráfica 21. Demanda de combustibles líquidos en Colombia (2019, 2020, 2021 y hasta marzo 2022)

Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte marzo 2022), Base de Junio de 2022

El consumo de combustibles líquidos mostró una tendencia de recuperación en consonancia con el levantamiento de restricciones a la movilidad definidas por la pandemia. La recuperación de la demanda de combustibles líquidos comenzó a consolidarse en diciembre de 2020, con una demanda de 396 Mgal que se mantuvo por esos niveles durante el primer trimestre de 2021.

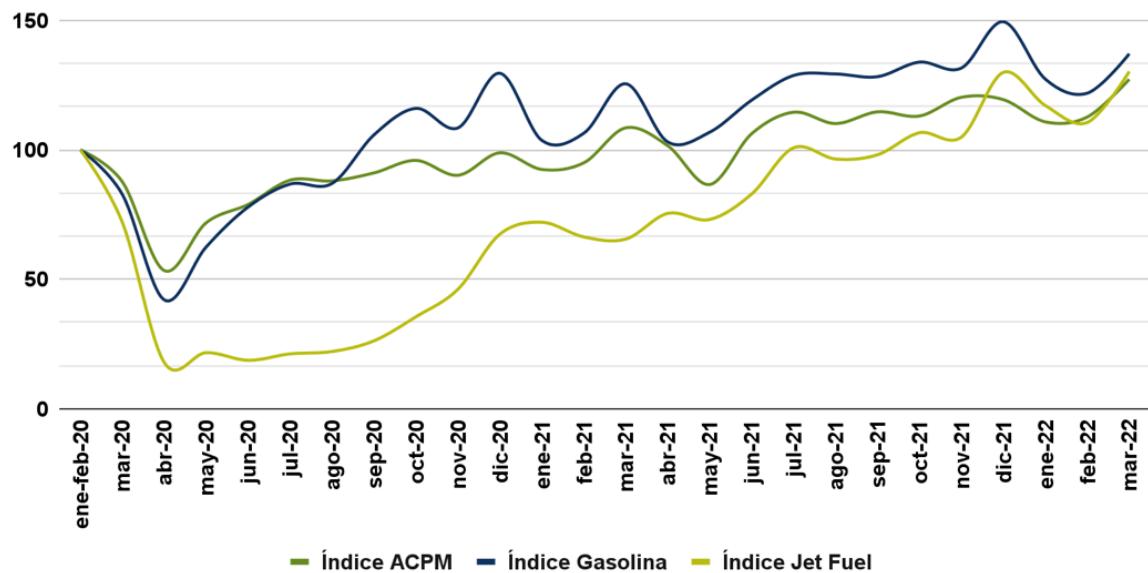
En los meses de abril y mayo de 2021, se presentó el paro nacional y con ello bloqueos en el suministro de estos combustibles lo que redujo el consumo parcialmente. A partir de julio de 2021 se registraron demandas superiores a los 400 Mgal y en diciembre se registró el mayor nivel de consumo con 488 Mgal (**Gráfica 21**).



Gráfica 22. Demanda de combustibles líquidos mensual (2020- marzo 2022)

Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte marzo 2022), Base de junio de 2022

En la Gráfica 22 se puede observar el índice de demanda del ACPM, la gasolina y el Jet Fuel, tomando como base (100) la demanda promedio de enero y febrero de 2020. Como se puede observar, la gasolina fue la de recuperación más acelerada, pues en 2020 registró niveles superiores a 100, el ACPM recuperó los niveles superando el paro y el jet fuel a finales de 2021.



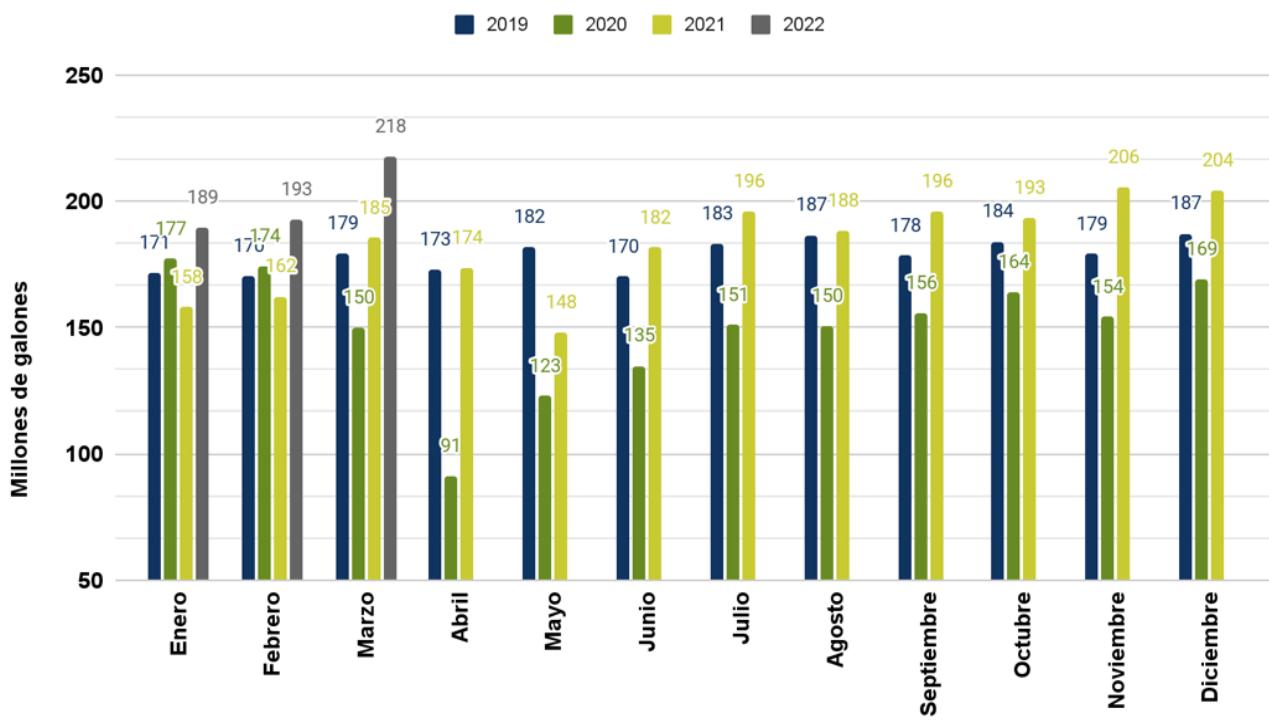
Gráfica 23. Índice de la demanda de ACPM, Gasolina y Jet Fuel (2020-marzo 2022)

Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte marzo 2022), Base de junio de 2022

Comportamiento de la demanda de diesel - ACPM

La demanda de diesel se redujo en 16% como efecto de la pandemia en 2020. El consumo de ese año fue 1.793 Mgal mientras que el año previo fue 2.143 Mgal. Gracias al retorno a las actividades económicas, en 2021, se evidenciaron niveles de consumo superiores a los reportados antes de la pandemia. El consumo de diesel fue 2.191 Mgal, lo que significa un crecimiento de 22% con respecto 2020 y de 2,23% frente a 2019.

Coincidencialmente, tanto para el año 2020 como para el año 2021, el mes en que menos consumo de ACPM se presentó fue mayo. En el primer caso, por las restricciones de movilidad asociadas a la pandemia, en el segundo por la ocurrencia del paro nacional.



Gráfica 24. Consumo de ACPM en Colombia por meses (2019- marzo 2022)

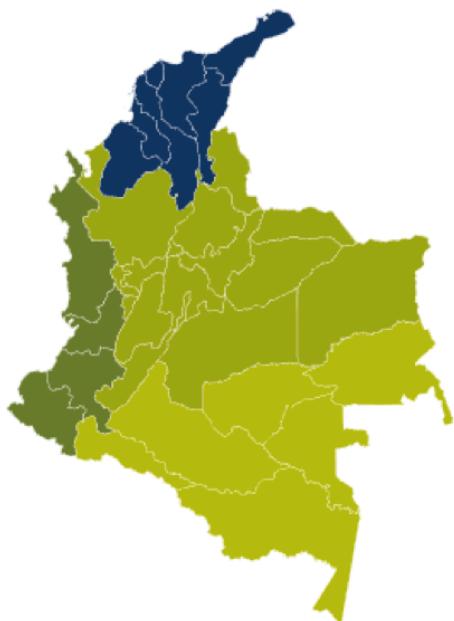
Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte marzo 2022), Base de junio de 2022

El comportamiento del consumo mensual de diesel de 2019 a 2021 se presenta en el Gráfico 24. Se puede observar que durante 2020, el nivel de consumo estuvo cercano a los 150 Mgal y a partir de marzo de 2021 empieza a registrar niveles del orden de los 200 Mgal. El crecimiento anual en marzo de 2021 fue del 24% y del 90% en el mes de abril. A partir de junio de 2020, el nivel de consumo de diesel llegó a niveles previos de pandemia y se empieza a estabilizar como resultado de la apertura de los sectores comercial, industrial, transporte y del avance en la vacunación.

En términos regionales, el consumo de diesel se concentra en Bogotá y Antioquia quienes tienen participaciones del 12%, respectivamente. El departamento del Cesar participa con

el 10% en el total nacional. La Guajira fue el departamento que presentó el mayor crecimiento en el año 2021 con 74% con respecto a 2020. El Amazonas fue el único departamento que presentó un decrecimiento del 26% en 2021 con respecto al año 2020. Con respecto al comportamiento regional, la región Caribe representa el mayor consumo de ACPM, mientras que Amazónica e Insular (San Andrés, Santa Catalina y Providencia) son las que representan el menor consumo.

Tabla 5. Demanda de ACPM por región (Millones de galones -año) 2020 - 2021

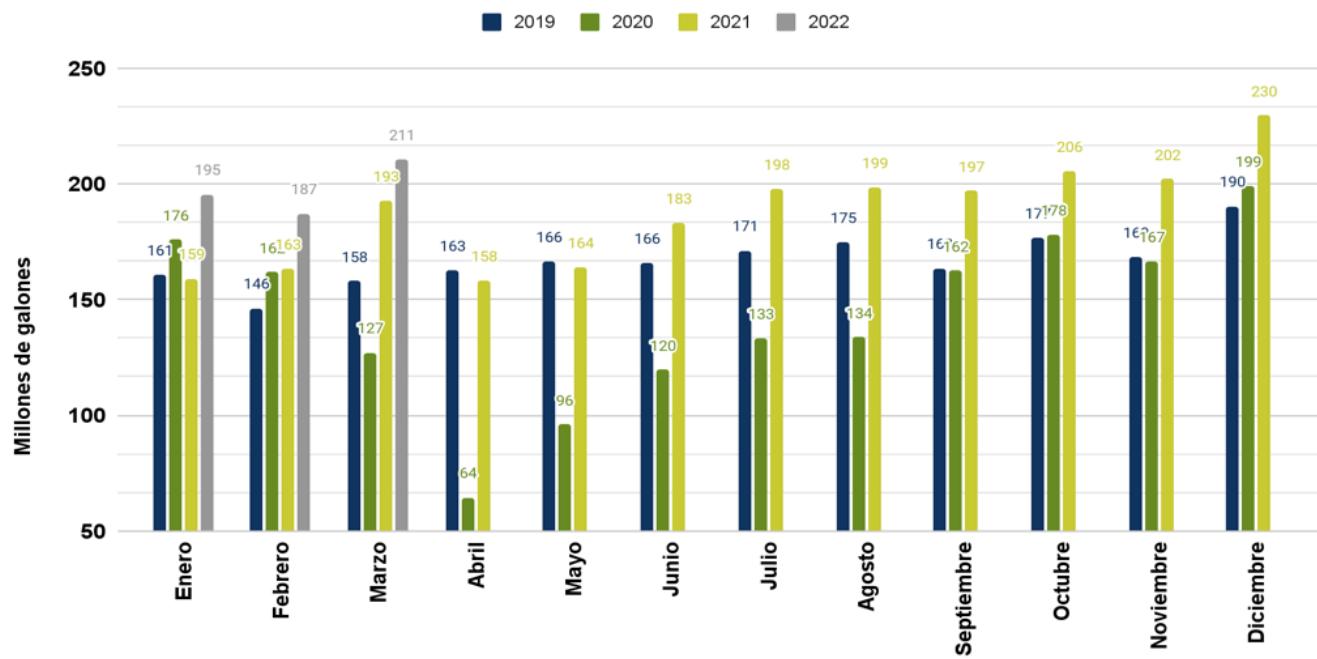


Región	Consumo total (Millones de galones)		Crecimiento del consumo anual (%)	
	2020	2021	2020	2021
Caribe	480	603	-22,94	25,69%
Pacífica	258	283	-5,96	9,58%
Andina	93	114	-14,68%	22,99%
Orinoquia	94	114	-18,42	21,46%
Amazónica	24	28	-23,56%	14,64%
Insular	12	15	-20,45	26,10%

Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte diciembre 2021), Base de junio de 2022

Comportamiento de la demanda de gasolina

Como resultado de la pandemia el consumo de gasolina se redujo en un 14%, pues pasó de 2.004 Mgal en 2019 a 1.718 Mgal en 2020. En 2021, la demanda se recuperó y se evidenciaron niveles de consumo superiores a previos a la pandemia, el consumo de gasolina fue 2.250 Mgal, lo equivale a un crecimiento del 31% con respecto 2020 y del 12% frente a 2019.



Gráfica 25. Consumo de gasolina en Colombia mensual (2019- marzo 2022)
Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte marzo 2022), Base de junio de 2022

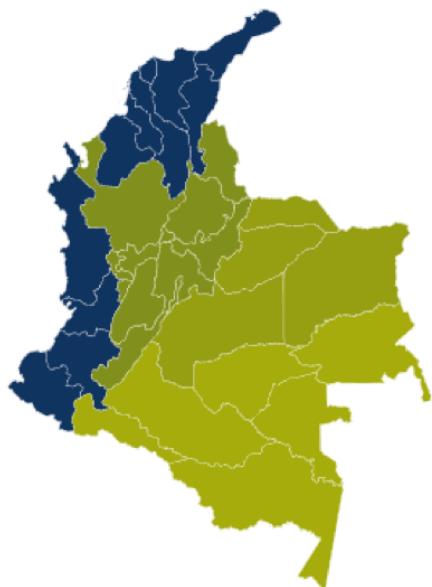
La pandemia tuvo efectos significativos sobre la demanda de gasolina, considerando que el sector transporte corresponde al 98,89% del consumo total. Particularmente, durante el mes de abril de 2020 se presentó un decrecimiento del 60%, mes en el que se implementaron las medidas más restrictivas de circulación.

A partir de marzo de 2021 se empieza a recuperar la demanda de gasolina con un crecimiento del 40%, esto considerando que las restricciones de movilidad se levantaron y adicionalmente las tasas de vacunación aumentaron. Durante el mes de abril de 2021 se obtiene un crecimiento relevante de 145%, esto considerando que abril y mayo de 2020 fueron los meses con mayor impacto en la pandemia

Con respecto a la participación de las regiones en la demanda de gasolina Bogotá, Antioquia y Valle del Cauca tienen la mayor participación. El Archipiélago de San Andrés, Santa Catalina y Providencia fue el departamento que presentó un mayor decrecimiento para 2020 con un 33% con respecto a 2019, seguido de Atlántico (28%) y Bolívar (24%).

El Amazonas fue el departamento que presentó el mayor crecimiento en el año 2021 con 88% con respecto a 2020. El departamento que menor crecimiento presentó en 2021 con respecto a 2020 fue Vaupés. Con respecto al comportamiento regional, la región Caribe

Tabla 6. Demanda de gasolina por región (Millones de galones -año) 2020 - 2021

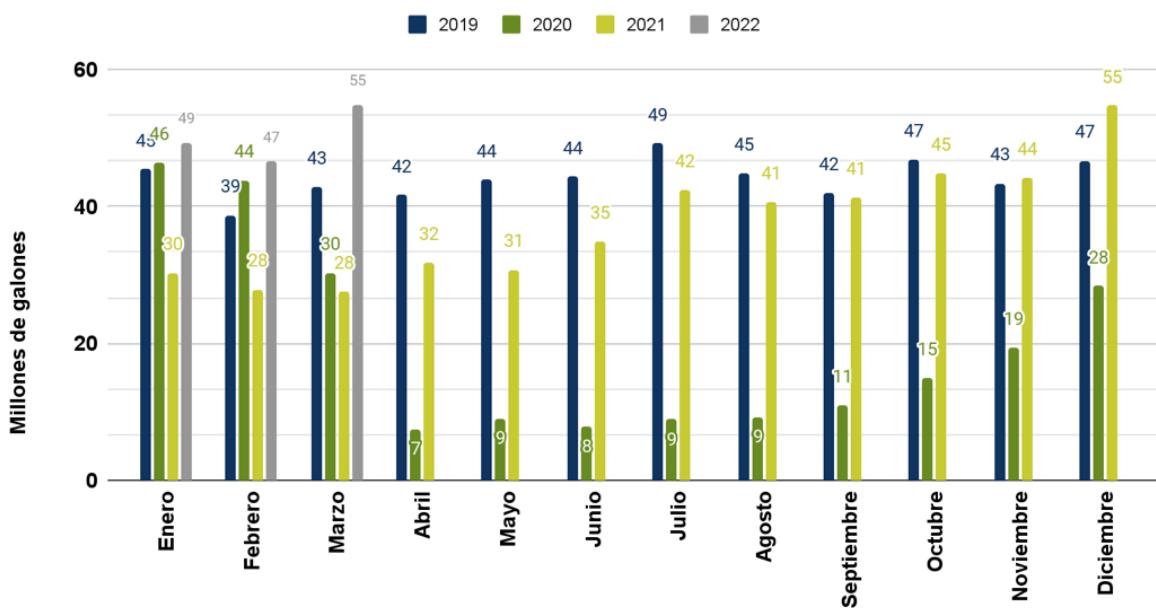


Región	Consumo total (Millones de galones)		Crecimiento del consumo anual (%)	
	2020	2021	2020	2021
Caribe	303	412	-12,31%	35,97%
Pacífica	312	385	-12,48%	23,48%
Andina	98	129	-16,79%	31,45%
Orinoquía	74	95	0,75%	27,84%
Amazónica	43	57	0,74%	32,99%
Insular	3	4	-34,76%	54,95%

Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte diciembre 2021), Base de junio de 2022

Comportamiento de la demanda de jet fuel

El jet fuel fue el combustible que más fue golpeado por la pandemia, en el año 2020 el consumo fue 237 Mgal, lo que corresponde a una reducción del 55% frente al 2019. Dado el retorno a la normalidad en la mayoría de las actividades económicas del país en 2021, el consumo fue de 451 Mgal, es decir un crecimiento de 90% con respecto a 2020.



Gráfica 26. Consumo de Jet Fuel en Colombia por mes (2019- marzo 2022)

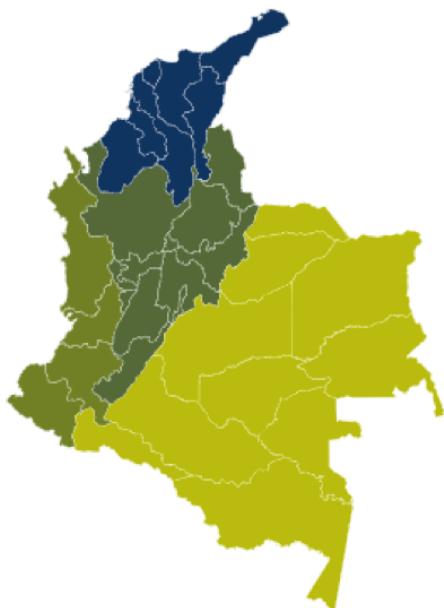
Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte marzo 2022), Base de junio de 2022

A partir de abril de 2021 se empieza a recuperar la demanda de jet fuel con un crecimiento del 324%. Durante los demás meses de 2021, se empieza a estabilizar la demanda como resultado de la apertura de los aeropuertos y el aumento en los indicadores de vacunación lo que permitió el tránsito entre viajeros hacia diferentes ciudades y países. El mes de junio de 2021, se presentó el mayor crecimiento en la demanda con 345%.

En términos de consumo departamental, Bogotá es la ciudad con mayor participación en la demanda de Jet Fuel con 61%, seguido de Antioquia 12% y Bolívar con 7%. Los departamentos Bolívar, Magdalena, Risaralda y La Guajira presentaron un mayor decrecimiento para 2020 con un 66%. Por otro lado, el departamento que menor impacto tuvo con la pandemia fue Tolima dado que en 2020 tuvo un crecimiento respecto a 2019.

En 2021, Huila fue el departamento que mayor crecimiento tuvo en 2021 con respecto a 2020 con un (219%) seguido de Risaralda (206%) y Sucre (201%). Bogotá por su parte tuvo un crecimiento en 2021 de 90%.

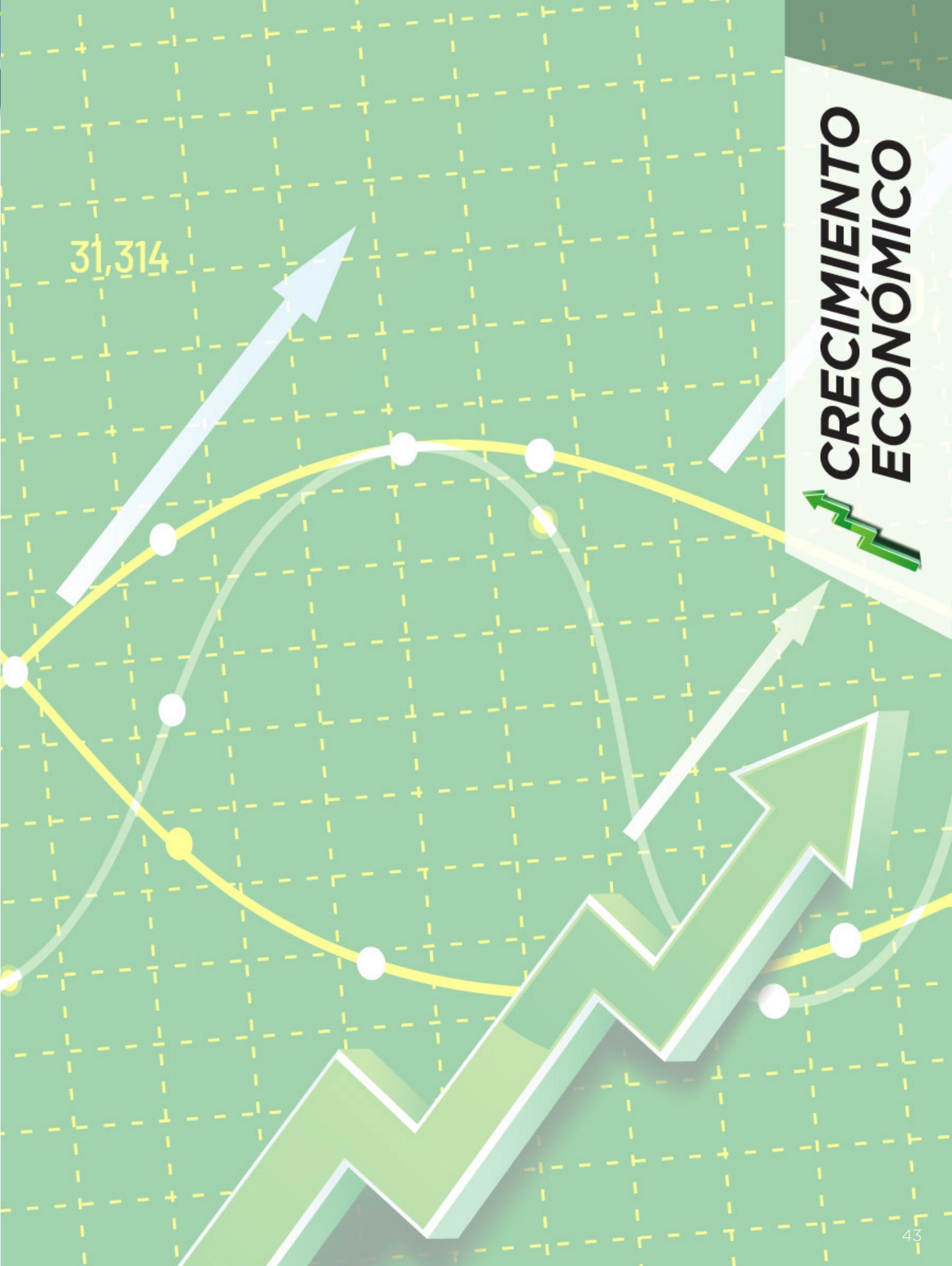
Tabla 7. Demanda de Jet Fuel por región (Millones de galones -año) 2020 - 2021



Región	Consumo total (Millones de galones)		Crecimiento del consumo anual (%)	
	2020	2021	2020	2021
Caribe	28	59	-59,62%	112,43%
Andina	19	35	-55,51%	87,32%
Pacífica	12	30	-54,87%	148,10%
Insular	2	4	-62,39%	100,46%
Amazonónica	3	3	21,06%	-14,13%
Orinoquía	2	2	-3,75%	-2,75%

Fuente: UPME, Base en datos de SICOM (corte diciembre 2021), Base de junio de 2022

**CRECIMIENTO
ECONÓMICO**



Proyecciones 2022-2036

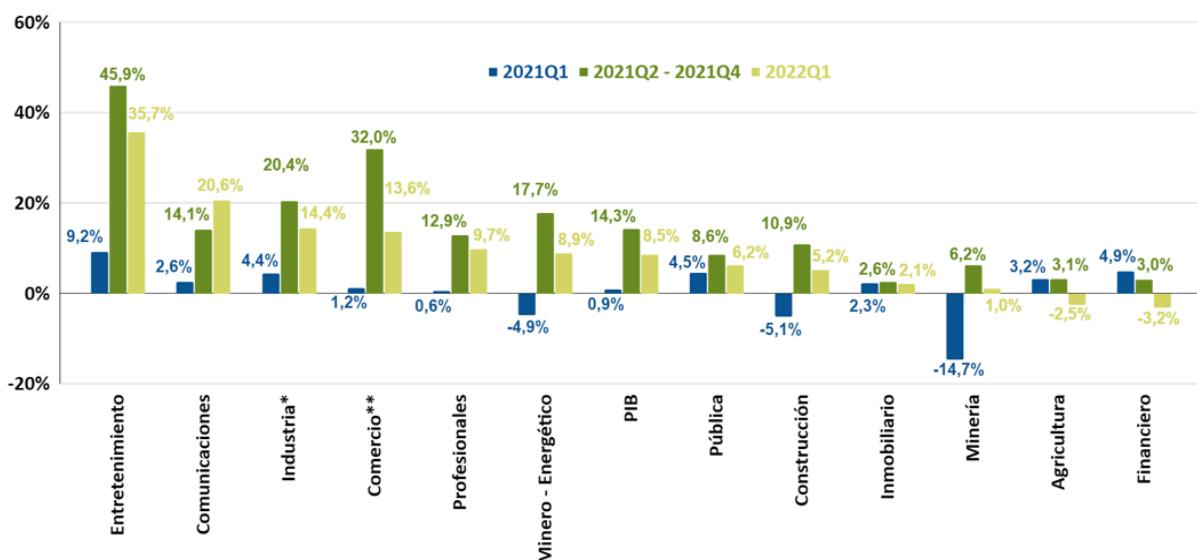
Proyecciones de crecimiento económico

Durante el primer trimestre de 2022 (2022Q1), la economía colombiana tuvo un crecimiento de 8,5%. Este resultado fue impulsado por los crecimientos de la industria (11,1%), el comercio (15,3%), transporte (19,8%) y comunicaciones (20,6%). Según el índice de seguimiento a la economía (ISE) para abril de 2022, el crecimiento anual fue 12%, acelerándose con respecto a marzo (7,7%) y siendo el más alto desde diciembre de 2021 (11%).

Por el lado de la demanda, en el 2022 Q1, los crecimientos en el consumo de hogares (12,2%), gasto del gobierno (8,6%) e inversión (19,7%) son mayores a la media histórica. Estos resultados confirman las expectativas optimistas sobre la economía colombiana, más allá de un efecto rebote por la reactivación, luego de superada la pandemia de la Covid - 19.

La economía colombiana ya está por encima de los niveles de pandemia (2019), por lo cual se ha cerrado la brecha entre el PIB observado y potencial y se reduce la incertidumbre sobre el pronóstico del comportamiento de la economía a mediano plazo.

Incorporando los resultados del PIB en 2022 Q1, La previsión de crecimiento económico para 2022 es de 4,6% en un rango entre 3,8% y 5,2%. Esta previsión está en línea con las proyecciones para 2022, de la Junta Directiva del Banco de la República (5%), MHC (6,5%), OCDE (6,1%), FMI (5,8%) y los analistas económicos del sector financiero (entre 5% y 6,5%).



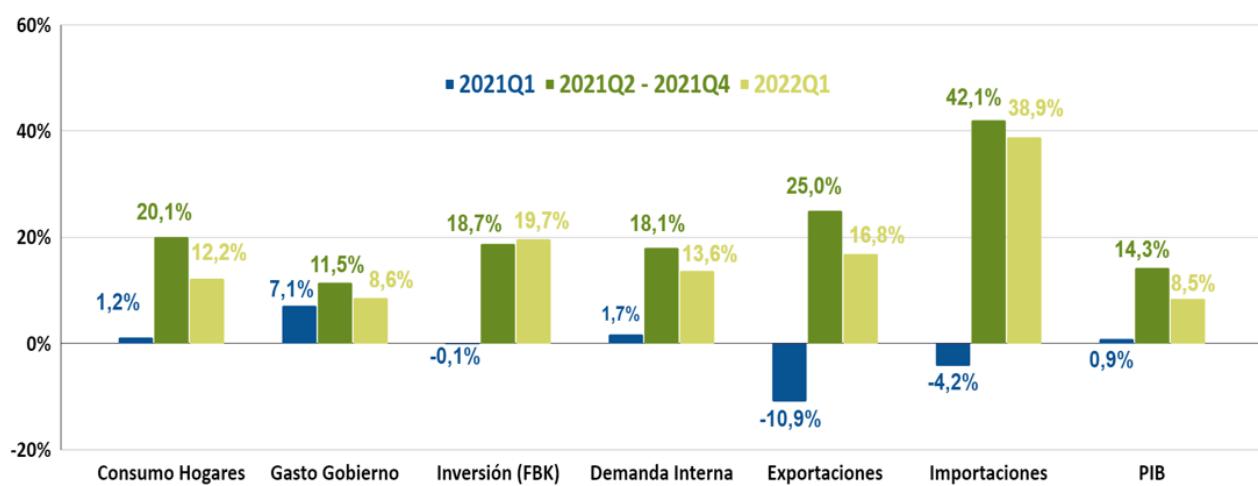
Gráfica 27. Evolución Trimestral Crecimiento Económico Colombia: Oferta. 2021Q1 - 2022Q1

*Industria sin incluir actividades de Refinación, Coquización y Metalurgia. **Comercio sin Transporte

Fuente: DANE

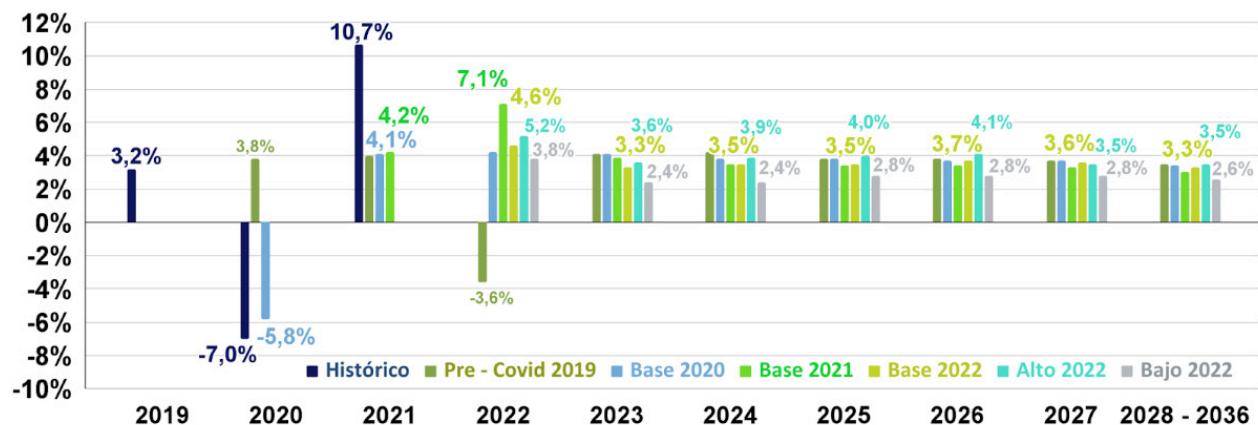
En términos sectoriales, la industria (5,5%), el comercio (6,8%) y las comunicaciones (4,6%) serían las actividades que tendrían los mayores crecimientos durante 2022. Las previsiones de crecimiento de minería (0,2%) y suministro de electricidad, gas y otros (2,1%) estarían por debajo del crecimiento promedio de la economía.

Por el lado de la demanda, se prevé en 2022 un crecimiento del consumo anual de los hogares de 6,1%, con una desaceleración durante el segundo semestre por el efecto rezagado de los aumentos en tasas de interés por parte del Banco Central para controlar la inflación y el efecto estadístico por una base estadística de comparación más alta.



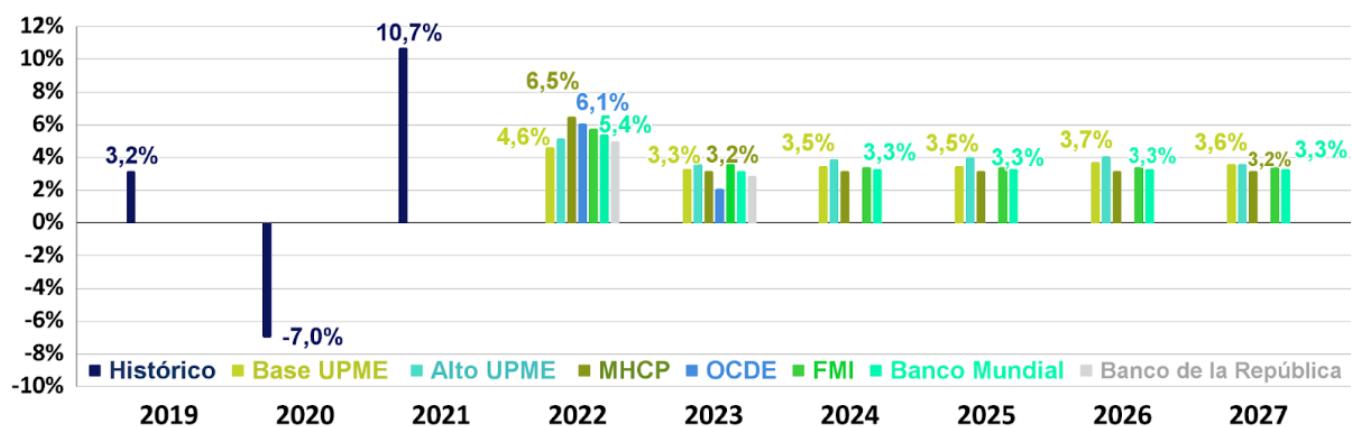
Gráfica 28. Evolución Trimestral Crecimiento Económico Colombiano: Demanda 2021Q1 - 2022Q1
Fuente: DANE

En el cuarto trimestre de 2022 se espera que el PIB supere las previsiones realizadas antes de la pandemia 2019 Q4 (referente Pre - Covid). Cabe señalar que en las revisiones hechas por la UPME en los informes de 2020 y 2021, sólo se conseguía superar los niveles de PIB antes de la pandemia de forma sostenida a partir de 2023 Q4.



Gráfica 29. Evolución Escenarios Anuales Crecimiento Económico Colombiano 2022- 2036
Fuente: UPME

A partir de 2023, se prevé una moderación en el ritmo de crecimiento del PIB. El pronóstico de crecimiento económico colombiano de 2023 es de 3,3%, con un rango de 2,4% a 3,6%.



Gráfica 30. Evolución Escenarios Anuales Crecimiento Económico Colombiano 2022- 2036

Fuente: UPME, DANE, MHCP, Banco de la República, FMI, Banco Mundial, OCDE

A mediano plazo (2024 - 2027), la economía colombiana crecería en promedio 3,6%, convergiendo a largo plazo (2028 - 2036) hacia un crecimiento de 3,3% en línea con la estimación de crecimiento potencial (3,2%). Los sectores económicos intensivos en demanda de energía con mayor crecimiento a largo plazo serían comercio (3,5% sin incluir transporte), construcción (3,6%) y transporte (3%).

Para terminar es preciso destacar elementos clave en la evolución de la economía colombiana en el corto plazo que se resumen a continuación:

a) Inflación y tasas de interés: La aceleración de la inflación entre enero y abril de 2022 llevó a la JDBR a incrementar 300 puntos básicos la tasa de interés de referencia. Esta tasa es 6% anual en mayo de 2022, su nivel más alto desde 2017.

Las previsiones de la JDBR indican que la inflación de precios al consumidor en 2022 terminará sobre el 8% y en 5,6% en 2023, sólo hasta 2024 la inflación convergerá a su rango meta de largo plazo [2% - 4%].

En la medida que las expectativas de inflación a un año sigan por encima del 4%, serían necesarios aumentos adicionales en las tasas de interés por parte de la JDBR, lo que repercutirá en el encarecimiento del crédito, la reducción del crecimiento del consumo de los hogares y una menor liquidez disponible para financiar el gasto público.

b) Riesgo de recesión en Estados Unidos en 2023: El alto nivel de inflación que registra Estados Unidos (8,6%, la más alta desde 1981) obligará a un

endurecimiento de la política monetaria de la Reserva Federal¹⁴. Esta situación repercutirá en un menor crecimiento económico de Estados Unidos por la potencial desaceleración del consumo y la inversión.

La última revisión de previsiones económicas de la OCDE en junio de 2022, redujo las expectativas de crecimiento económico en 34 de los 38 países miembros, así como las expectativas de crecimiento de la economía mundial en 2022 (de 4,5% a 3%) y 2023 (de 3,2 a 2,8%). En el caso de Estados Unidos, la previsión de crecimiento económico en 2022 se redujo de 3,7% a 2,5% y para 2023, se redujo de 2,4% a 1,2%.

c) La continuidad de los programas para la mitigación de los efectos de la pandemia. Los programas de ingreso solidario, apoyo al empleo formal, devolución de IVA y las jornadas al año de día sin IVA han beneficiado tres millones de hogares y protegido 3,6 millones de empleos.

La prolongación en 2023 de los mencionados programas e incluso la posibilidad que puedan incorporarse de forma permanente a los programas sociales del Estado requieren de recursos adicionales a través de mayores impuestos y recursos liberados por la austeridad en el manejo del gasto público, lo que en ambos casos requiere de un compromiso de política fiscal a largo plazo.

La no continuidad de estos programas sociales podría repercutir en el crecimiento en 2023 y 2024, en el consumo de los hogares y la inversión privada, lo que podría llevar a que la trayectoria de crecimiento económico se mueva hacia un escenario de 3,8% en 2023, y 2,4% en 2024 y un crecimiento de largo plazo de 2,5%.

d) Política fiscal y conflicto Rusia-Ucrania: La política fiscal estará condicionada por la evolución de los precios de las materias primas, la recuperación de los precios del petróleo que han superado los 100 USD/barril y las necesidades de financiamiento en lo que resta de 2022.

Por ello, un cambio en las condiciones externas del conflicto entre Rusia y Ucrania y la desaceleración que se espera en la economía mundial en 2023 - 2025, como respuesta al endurecimiento de la política monetaria para controlar la inflación, pueden hacer retroceder el precio del petróleo a niveles observados antes de la pandemia, lo que podría revertir el mejoramiento de las finanzas públicas observado en 2021 y lo previsto para 2022.

e) La sostenibilidad del fondo de estabilización de los precios de los combustibles (FEPC). Desde el segundo semestre de 2020, los precios del petróleo han aumentado por la reactivación de la economía mundial y el

¹⁴ En su última reunión del 15 de junio de 2022, la Reserva Federal de Estados Unidos subió sus tasas de interés en 75 puntos básicos, el mayor aumento desde 1994, ubicándose entre 1,5% y 1,75% anual. Esto con el objetivo de controlar la inflación que en EE. UU se situó en mayo de 2022 en 8,6%, la más alta desde diciembre de 1981.

conflicto de Rusia y Ucrania, esta situación ha incrementado el diferencial del precio para exportación de la gasolina motor corriente (GMC) y el diesel (ACPM), con relación al precio interno.

Esta diferencia entre el precio que se paga al productor y el precio que paga el usuario ha puesto en evidencia el costo fiscal del subsidio a la GMC y ACPM. De acuerdo a cifras del MHCP, el déficit del FEPC al finalizar marzo de 2022 es de 14,2 billones. De no hacerse cambios en las fórmulas y periodicidad de los ajustes tarifarios en GMC y ACPM, el déficit del FEPC podría ser cercano a COP 30 billones al finalizar 2022.

El Marco Fiscal de Mediano Plazo MFMP 2022 presentado por el MHCP ha dado la señal de iniciar una senda gradual de convergencia de los precios internos hacia los precios internacionales de GMC y ACPM entre agosto de 2023 y junio de 2024, a medida que la inflación de precios al consumidor comience a disminuir.



ENERGÍA ELÉCTRICA



Proyecciones de demanda de energía eléctrica

En esta sección del documento se presentan los resultados del ejercicio de estimación de la demanda de energía eléctrica para el sistema interconectado nacional SIN. De igual forma, se describen los resultados de la estimación de demanda proveniente de vehículos eléctricos y de generación distribuida. Asimismo, se presenta la información sobre consumos provenientes de grandes consumidores que se han registrado en la UPME. Finalmente, se exponen los resultados obtenidos para la demanda del SIN a nivel regional.

El modelo para la proyección de demanda de energía eléctrica utiliza como variables explicativas (exógenas): la demanda histórica de electricidad, el PIB real histórico, las proyecciones del PIB estimadas por la UPME para el periodo 2022 - 2036, 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 8.

Tabla 8. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de energía eléctrica 2022-2036

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Histórico Demanda Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2022M03	GWh-mes	XM
PIB Real	Histórico Anual: 1975 - 2021	COP Miles de Millones Precios Constantes 2015	DANE Histórico PIB
	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2022Q1		UPME Proyección PIB
Población	Proyección Trimestral: 2022Q2 - 2036Q4	Número de habitantes	DANE
	Histórico Anual: 1994 - 2017		DANE
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Proyección Anual: 2018 - 2036	Grados centígrados (°C)	DANE
	Histórico Mensual: 1994M01 - 2021M12		IDEAM
	Proyección Mensual: 2022M01 - 2036M12		IDEAM

La proyección de la demanda de energía eléctrica largo plazo es resultado de un modelo econométrico de combinación de pronósticos¹⁵. Los pronósticos provienen de modelos multivariados VAR¹⁶ y los VEC¹⁷. Acompaña a la proyección del valor esperado, dos intervalos de confianza del 68% y 95%

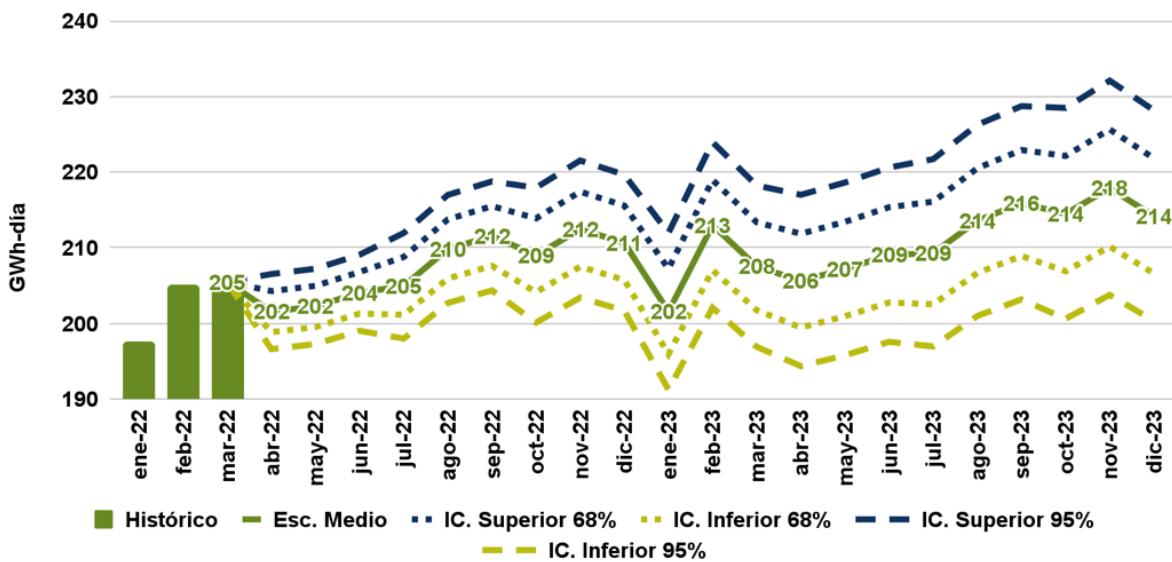
¹⁵ CASTAÑO V., ELKIN. (1994). Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error". Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSNe 2323-0622. Páginas 59 - 80. Los resultados obtenidos en el ejercicio realizado en 2022 sugieren la siguiente composición del modelo combinado: VAR Endógeno (17%), VAR Exógeno (56%) y VEC (28%).

¹⁶ VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos

¹⁷ 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 y Q2/2020 a Q1/2021).

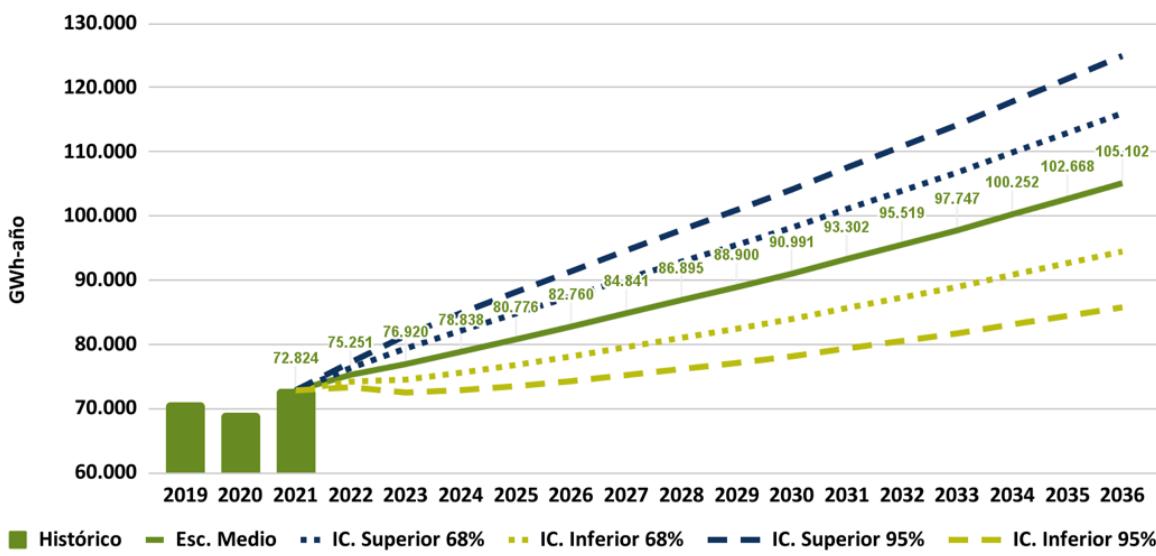
Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN

En la Gráfica 31, se presenta la demanda promedio mensual estimada diaria con sus respectivos intervalos de confianza para el periodo 2022-2023. Se estima que en el corto plazo (próximos 2 años) con un nivel de confianza al 95%, la demanda diaria del SIN se encuentre entre 191 a 232 GWh-día y entre 196 a 226 GWh-día con una confianza de 68%. El crecimiento promedio esperado de la demanda para los dos próximos años es de 3,1%



Gráfica 31. Proyección promedio mensual diaria de demanda energía eléctrica (GWh-día) – sin GCE
Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2022 a 2036 podría tener un crecimiento promedio año entre el 2,22% y el 3,33%.

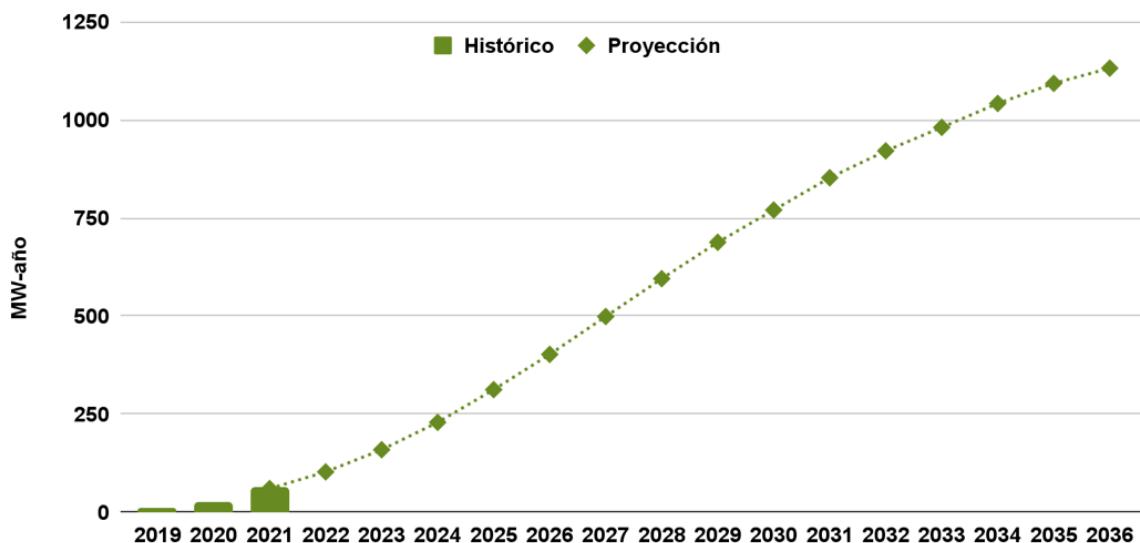


Gráfica 32. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) – sin GCE
Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Proyección de la demanda de energía eléctrica con grandes consumidores, vehículos eléctricos y generación distribuida.

En esta sección se presenta la simulación de demanda de energía eléctrica proveniente de vehículos eléctricos (VE) y 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).

En cuanto a las proyecciones de GD, se prevé una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, la cual estaría entre -0,19% y -1,45%. Esto generaría igualmente una contribución negativa y restaría entre 0,06 y 0,19 puntos al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. La información empleada para la proyección de GD es la reportada por los operadores de red a la UPME, en virtud de la Resolución CREG 174 de 2021¹⁸, 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 datos de referencia, tales como: capacidad instalada, tipo de matriz¹⁹, pérdidas del sistema y ángulo de inclinación.



Gráfica 33. Proyección anual de capacidad instalada de GD (MW-año)

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Así mismo, en la Gráfica 33 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), con relación entre demanda de potencia/capacidad instalada. Se estima que la capacidad instalada a 2022 sea de

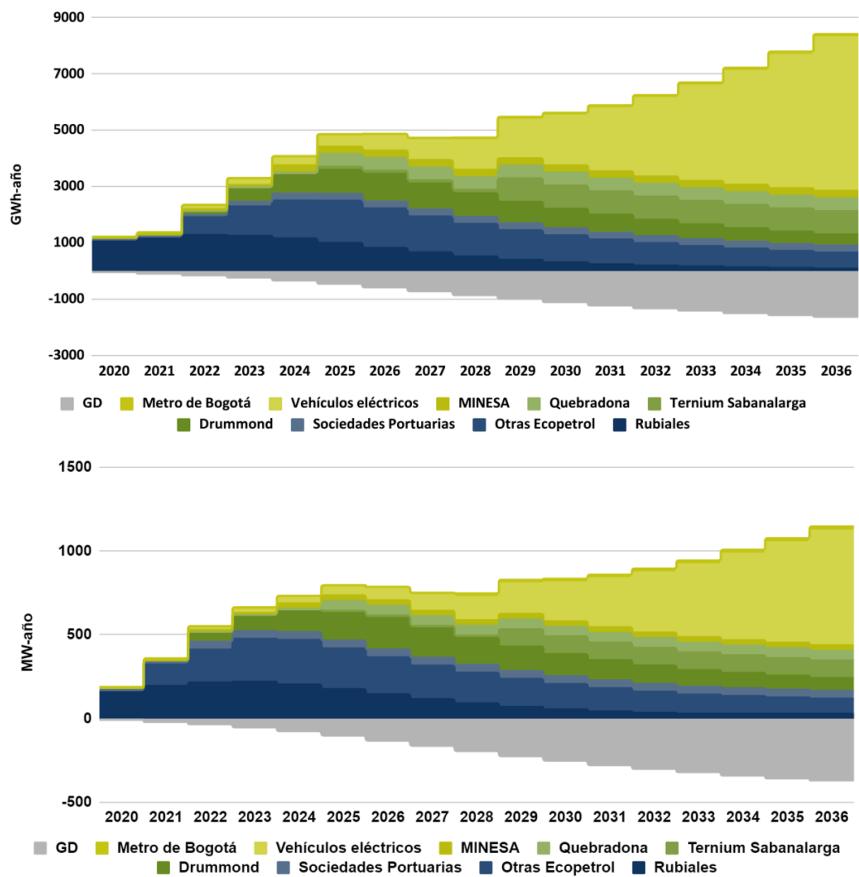
¹⁸ Resolución CREG 174 de 2021: "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional". En línea: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb-5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/\\$FILE/Creg174-2021.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb-5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/$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).

¹⁹ Tipo de matriz se refiere a si los módulos son fijos o se mueven para seguir el movimiento del sol.

103 MW y para 2036 de 1132 MW, con un crecimiento promedio año del 23%. Con respecto a la información de la demanda de los grandes consumidores de energía (GCE), es de resaltar que, a partir del octubre de 2021 se registró demanda asociada a la entrada de “Otras Ecopetrol” (San Fernando) en los reportes del operador del sistema XM²⁰. En este sentido, la información suministrada por los GCE que se incorpora en este informe es la siguiente:

- a) Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2022. (47 MW)
- b) Entrada de la conexión de Drummond “La Loma” para 2022. (Iniciando con aproximadamente 400 GWh-año)
- c) Entrada de la conexión de Ternium Sabanalarga para 2022. (Inicialmente 15 MW, y posteriormente 90 MW adicionales)
- d) Entrada de la conexión de Minesa (Santander) para 2022. (32 MW)
- e) Entrada de la conexión de Quebradona (Jericó - Antioquia) para 2025. (58 MW)
- f) Entrada del Metro de Bogotá para 2028.

Respecto a los GCE, la participación dentro de la demanda de energía eléctrica estará entre un 2,64% y un 5,18%, para el período 2022-2036. Por lo que en caso de que se materialice la entrada de los proyectos mencionados anteriormente, éstos aportarían entre -0,35 y 1,92 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica.

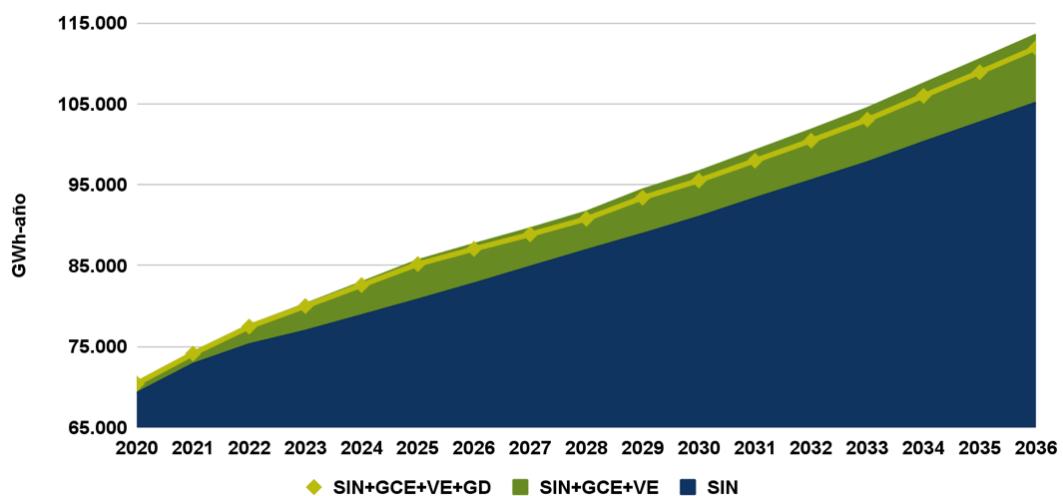


Gráfica 34. Proyección anual de demanda energética (GWh-año) y potencia máxima (MW-año) GCE + VE +GD **Fuente:** Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transeca S.A., Minesa, AngloGold Ashanti Colombia, Metro de Bogotá. 2022.

²⁰ XM. “Indicadores de pronósticos oficiales de demanda”. En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demand>

Para finalizar, la demanda de energía eléctrica proveniente de los vehículos eléctrico (VE) se encuentra en línea con el informe publicado en 2021, puesto que en este informe se emplean nuevamente los valores estimados en el Plan Energético Nacional - PEN 2020-2050²¹, en específico los asociados al escenario de modernización.

En este escenario, se consideró que a 2036 se espera que la flota eléctrica corresponda al 24% del total de vehículos. Con respecto a las ventas, se supone que a 2050, el 40% de los vehículos livianos vendidos sean eléctricos, así como el 30% de los vehículos del sistema de transporte masivo y el 40% de las motos. Con esta información, se estima que la participación de los VE se encuentre entre 0,21% y 4,88% y con una contribución entre 0,14 y 0,75 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica.



Gráfica 35. Proyección anual de demanda de energía eléctrica (GWh-año) – Esc. Medio
Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

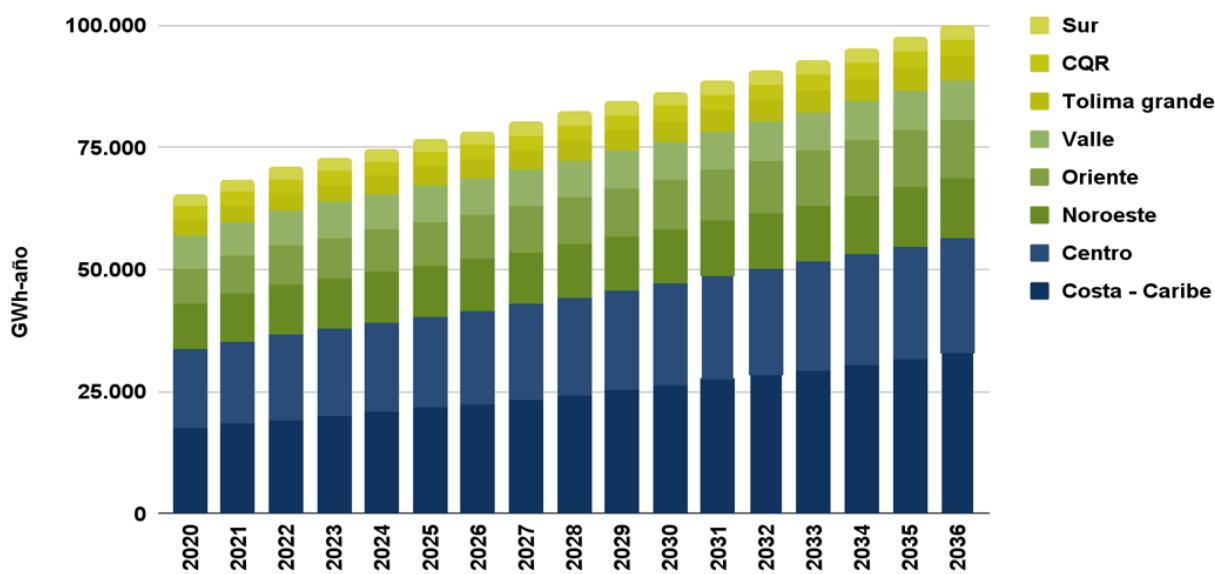
Al incluir la información de VE y GCE se estima que la demanda de energía eléctrica tendría un crecimiento promedio anual en el escenario medio entre el 2,21% a 3,38%, para el período 2022-2036. Luego, si a esta demanda se le incluye la GD, se presentaría una reducción del crecimiento promedio anual en dicho escenario entre el 0,01% y 0,14%. (Gráfica 35)

²¹ Plan Energético Nacional 2020-2050: “La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible”. En línea: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf

Proyección regional de la demanda de energía eléctrica SIN²²

Para la realización de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de potencia máxima regional, se emplean los valores obtenidos de la proyección de demanda del SIN, manteniendo la coherencia necesaria entre ambos resultados²³. La metodología empleada para la proyección regional demanda de energía eléctrica como de potencia máxima son estimados mediante mínimos cuadrados ordinarios dinámicos²⁴.

Para el período 2022 a 2036, el crecimiento mensual promedio en el escenario medio de la demanda por región es: 3,90% - Costa-Caribe (i.e. 2.153 GWh-mes), 2,99% - Oriente (i.e. 837 GWh-mes), 2,66% - Tolima Grande (i.e. 347 GWh-mes), 2,24% - Centro (i.e. 1.705 GWh-mes), 1,97% - Sur (i.e. 193 GWh-mes), 1,42% - Noroeste (i.e. 920 GWh-mes), 1,17% - Valle (i.e. 640 GWh-mes) y 0,82% - CQR (i.e. 254 GWh-mes). (Gráfica 36)



Gráfica 36. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por regiones (GWh-año) – Esc. Medio

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

Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

De lo anterior, el crecimiento mensual promedio de la demanda regional para el período de análisis se prevé en 2,58%, en donde el aporte de las regiones al aumento del crecimiento será de 1,18 (Costa-Caribe), 0,54 (Centro), 0,35 (Oriente), 0,19 (Noroeste), 0,13 (Tolima Grande), 0,11 (Valle), 0,05 (Sur), y 0,03 (CQR) puntos porcentuales.

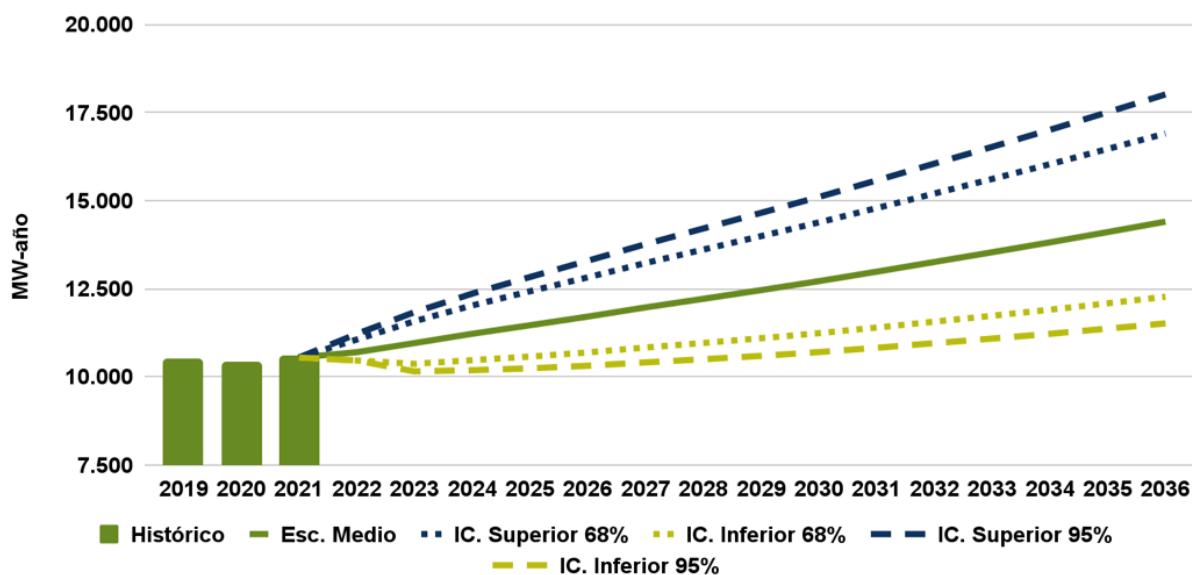
²² No se incluyen las cargas especiales (existentes y nuevas), ni las pérdidas del STN.

²³ La sumatoria de las demandas regionales, cargas especiales existentes y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda del SIN calculada.

²⁴ MASI, RUMI & MASI, ABUL. (1996). "Stock-Watson dynamic OLS (DOLS) and error-correction modeling approaches to estimating long- and short-run elasticities in a demand function: New evidence and methodological implications from an application to the demand for coal in mainland China". ELSEVIER. Energy Economics. 18(4), 315-334. Según Masi & Masi, "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".

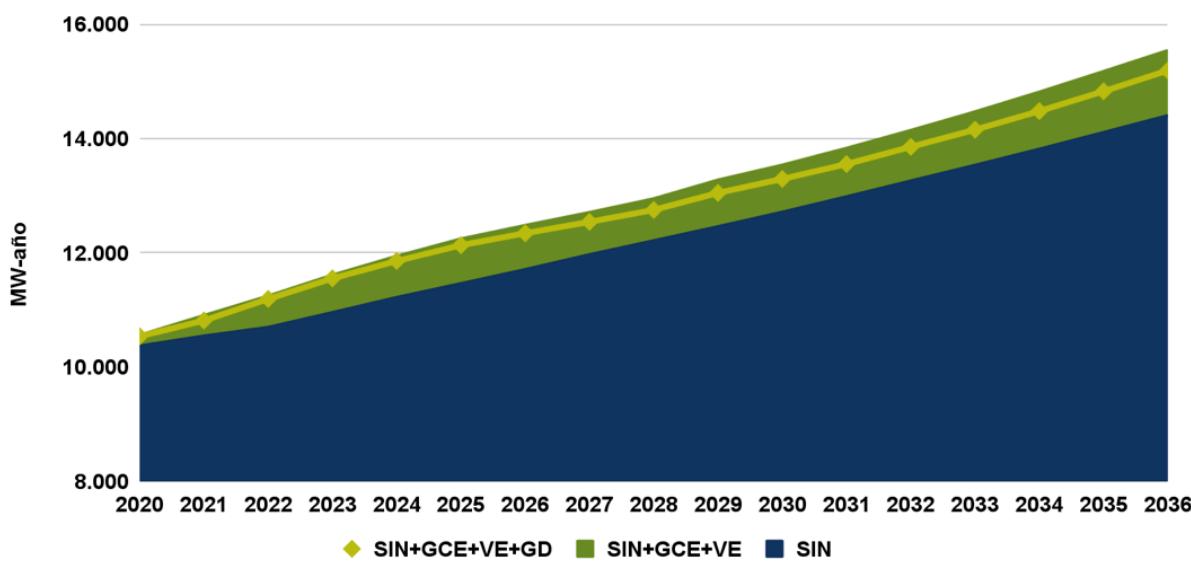
Proyección de demanda de potencia máxima

Los resultados obtenidos muestran que para el periodo 2022-2036, la demanda de potencia máxima sin incluir GCE podría tener un crecimiento promedio año del 2,10 %.



Gráfica 37. Proyección anual de demanda potencia máxima (MW-año) – sin GCE
Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Se estima que la demanda de potencia máxima al incluir GCE y VE, ésta presentaría un crecimiento promedio anual para el período 2022 a 2036 entre el 1,83% y 6,68%. 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 0,24%. (Gráfica 38).



Gráfica 38. Proyección anual de demanda energía eléctrica (MW-año) – Esc. Medio
Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

A large, abstract graphic of a flame or energy field, composed of glowing blue and white lines and dots, occupies the left side of the image.

**GAS
NATURAL**



Proyección de demanda de gas natural

En esta sección del documento se presentan tres componentes: la estimación del consumo de los sectores agregados (consumo final de los sectores: residencial, terciario, industrial, transporte, petroquímico y de compresores), el reporte de consumo del sector petrolero de acuerdo con las expectativas de Ecopetrol (tanto en las refinerías como en los proyectos de extracción) y la simulación del consumo para el sector termoeléctrico de acuerdo con la proyección de demanda de electricidad y las condiciones hidrológicas del despacho eléctrico realizado al interior de la UPME. De manera similar que en energía eléctrica, se exponen los resultados obtenidos a nivel regional.

Los insumos utilizados en el modelo de proyección de la demanda de gas natural se relacionan en la Tabla 9, a continuación.

Tabla 9. Variables Modelo UPME pronóstico demanda gas natural 2022 - 2036

Variables	Periodicidad	Unidades	Fuentes
Histórico Demanda Gas Natural	Mensual: 2009M01 - 2022M02	GBTUD	Gestor del Mercado de Gas Natural - BMC CONCENTRA
Índice de Precios Gas Natural	Mensual: 2009M01 - 2022M02	Índice Base Dic/2018=100	DANE
Control - Días laborales COVID	Mensual: 2009M01 - 2036M12	Variables Dicótomas (1 ó 0)	UPME
Control - Corrección cambio estructural: ago/2015	Mensual: 2009M01 - 2036M12	Variables Dicótomas (1 ó 0)	UPME
PIB Real	Histórico Mensual: 2009M01 - 2022M03	COP Miles de Millones Precios Constantes 2015	DANE Histórico PIB
	Proyección Mensual: 2022M04 - 2036M12		UPME Proyección PIB

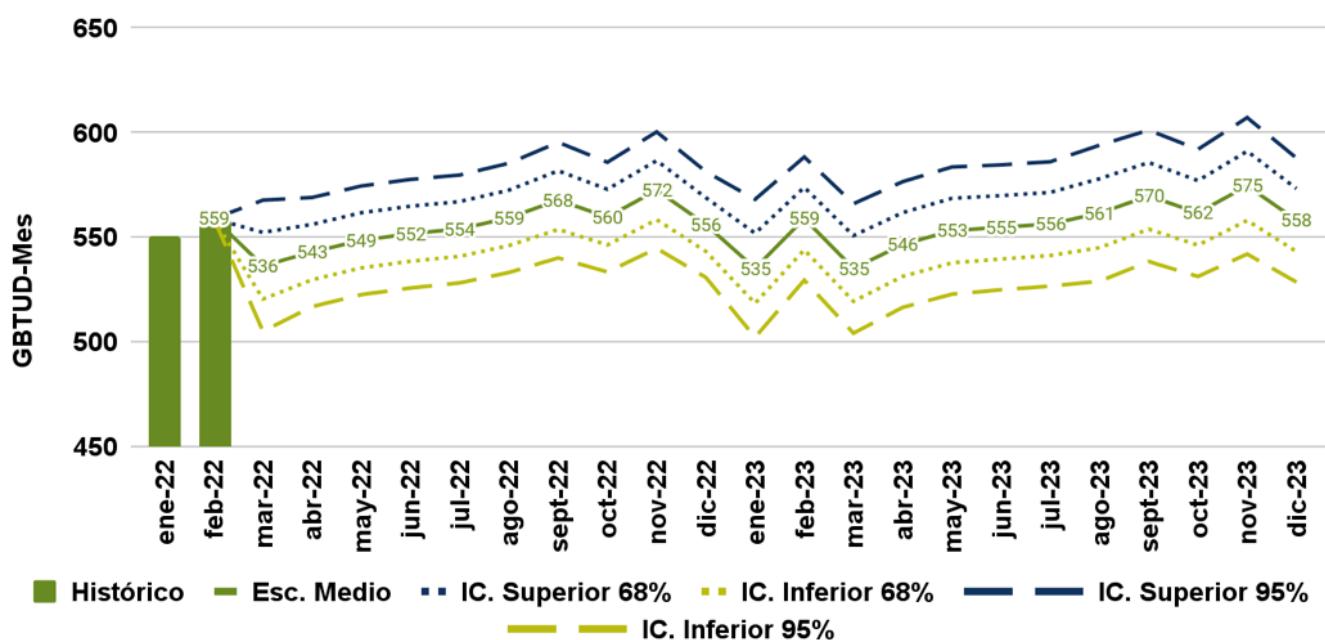
La proyección de demanda de los sectores agregados es resultado de un modelo MARS (Multivariate Adaptive Regression Splines) con dos variables endógenas (consumo e índice de precios de gas natural), una variable exógena (PIB) y tres variables de control de tipo categóricas (días laborables, efectos COVID, y ajuste por cambio estructural en agosto de 2015). Este modelo fue desarrollado y estimado a través del lenguaje de programación Python.

Como resultado de la estimación de este modelo se obtuvo el valor esperado de la serie y a partir de este, se construyeron los límites de las bandas de confianza utilizando el mismo tamaño de rango (límite alto y límite bajo). Los intervalos de confianza se construyeron a partir del método estándar de bootstrapping para los niveles de confianza de 68% y 95%.

Proyección para sectores agregados: residencial, terciario, industrial, transporte y petroquímico

En la Gráfica 39 se presenta el consumo promedio mensual estimado del ejercicio de proyección para el periodo 2022-2023. Se estima que en el corto plazo (próximos 2 años) con un nivel de confianza al 95%, la demanda de gas natural se encuentre entre 502 a 607 GBTUD y entre 518 a 591 GBTUD con una confianza de 68%. Lo anterior, implicaría un crecimiento en el escenario medio del 1,17% entre el promedio del consumo diario observado en 2021 y el proyectado para 2023.

Se espera que la demanda mantenga un comportamiento estacional histórico caracterizado por una disminución del consumo los primeros meses del año y aumento de este hacia los últimos meses, en línea con el comportamiento general de la economía.

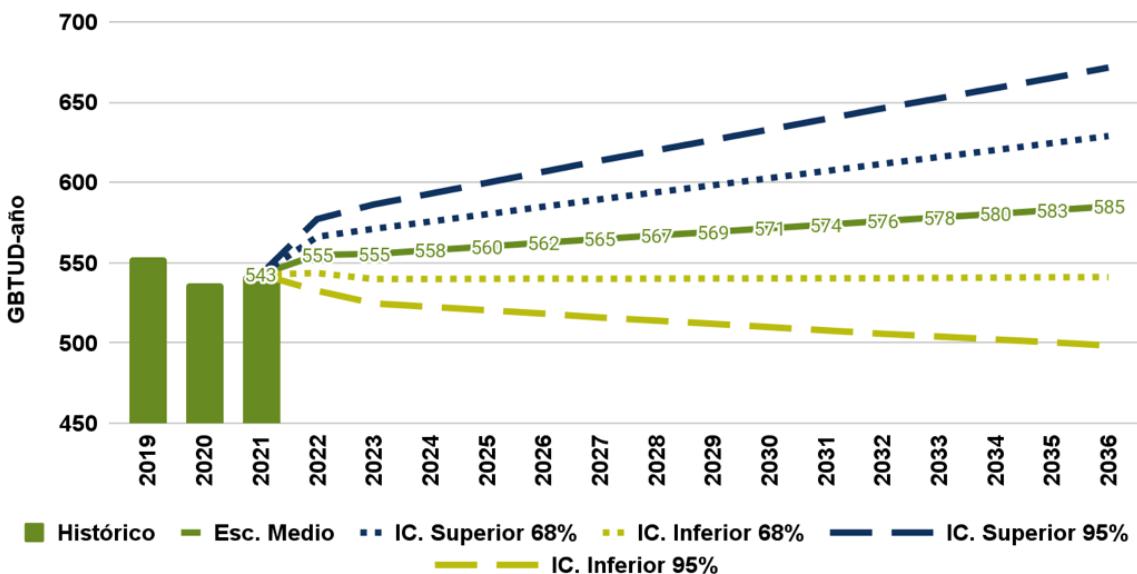


Gráfica 39. Proyecciones de demanda mensual sectores integrados

Fuente: UPME, Concentra (Febrero 28), 2022

Entre marzo de 2022 y diciembre de 2036, el crecimiento de la demanda es de 9,5%. En promedio, cada mes la demanda crece 0,05%. Se estima que el consumo proyectado de gas natural presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 0,50%, el cual podría variar en un rango de entre 0,11% y 2,25% (Gráfica 40).

Comparado con el consumo de 2019, considerado un referente de consumo pre pandemia, se espera para finales de 2022 recuperar este nivel de demanda (555 GBTUD), teniendo en cuenta que las condiciones de recuperación económica son favorables para el país.

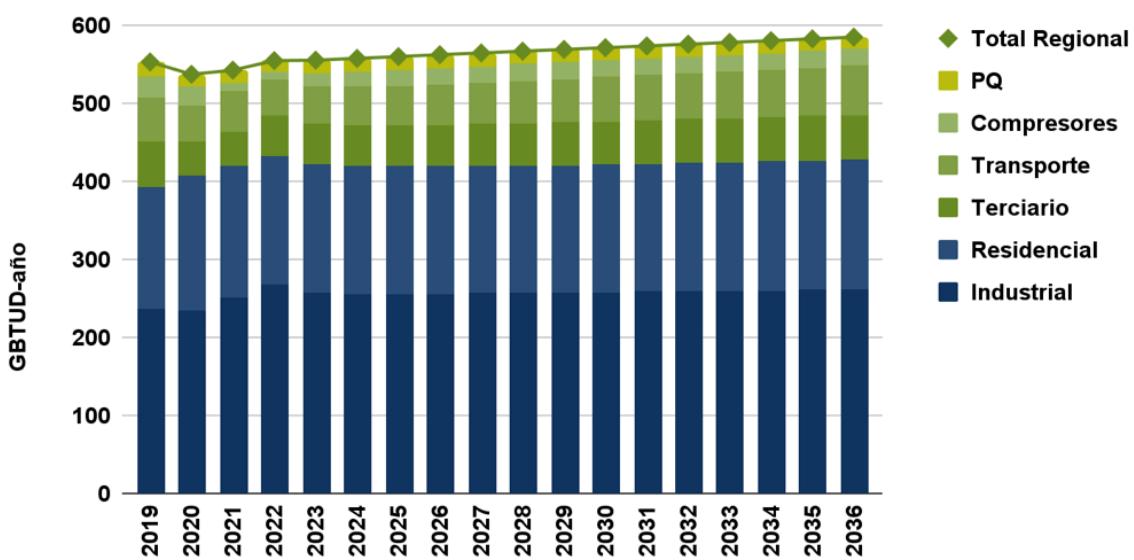


Gráfica 40. Proyección anual de demanda de gas natural en sectores integrados

Fuente: UPME, Concentra (Febrero 28), 2022

A nivel sectorial (Gráfica 41) se proyecta que los sectores con mayor crecimiento promedio anual sean: transporte (2,3%), terciario (0,7%) y petroquímico (0,4%), aunque dicho crecimiento sea moderado.

Para la mayoría de los sectores, se espera que después de 2022 se retomen los niveles observados en 2019. Sin embargo, para sectores como el terciario la recuperación se observaría hacia 2032, cuando alcanzaría un consumo de 55,7 GBTUD-año, después de que en 2020 este sector presentó una caída de 25%.

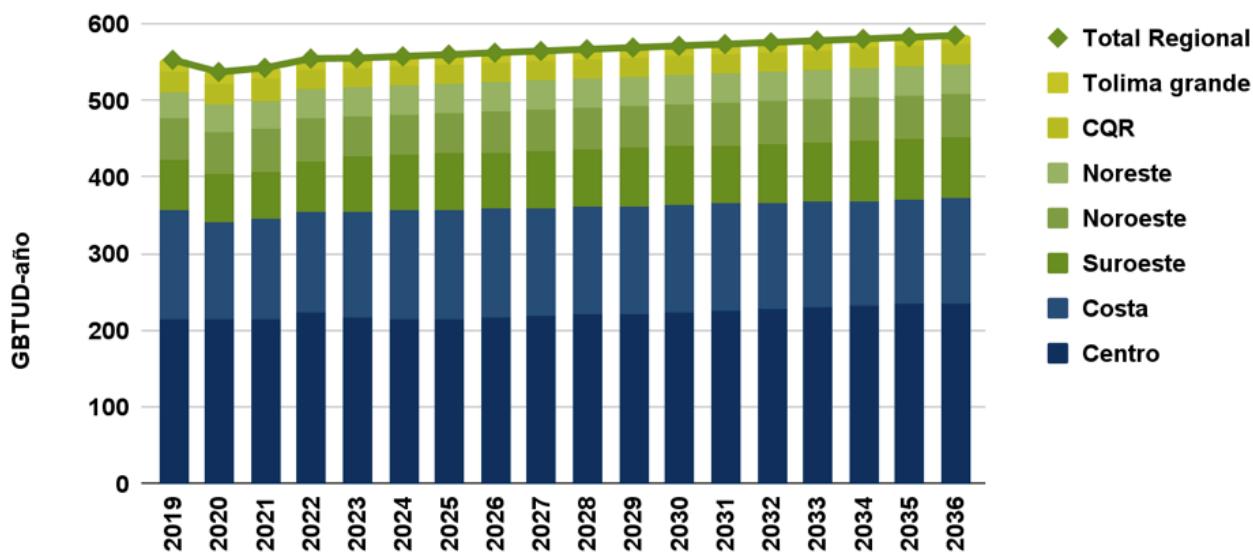


Gráfica 41. Proyecciones de demanda anual por sectores integrados

Fuente: UPME, Concentra (Febrero 28), 2022

Proyección de la demanda de gas natural por regiones

A nivel regional (Gráfica 42), se proyecta que las regiones con mayor crecimiento promedio anual sean Centro (0,37%), Costa (0,31%) y CQR (0,18%), aunque dicho crecimiento también sea moderado.



Gráfica 42. Proyecciones de demanda anual por regiones

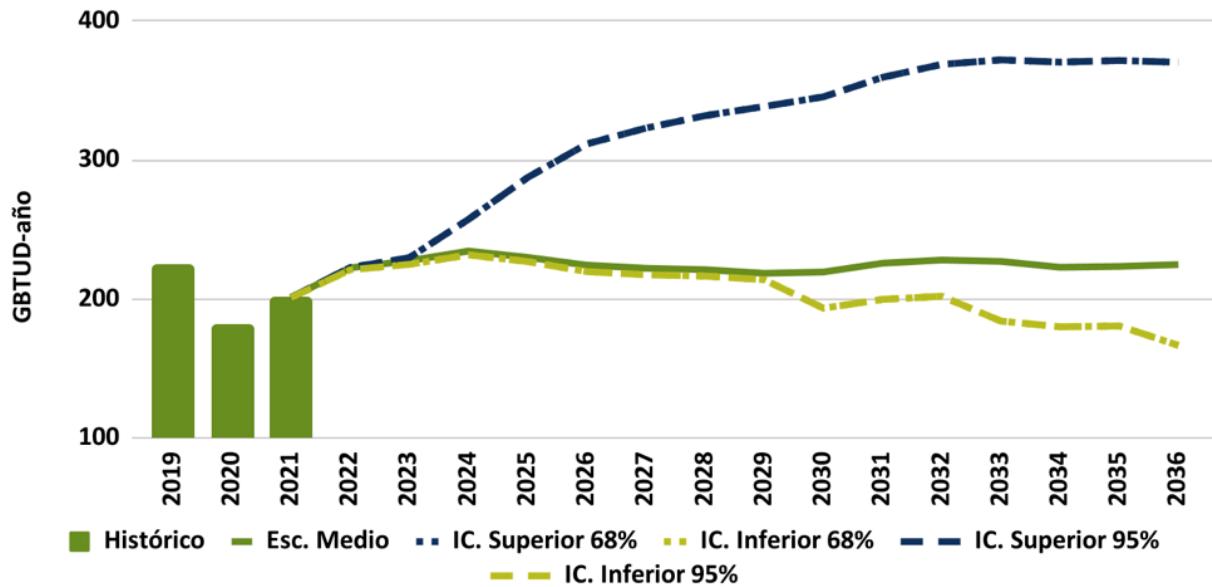
Fuente: UPME, Concentra (Febrero 28), 2022

Información de la demanda de gas natural para el sector petrolero

En cuanto al sector petrolero, la información asociada es la reportada por Ecopetrol ante la UPME, con base en sus expectativas de consumo (Gráfica 43). Por lo tanto, esta información no corresponde a un ejercicio de proyección realizado por la Unidad.

Para el período comprendido entre 2022-2036, se espera un crecimiento promedio año del 0,8% (i.e. 224,76 GBTUD-año) para el escenario medio. En cuanto al escenario alto, se espera un crecimiento promedio año del 4,2% (i.e. 324,02 GBTUD-año), debido a un incremento en el uso de gas natural para los proyectos de la región Centro, que se espera pudiesen consolidarse a partir de 2024. Y finalmente, en el escenario bajo, se espera un crecimiento promedio año del -1,1% (i.e. 205,22 GBTUD-año) como resultado de la implementación de proyectos de eficiencia energética y de sustitución de gas natural.

Con respecto a la información suministrada por Ecopetrol en la vigencia 2021, se observa que la estimación del consumo de gas en refinerías para dicho año fue superior en 12% frente al consumo real.



Gráfica 43. Proyecciones de demanda anual sector petrolero

Fuente: UPME, Ecopetrol (Mayo 25), Gestor del Mercado de Gas Natural BMC, 2022.

Proyección de la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico.

La proyección de demanda de gas natural para el sector térmico se fundamenta en los resultados de los escenarios del Plan de Expansión del año 2020. En este informe se presentan los potenciales consumos de gas del parque térmico asociados a uno de los escenarios de mayor exigencia para este tipo de generadores que es el de caudal ambiental (Escenario 9).

Por lo tanto, esta es una proyección que debe interpretarse como un escenario de alta exigencia para el sector termoeléctrico y no como el escenario más probable.

Bajo el escenario utilizado para estimar el consumo de gas, se supone que se aplica la guía del caudal ambiental en 3 plantas hidroeléctricas y en los nuevos proyectos. Lo anterior, limita la posibilidad de embalsamamiento y de uso de agua.

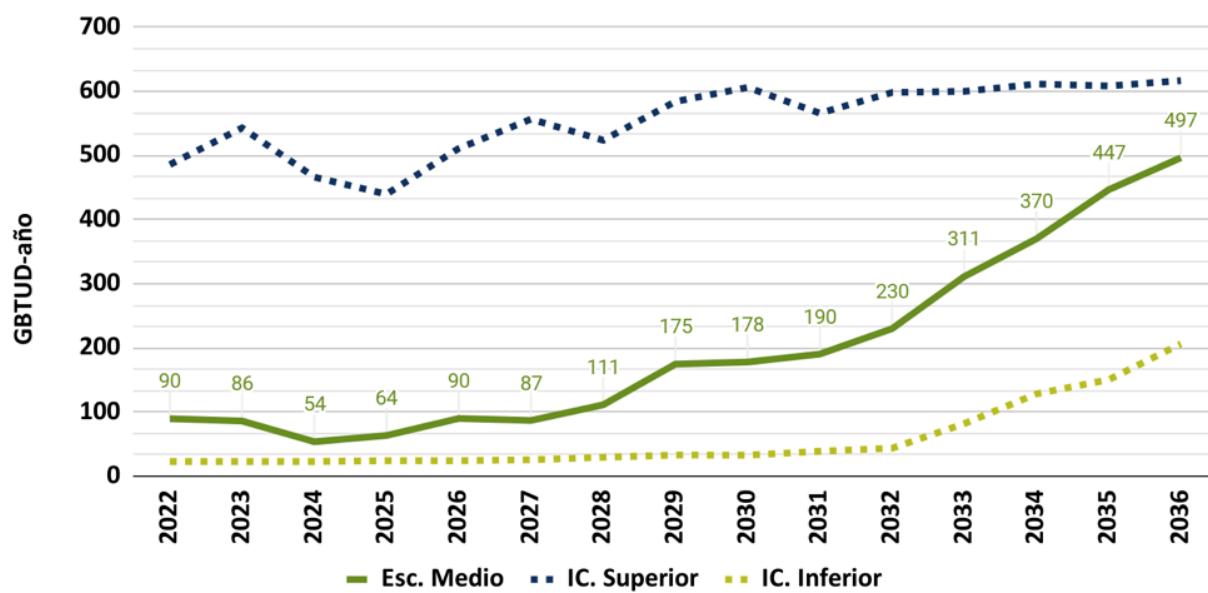
Adicionalmente, para el ejercicio presentado en esta sección, se actualizaron las fechas de entrada de los proyectos del asignados en la subasta del cargo por confiabilidad, así como de las dos subastas de fuentes no convencionales. Con respecto al proyecto Ituango se asume una capacidad de 1200 MW.

Para este ejercicio, se toma el límite superior de la proyección de demanda de energía eléctrica presentada en secciones precedentes de este informe.

En la Gráfica 44, se observa que la demanda de gas natural de las centrales térmicas en el escenario medio estará en promedio en 89,62 GBTUD-año para 2022. Por su parte, para

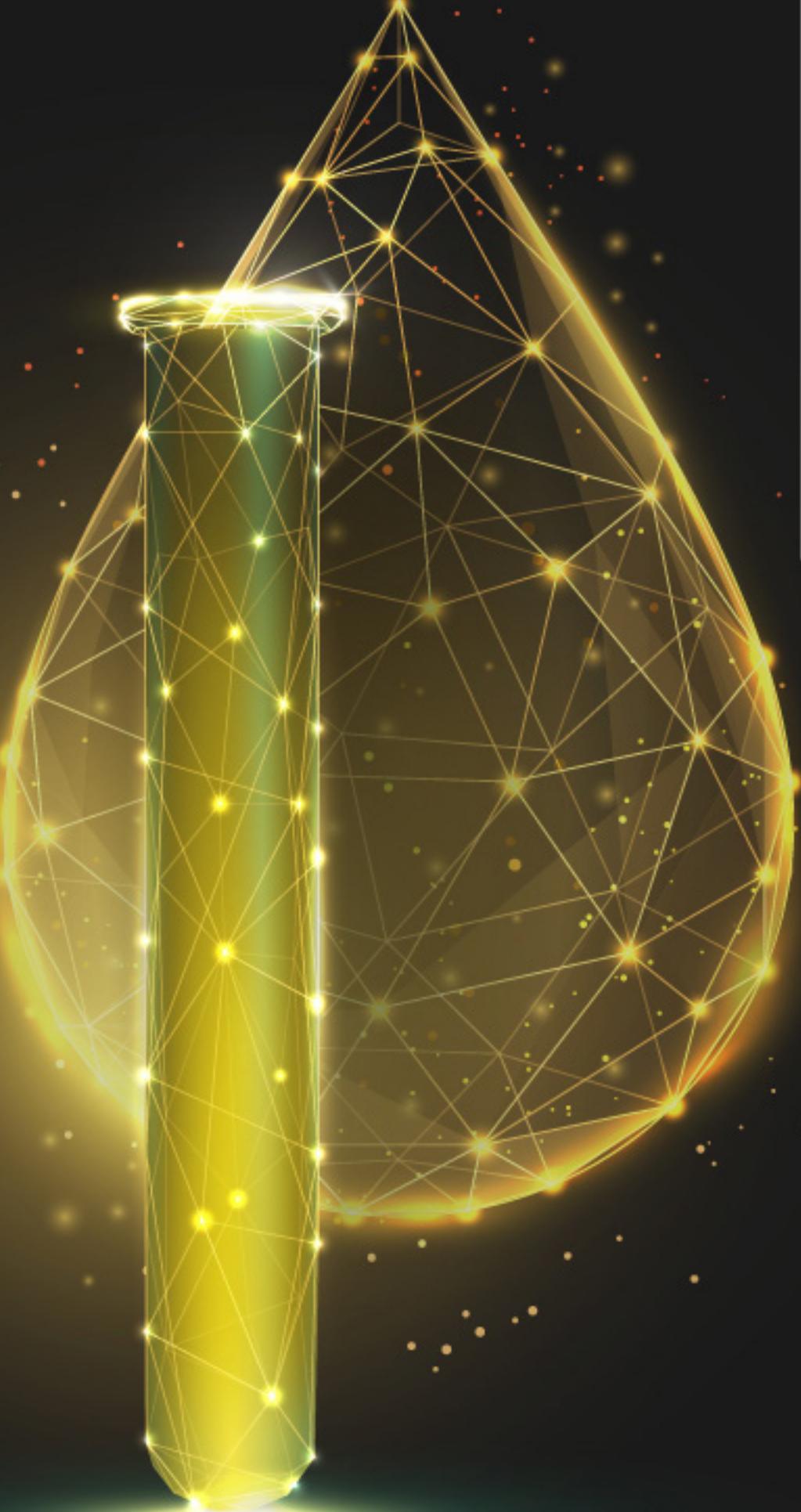
el intervalo superior presenta valores promedio de 485,17 GBTUD-año y para el intervalo inferior presenta valores promedio de 22,98 GBTUD-año. Para el período 2022-2036, se estima que el crecimiento promedio año sea del 15,40%.

Los intervalos que se presentan en este informe se construyen con los resultados de las 100 series sintéticas del modelo SDDP. El límite superior corresponde al máximo requerimiento de gas en cualquiera de las series y el inferior, corresponde a los resultados con los consumos mínimos de gas.



Gráfica 44. Proyecciones de demanda anual sector termoeléctrico

Fuente: UPME, Gestor del Mercado de Gas Natural BMC abril 2022



COMBUSTIBLES
Líquidos



Proyección de demanda de combustibles líquidos

En esta sección se presentarán las estimaciones realizadas a corto y mediano plazo para los combustibles líquidos (ACPM, Gasolina, Jet Fuel y GLP). Como se mencionó en la introducción del informe, este ejercicio se sustenta en los resultados del Contrato C-075-2021 realizado por la Universidad de Antioquia, en el que se estudian diferentes modelos y técnicas de estimación para el caso de la demanda de combustibles líquidos.

Proyección de demanda de ACPM

La proyección de demanda de ACPM es resultado de un modelo de redes neuronales (LSTM) en el cual se usan como variables explicativas²⁵: el precio del ACPM, la demanda de gas natural en el transporte y el total de vehículos que operan con diesel, junto a dos rezagos para la variable demanda de ACPM.

Tabla 10. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de ACPM 2022-2035 adicionales a las variables base

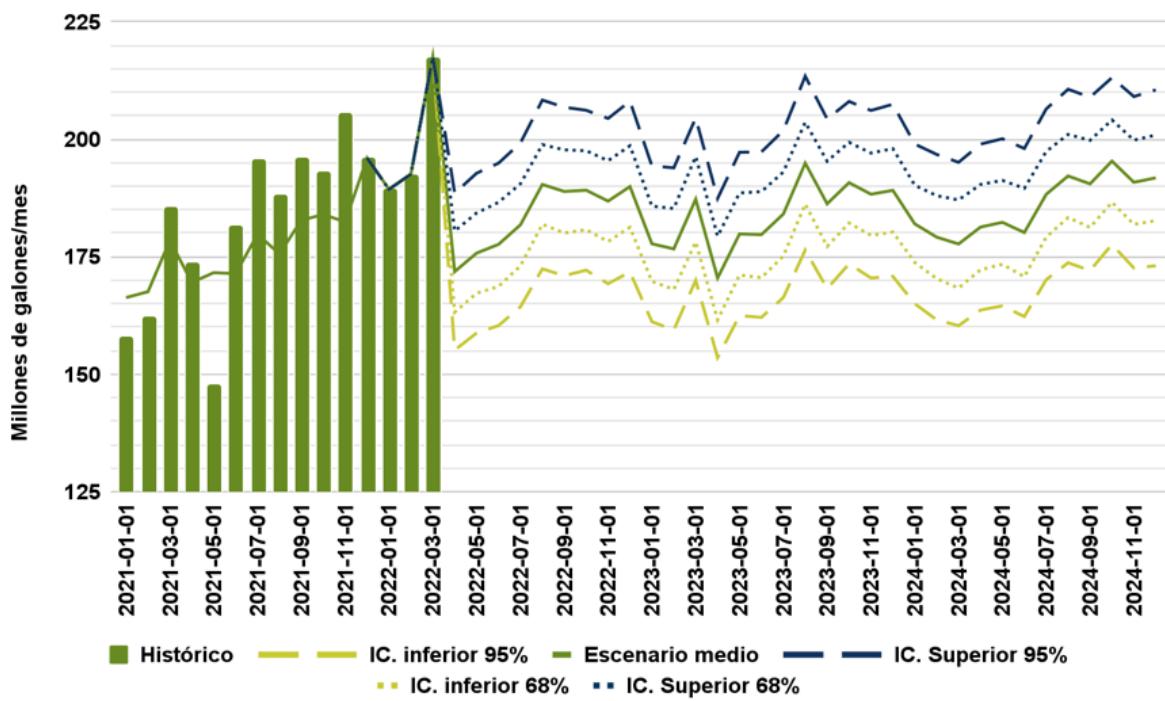
Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2022Q1	COP Miles de Millones Precios Constantes 2015	DANE Histórico PIB
	Proyección Trimestral: 2022Q2 - 2036Q4		UPME Proyección PIB
Población	Histórico Anual: 1994 - 2017	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2018 - 2036		DANE
Precio promedio de acpm	Histórico mensual: 2010/01 - 2021/02	Pesos por galón	UPME
	Proyección: 2021/03 - 2035/12		
Demanda Gas Natural Transporte	Histórico mensual: 2010/01 - 2021/08	GBTUD	UPME
	Proyección: 2021/09 - 2035/12		
Stock anual de vehículos de ACPM²⁶	Desagregación serie proyectada anual 2021 - 2035	Número de vehículos	UPME

²⁵ Dummys que buscan capturar el efecto determinístico de las series en los meses, proporción de día laborales en el mes, población y una Dummy que busca capturar el efecto negativo en la demanda de los combustibles causado por la pandemia del COVID-19 entre el 2020/04 - 2020/11.

²⁶ Dado que una de las variables explicativas utilizadas en el ejercicio de modelado es el total de vehículos que operan con ACPM, como supuesto se planteó que bajo condiciones de reemplazo tecnológico hacia tecnologías de cero y bajas emisiones, la flota que opera con ACPM disminuye a medida que pasa el tiempo.

Como resultado de la estimación de este modelo se obtuvo el valor esperado de la serie y a partir de este, se construyeron los límites del intervalo de confianza del 95% y 68%.

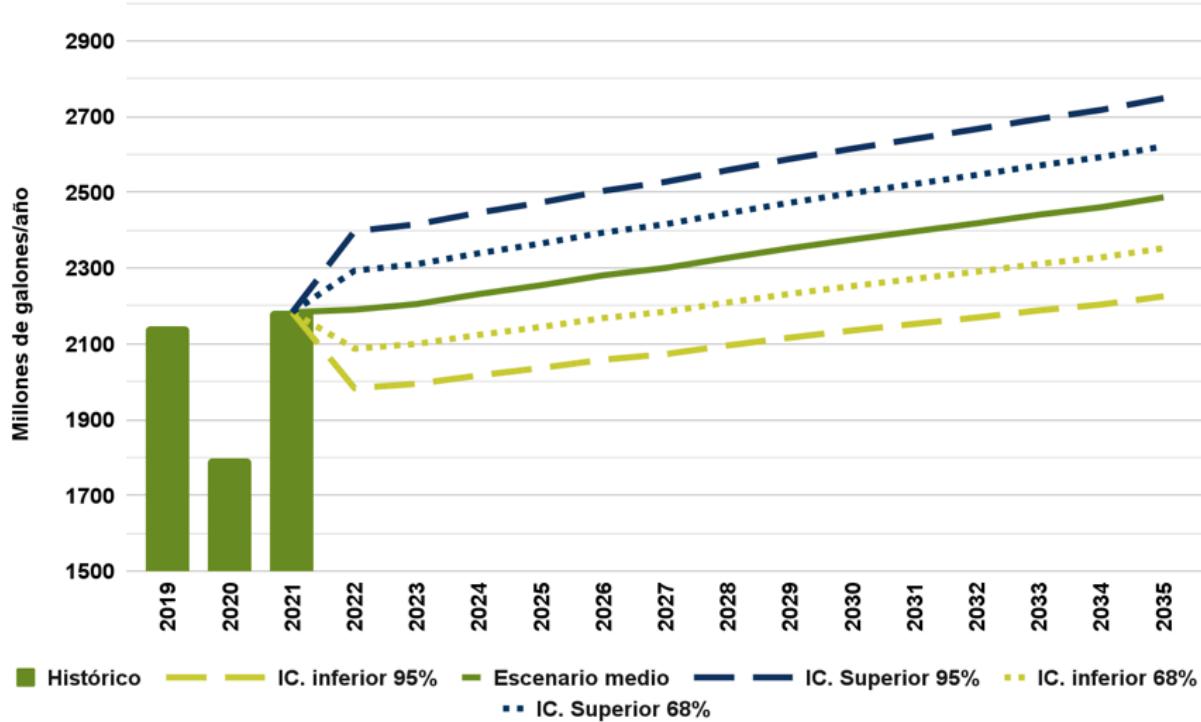
En la Gráfica 45 se presenta el consumo promedio mensual estimado del ejercicio de estimación para el periodo 2022 - 2024. El valor esperado para la demanda de ACPM en el corto plazo (próximos 3 años) estaría en el rango de 162 y 217 Mgal con un nivel de confianza del 68%.



Es importante señalar que los últimos 3 meses del 2021 se observaron consumos elevados de ACPM, que distan del promedio anual registrado en vigencias anteriores. Este fenómeno se explica por la reactivación económica y el rezago en consumo que generó la pandemia Covid 19, sin embargo no significa que el consumo futuro tendrá el mismo comportamiento.

Es por esto que se espera que la demanda mantenga un comportamiento estacional histórico caracterizado por una disminución durante los meses de abril y mayo y aumento durante el último trimestre del año, en línea con el comportamiento histórico. El consumo promedio mensual en los próximos 3 años se estima sea 1.09% frente a lo observado en 2021, lo anterior teniendo como referencia que el año 2021 tuvo un consumo atípico, superior a lo observado históricamente y que como supuesto se planteó que bajo condiciones de reemplazo tecnológico hacia tecnologías de cero y bajas emisiones, la flota que opera con ACPM disminuye a medida que pasa el tiempo.

En la Gráfica 46 se presenta el consumo promedio anual estimado del ejercicio de estimación para el periodo 2022 - 2035.



Gráfica 46. Proyección de demanda de ACPM a mediano plazo (2022 - 2035)
Fuente: Construcción de la UPME a partir de diferentes bases de datos

A mediano plazo, se estima que el consumo proyectado de ACPM presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 0.93% de 2022 a 2035. En promedio, cada mes la demanda crece 0,14%.

Proyección de demanda de gasolina

El modelo que mejor ha logrado explicar la demanda de gasolina es el de regresión spline adaptativa multivariante (MARS - por sus siglas en inglés). Las especificaciones este modelo²⁷ incluyen: los dos primeros rezagos de la demanda de gasolina, el precio de la gasolina, el precio del crudo y la demanda de gas natural en el transporte.

Tabla 11. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de gasolina 2022-2035 adicionales a las variables base

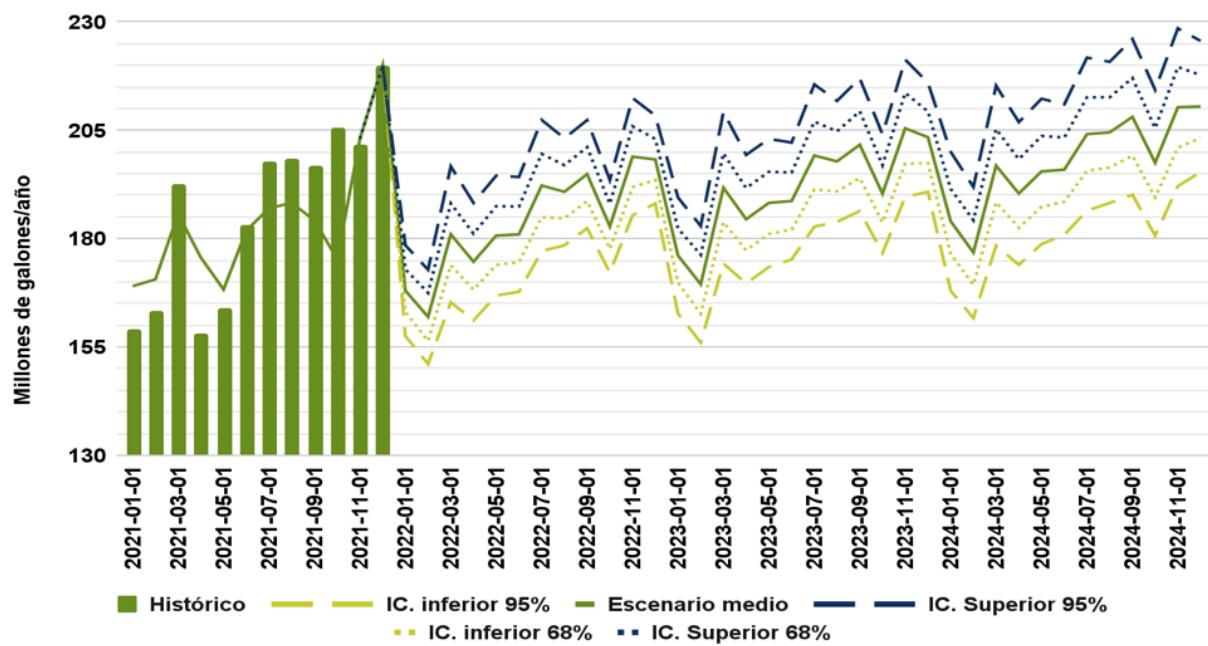
Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2022Q1	COP Miles de Millones Precios Constantes 2015	DANE Histórico PIB
	Proyección Trimestral: 2022Q2 - 2036Q4		UPME Proyección PIB
Población	Histórico Anual: 1994 - 2017	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2018 - 2036		DANE
Precio promedio de gasolina motor	Histórico mensual: 2010/01 - 2021/02	Pesos por galón	UPME
	Proyección: 2021/03 - 2035/12		
Precio promedio del crudo	Histórico mensual: 2010/01 - 2021/02	USD/Bbl	UPME
	Proyección: 2021/03 - 2035/12		
Demanda Gas Natural Transporte	Histórico mensual: 2010/01 - 2021/08	GBTUD	UPME
	Proyección: 2021/09 - 2035/12		

Con respecto a la proyección del precio del crudo se supone que aumentaría de forma continua, aunque no aceleradamente, hasta 150 dólares/barril en 2035. La demanda de gas natural en el sector transporte puede considerarse como un bien sustituto de la gasolina, particularmente en el sector transporte, sector que tiene 99% de participación en la demanda según el BECO.

Como resultado de la estimación de este modelo se obtuvo el valor esperado de la serie y a partir de este, se construyeron los límites del intervalo del 68% y 95%.

²⁷ Dummys que buscan capturar el efecto determinístico de las series en los meses, proporción de día laborales en el mes, y una Dummy que busca capturar el efecto negativo en la demanda de los combustibles causado por la pandemia del COVID-19 entre el 2020/04 - 2020/11

En la Gráfica 47 se presenta el consumo promedio mensual estimado del ejercicio de estimación para los próximos 3 años. El valor esperado para la demanda de gasolina en el corto plazo estaría en el rango de 157 y 210 Mgal, frente al promedio mensual en 2021, esto equivale a un aumento del 0.73%.



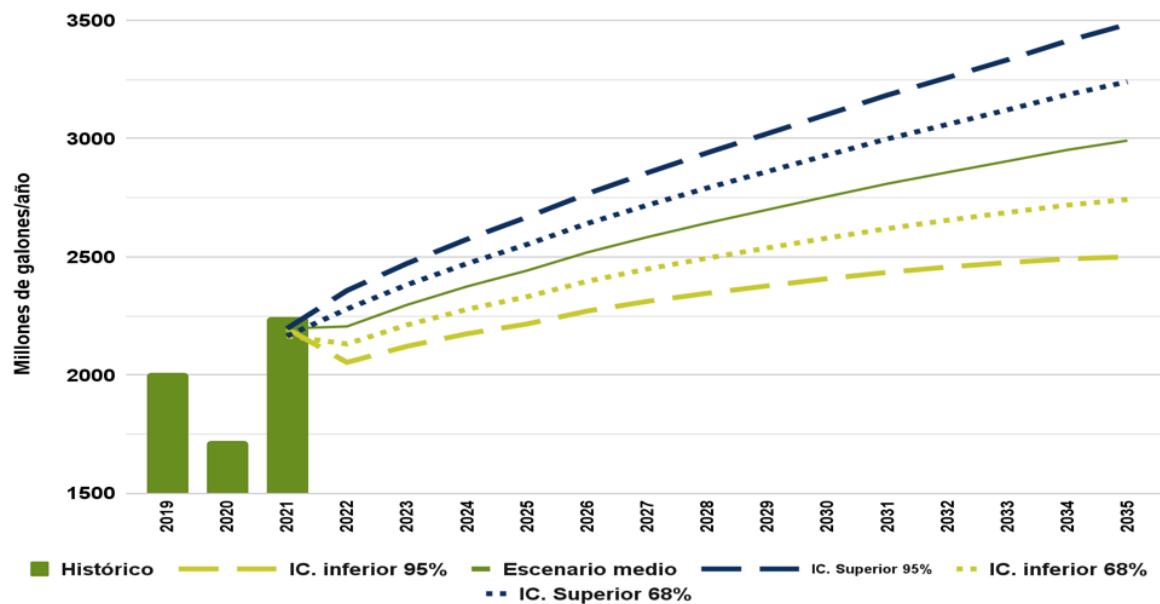
Gráfica 47. Proyección de demanda de Gasolina a corto plazo (2022 - 2024)

Fuente: Construcción de la UPME a partir de diferentes bases de datos

Es importante considerar que los últimos 3 meses del 2021 se observaron consumos elevados de gasolina que distan del promedio anual registrado en vigencias anteriores, por los consumos reportados en los municipios de frontera.

De acuerdo con los resultados del modelo de proyección se espera que la demanda mantenga un comportamiento histórico, caracterizado por una disminución durante el mes de febrero y un aumento durante el último trimestre del año, particularmente el mes de diciembre en línea con la temporada de vacaciones y fiestas navideñas.

En la Gráfica 48 se presenta el consumo promedio anual estimado del ejercicio de estimación para el periodo 2022 - 2035. A mediano plazo, se estima que el consumo proyectado de gasolina presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 1.28%, con un rango de -1.53% y 2.46% de 2022 a 2035. En promedio, cada mes la demanda crece 0.45%.



Gráfica 48. Proyección de demanda de Gasolina a mediano plazo (2022 - 2035)

Fuente: Construcción de la UPME a partir de diferentes bases de datos

Proyección de demanda de jet fuel

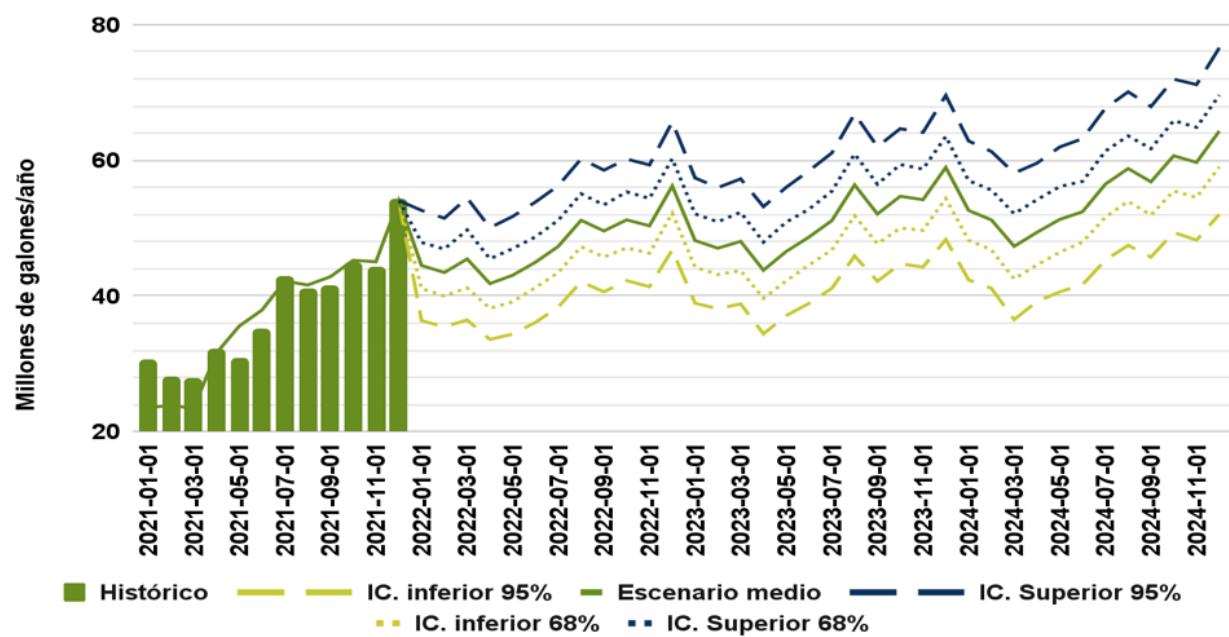
El modelo seleccionado para la estimación de la demanda de jet fuel fue el de redes neuronales (LSTM).

Tabla 12. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de Jet Fuel 2022-2035 adicionales a las variables base

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2022Q1	COP Miles de Millones Precios Constantes 2015	DANE Histórico PIB
	Proyección Trimestral: 2022Q2 - 2036Q4		UPME Proyección PIB
Población	Histórico Anual: 1994 - 2017	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2018 - 2036		DANE
Precio promedio del Jet Fuel	Histórico mensual: 2010/01 - 2021/02	Pesos por galón	UPME
	Proyección: 2021/03 - 2035/12		

Las variables exógenas para la proyección de demanda del jet fuel es el precio de este energético como variable explicativa adicional a las usadas en el escenario base²⁸. Como resultado de la estimación de este modelo se obtuvo el valor esperado de la serie y a el intervalo de confianza al 68% y 95%.

En la Gráfica 49 se presenta el consumo promedio mensual estimado del ejercicio de estimación para el periodo 2022 - 2024. El valor esperado para la demanda de Jet Fuel en el corto plazo (próximos 3 años) estaría en el rango de 37 y 67 Mgal. Con relación al promedio observado en 2021, esto equivale a un aumento del 19.20%.

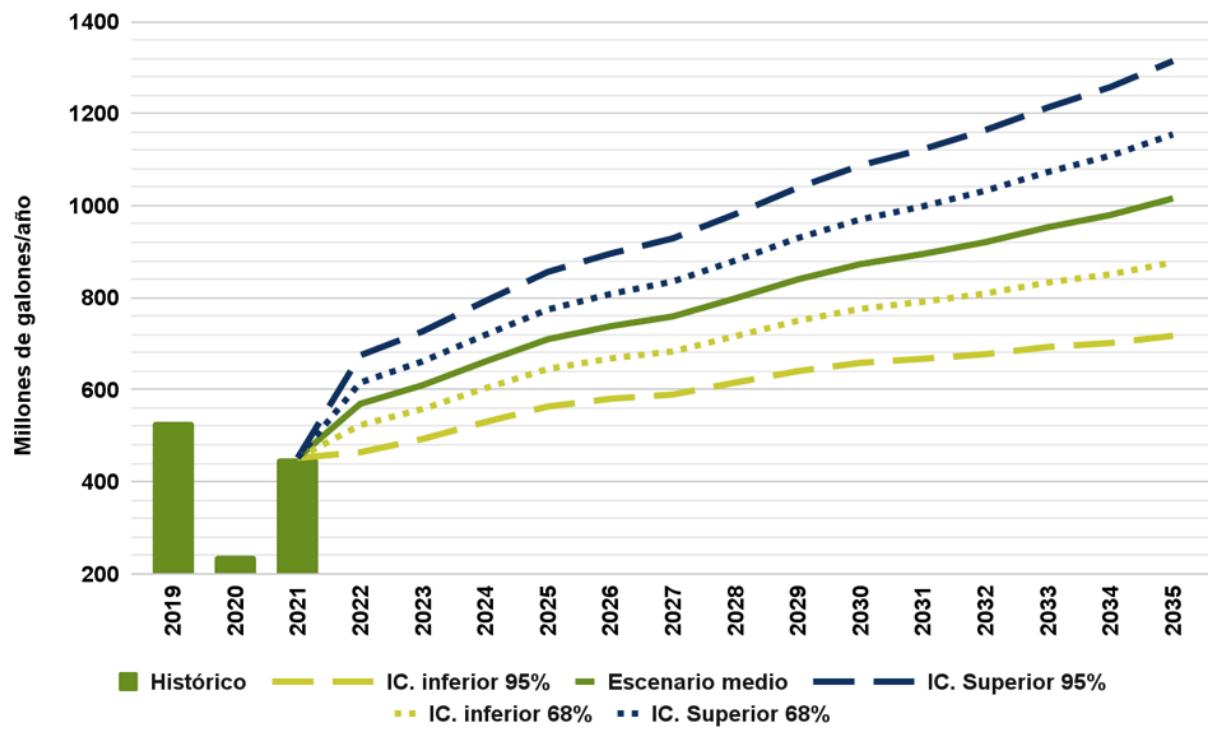


Gráfica 49. Proyección de demanda de Jet Fuel a corto plazo (2022 - 2024)
Fuente: Construcción de la UPME a partir de diferentes bases de datos

Al igual que los demás combustibles líquidos, durante el mes de diciembre del 2021 se observaron consumos elevados de jet fuel que distan del promedio anual registrado en vigencias anteriores con un total de 54 Mgal. Los consumos más bajos de jet fuel se presentan durante el primer cuatrimestre del año, por lo que se espera que la demanda mantenga un comportamiento estacional histórico una vez recuperada del impacto de la pandemia.

En la Gráfica 50 se presenta el consumo promedio anual estimado del ejercicio de estimación para el periodo 2022 - 2035.

²⁸Dummys que buscan capturar el efecto determinístico de las series en los meses, proporción de día laborales en el mes, y una Dummy que busca capturar el efecto negativo en la demanda de Jet Fuel causado por la pandemia del COVID-19 entre el 2020/04 - 2021/03.

**Gráfica 50.** Proyección de demanda de Jet Fuel a mediano plazo (2022 - 2035)**Fuente:** Construcción de la UPME a partir de diferentes bases de datos

El modelo de proyección estima que el consumo de jet fuel presente una tendencia creciente, con un crecimiento promedio anual esperado de 5.91%, con un rango de 2,56% y 22.29% de 2022 a 2035, considerando que el crecimiento de 2020 a 2021 fue de 89%, dado el levantamiento de restricciones de vuelos nacionales e internacionales y el retorno a la normalidad. En promedio, cada mes la demanda crece 0,57%.

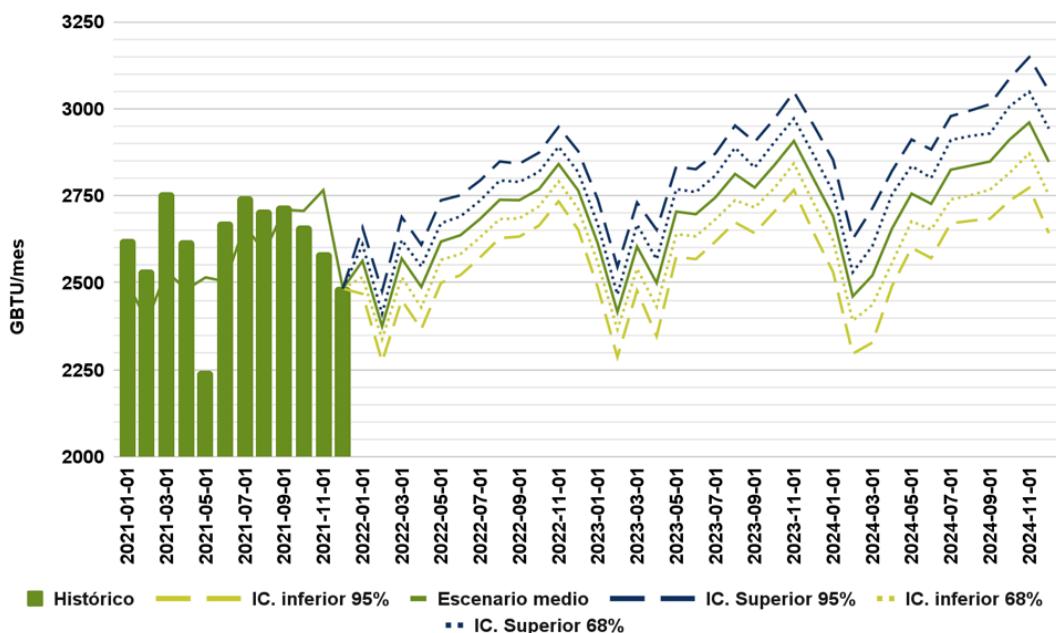
Proyección de demanda de gas licuado de petróleo (GLP)

El modelo seleccionado para la estimación de la demanda de GLP fue un modelo aditivo generalizado GAM (por sus siglas en inglés).

Tabla 13. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de GLP 2022-2035 adicionales a las variables base²⁹

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2022Q1	COP Miles de Millones Precios Constantes 2015	DANE Histórico PIB
	Proyección Trimestral: 2022Q2 - 2036Q4		UPME Proyección PIB
Población	Histórico Anual: 1994 - 2017	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2018 - 2036		DANE
Precio promedio de GLP	Histórico mensual: 2010/01 - 2021/09	Pesos por m ³	UPME
	Proyección: 2021/10 - 2035/12		
Precio promedio del crudo	Histórico mensual: 2010/01 - 2021/02	USD/BI	UPME
	Proyección: 2021/03 - 2035/12		

Las variables exógenas para la proyección de demanda de GLP son el precio del GLP y precio del crudo, adicionales a las variables macroeconómicas, de efecto calendario y covid. Como resultado de la estimación de este modelo se obtuvo el valor esperado de la serie y a el intervalo de confianza al 68% y 95%.



Gráfica 51. Proyección de demanda de GLP a corto plazo (2022 - 2024)
Fuente: Construcción de la UPME a partir de diferentes bases de datos

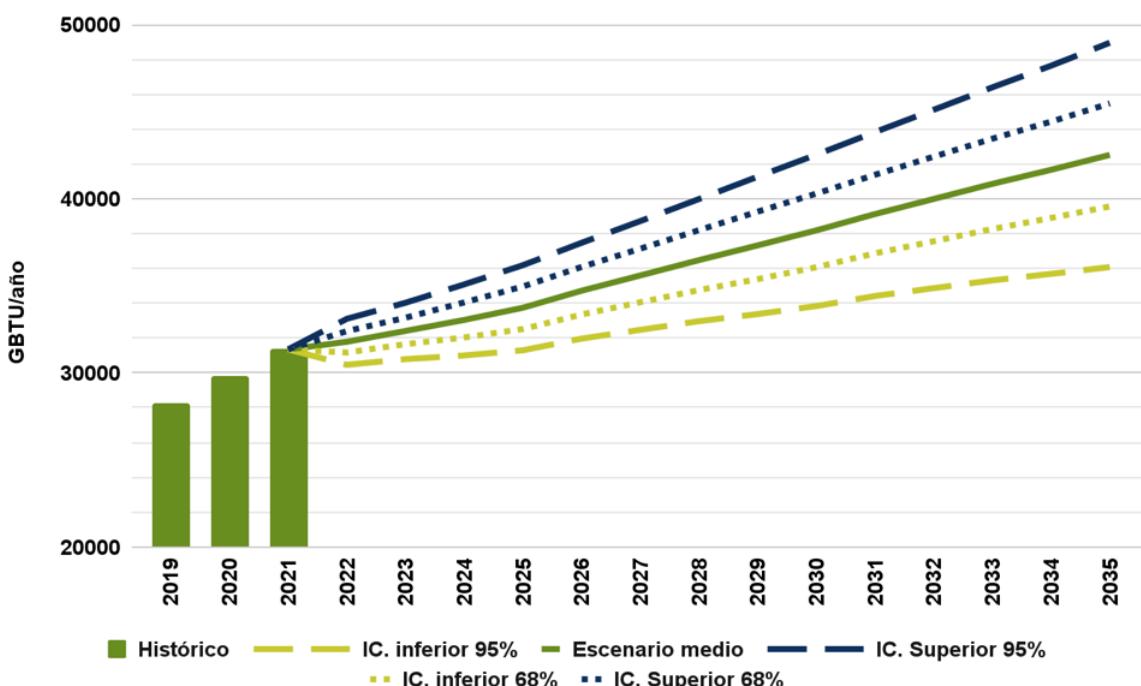
²⁹ Dummys que buscan capturar el efecto determinístico de las series en los meses, proporción de día laborales en el mes, y una Dummy que busca capturar el efecto negativo en la demanda de los combustibles causado por la pandemia del COVID-19 entre el 2020/04 - 2020/11

En la Gráfica 51 se presenta el consumo promedio mensual estimado del ejercicio de estimación para el periodo 2022 - 2024. El valor esperado para la demanda de GLP en el corto plazo (próximos 3 años) estaría en el rango de 2375 y 2960 GBTU-mes.

Con relación al promedio observado en 2021, esto equivale a un aumento del 2.67%. Los consumos más bajos de GLP se presentan durante el último trimestre del año, por lo que se espera que la demanda mantenga un comportamiento estacional histórico una vez recuperada del impacto de la pandemia.

El modelo de proyección estima que el consumo de GLP presente una tendencia creciente, con un crecimiento promedio anual esperado de 2.20%, con un rango de 1,40% y 2.90% de 2022 a 2035, considerando que el crecimiento de 2020 a 2021 fue de 5,09%.

Entre 2021 y 2035 el crecimiento de la demanda es de 2.37%, esto considerando la demanda total anual. En promedio, cada mes la demanda crece 0,32%. En la Gráfica 52 se presenta el consumo promedio anual estimado del ejercicio de estimación para el periodo 2022 - 2035.



Gráfica 52. Proyección de demanda de GLP a mediano plazo (2022 - 2035)

Fuente: Construcción de la UPME a partir de diferentes bases de datos

Conclusiones

Tras el golpe económico y social de la pandemia, que representó una contracción del PIB de 7% en 2020, la economía colombiana se reactivó en 2021 alcanzando uno de los crecimientos más altos de la región (10,7%). En el corto plazo, se estima que el crecimiento económico esté en un rango entre 3,8% y 5,2% y a mediano plazo entre el 3,3% y 3,6%.

El consumo de combustibles líquidos, los más afectados por el cese del transporte en 2020 y el paro nacional, registraron un crecimiento de 30% en 2021. En los próximos 3 años, la expectativa del comportamiento de la demanda de estos energéticos es que crezca al 1.09% en ACPM, 0.73% en gasolina y 19.20% en jet fuel frente a lo observado en 2021.

Es importante aclarar que la baja tasa de crecimiento para ACPM se atribuye a que los consumos del último semestre de 2021 fueron atípicos, probablemente relacionado con la recuperación económica y el aumento de los viajes en transporte masivo de pasajeros después del levantamiento de las restricciones producto de la pandemia. A mediano plazo, se estima que el crecimiento promedio anual se encuentre en 0.93% para el ACPM, el 1.28% para gasolina y 5.91% para jet fuel.

Con respecto al GLP, en los próximos 3 años se estima un aumento de la demanda del 2.67% con respecto a lo observado en 2021 y en el mediano plazo, una tasa de crecimiento promedio anual del orden del 2.20%.

La demanda de energía eléctrica tuvo una recuperación más que proporcional a la caída del 2020. El crecimiento anual para este energético fue del 5,24%, el cual se explica por el repunte del 9,52% del consumo de las actividades no reguladas. Se estima que en los próximos 2 años, la demanda diaria oscile entre 191 a 232 GWh-día, lo que representaría un aumento de 3,1% frente a 2021. A mediano plazo, la tasa de crecimiento promedio año se estima sea entre el 2,22% y el 3,35%³⁰.

El gas natural fue el único energético que no aumentó consumo, por el contrario, decreció en 1,42% con respecto a 2020. Este comportamiento se explica exclusivamente por la caída en 15,7% del consumo termoeléctrico, puesto que en el transporte, el consumo aumentó 11,4%, en la industria 6,9%, en el sector terciario 4,6% y en el petroquímico 3,2%. Dada la tendencia de lento crecimiento del consumo de gas, la tasa de crecimiento esperada para la demanda de gas podría variar en un rango de entre 0.11% y 2.25%.

Si bien el panorama luce positivo, es preciso recalcar algunos elementos coyunturales que pueden tener incidencia en el comportamiento futuro de la economía colombiana y en consecuencia, la demanda de energéticos.

³⁰ Sin contemplar la demanda de vehículos eléctricos, grandes consumidores de energía (GCE) y generación distribuida.

El primer elemento corresponde a las medidas para mitigar la inflación que se están adoptando internamente y en otras economías. El aumento en las tasas de interés de la Reserva Federal y el Banco Central Europeo, tendrán repercusiones en el desempeño económico de Estados Unidos, pues se espera una potencial desaceleración del consumo y la inversión.

Adicionalmente, el incremento de tasas de interés podría ser replicada por las principales economías latinoamericanas, tal como ha venido sucediendo desde 2021, para evitar una depreciación de sus monedas. Colombia no es la excepción, la JDBR ya ha intervenido en las tasas de interés, puesto que las expectativas de inflación para 2022 y 2023 son mayores al rango meta de largo plazo [2% - 4%].

El segundo elemento clave es el comportamiento de los precios del petróleo. Por un lado, las finanzas públicas y en particular, la política fiscal tendría mayores grados de holgura si el precio del barril se mantiene en los niveles de 100 USD/barril observados recientemente.

Por el otro, la sostenibilidad del fondo de estabilización de los precios de los combustibles (FEPC) requiere que la brecha entre el precio interno de GMC y ACPM versus el externo se cierre, para evitar un mayor déficit que el acumulado hasta el momento. Sin embargo, este cierre de brecha está limitado por el impacto inflacionario que tengan los aumentos de los combustibles líquidos.

Finalmente, es preciso hacer seguimiento a la evolución del conflicto entre Rusia y Ucrania, ya que es pieza clave en el comportamiento del precio del petróleo, así como en el precio de otros commodities.

Anexos

.....

1. Comportamiento de la demanda a nivel regional

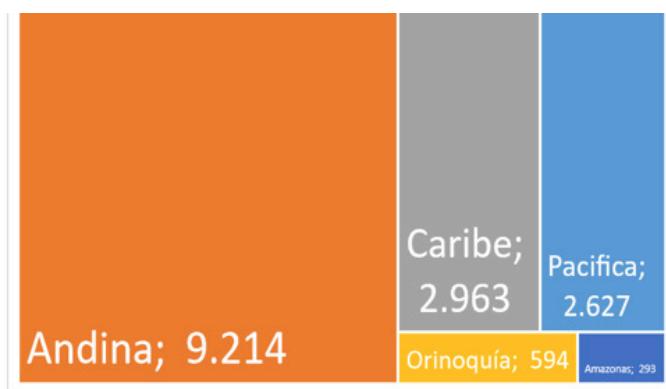
a. Cobertura de energía eléctrica y gas natural en Colombia

Un mayor acceso a energía eléctrica y a gas natural para el sector residencial es un objetivo prioritario de la política energética. Con la información disponible es posible hacer seguimiento a las mejoras en el acceso e identificar posibles ajustes que permitan cerrar brechas de equidad.

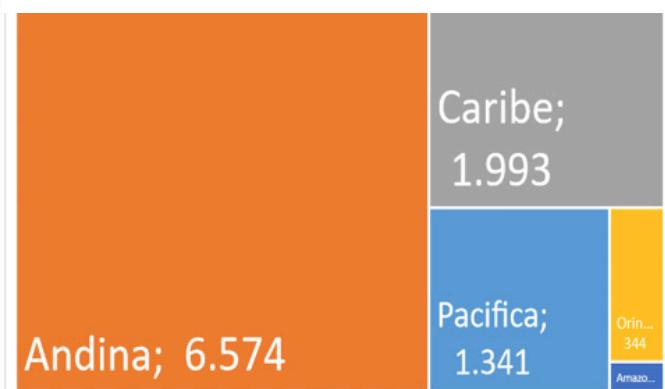
El acceso a servicios energéticos de calidad es uno de los objetivos de desarrollo sostenible. Una primera dimensión de este objetivo es el acceso físico de energía, que se puede medir a través de la información disponible en la Encuesta de Calidad de Vida (ECV) del DANE.

Según esta información, de los 15,99 millones de hogares que existían en el país en el año 2019, en la región Andina el 99,6% (9.214 de 9.250 miles hogares) tenía acceso a servicio de energía eléctrica, en la región Caribe el 95,0% (2.963 de 3.119 miles de hogares), en la región Pacífica el 98,7% (2.627 de 2.661 miles de hogares), en la región de la Orinoquía el 93,7% (594 de 634 miles de hogares) y en la región de la Amazonía el 87,2% (293 de 336 miles de hogares).

Número de hogares (miles) con acceso a energía eléctrica según región.



Número de hogares (miles) con acceso a red de gas natural, según región.

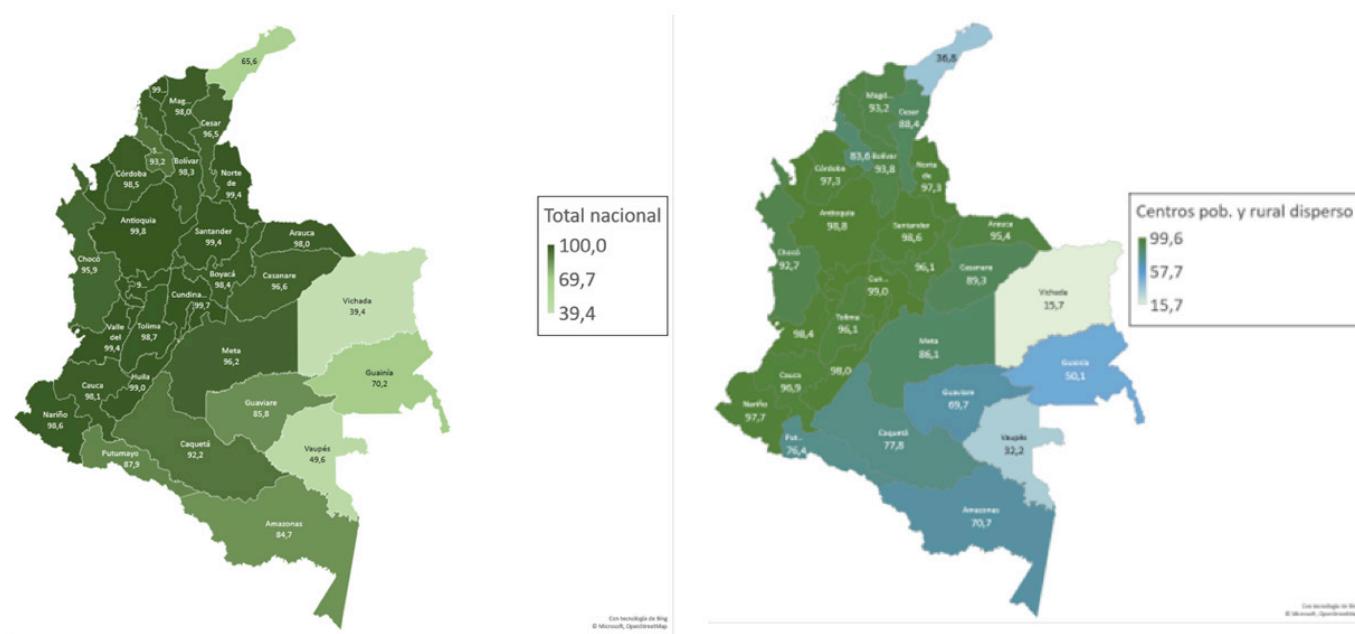


Gráfica A1. Número de hogares (miles) con acceso a energía eléctrica según región y Número de hogares (miles) con acceso a red de gas natural, según región

Fuente: DANE (ECV 2019)

El acceso a red de gas natural en la región Andina fue de 71,1% (6.574 de 9.250 miles hogares), en la región Caribe el 63,9% (1.993 de 3.119 miles de hogares), en la región Pacífica el 50,4% (1.341 de 2.661 miles de hogares), en la región de la Orinoquía el 54,3% (344 de 634 miles de hogares), y en la región de la Amazonía el 20,2% (68 de 336 miles de hogares).

El acceso a energía eléctrica por departamento se muestra en la Gráfica A2. Allí, se evidencia que si bien el 98,1% de los hogares tienen acceso a energía eléctrica, se observa mucha heterogeneidad entre departamentos. Existen departamentos del sur y del oriente del país con coberturas muy bajas, destacándose Vichada con 39,4% y Vaupés con 49,6%. En el norte del país se destaca la baja cobertura en La Guajira, 65,6%.



Gráfica A2. Mapa No.1 y 2

Colombia, porcentaje de hogares con acceso a energía eléctrica, según departamento.

Encuesta de Calidad de Vida, 2019 (Total Nacional y Centro poblado y rural disperso)

Fuente: DANE(ECV2019)-UPME(Subdirección de Demanda)

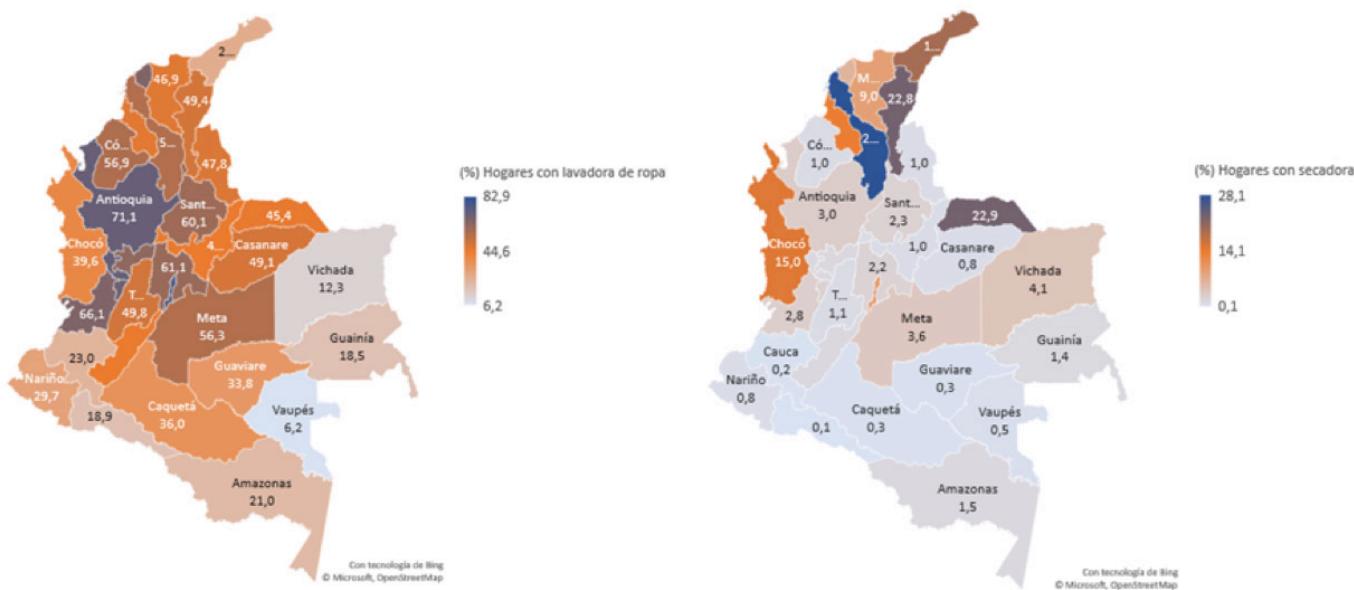
El servicio de gas natural presenta una menor tasa de cobertura que el servicio de energía eléctrica. Para el total nacional, el 64,5% de los hogares tienen este servicio y a nivel departamental solo seis departamentos tienen cobertura superior al 70%, estos fueron: Bogotá (90,4%), Atlántico (87,7%), Valle (79,4%), Quindío (77,5%), Casanare (74,3%) y Risaralda (71,3%). Los departamentos con menor cobertura de este servicio son: Chocó (1,2%), Arauca (5,1%), Nariño (5,8%), y Putumayo (14,2%). Por su parte, en cinco departamentos; Vichada, Vaupés, Guainía, Amazonas y San Andrés, no existe acceso a este servicio.

b. Diferencias regionales en el equipamiento

En el año 2019, a través de un convenio interinstitucional con el DANE, la UPME diseñó un módulo estadístico para ser incluido en la Encuesta de Calidad de Vida de 2019 para caracterizar los bienes que poseen los hogares y ahondar en las características de estos.

La información de tenencia de equipos y sus características permite examinar las diferencias regionales en el consumo de energía eléctrica y gas natural. Fueron 9 equipos sobre los que se indagaron sus características; lavadora, secadora, nevera/refrigerador, calentador de agua, aire acondicionado/ventilador, televisión, computador, plancha y bombillas.

A continuación, se presenta la tenencia y características de lavadoras y secadoras de ropa, según departamento. Según este módulo, el 59,1% de los hogares del país poseen lavadora de ropa. En San Andrés y Providencia (82,9%), Bogotá (76,6%), Risaralda (71,4%) y Antioquia (71,1%), se presentan las tasas de tenencia más altas. Una característica predominante de las lavadoras de ropa es que el 80,8% de estas son de carga superior y que el 58,4% de los hogares del país lavan entre 2 y 4 cargas de ropa al mes. Por su parte, solo el 5,9% de los hogares del país tiene secadora.



Gráfica A3. Mapa No.4 y 5

Colombia, porcentaje de hogares con tenencia de lavadora/secadora de ropa, según departamento.

Encuesta de Calidad de Vida, 2019 (Total Nacional)

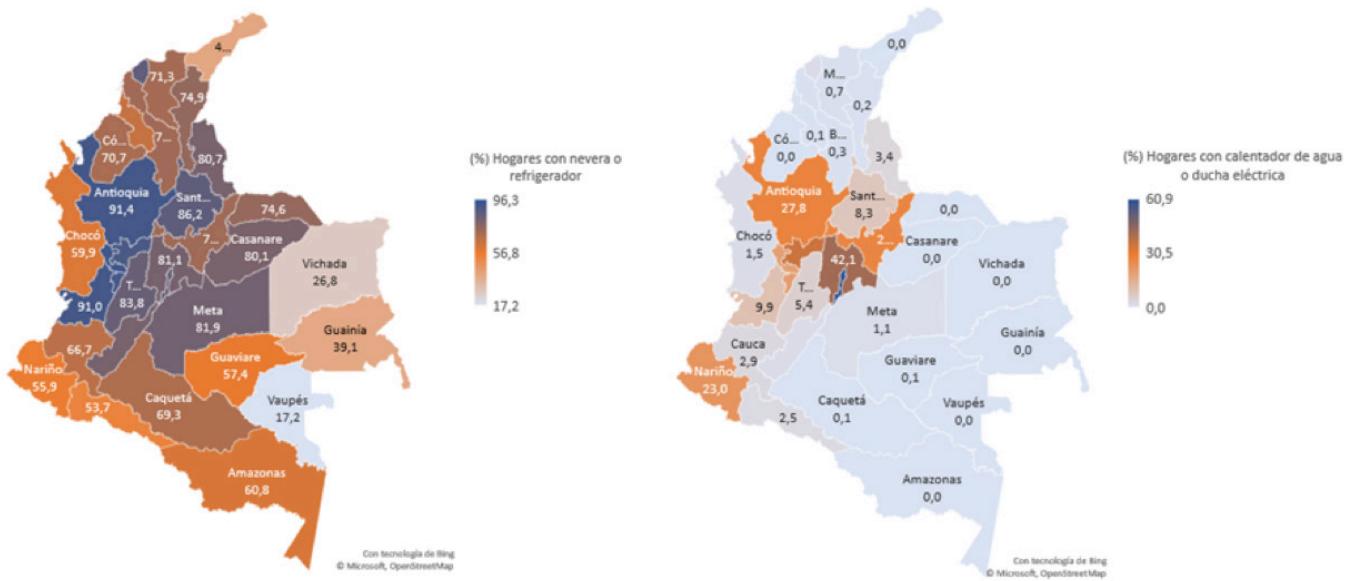
Fuente: DANE(ECV2019)-UPME(Subdirección de Demanda)

Respecto a la tenencia y características de nevera/refrigerador, el 80,7% de los hogares del país poseen este tipo de bien. La tenencia de nevera/refrigerador tiene más presencia en la cabecera de los municipios (86,4%), mientras que, en los centros poblados y rural disperso la tasa es de 62,2%.

Los departamentos de San Andrés y Providencia (96,3%), Risaralda (92,2%), Antioquia (91,4%), y Quindío (91,2%) presentan las tasas de tenencia más altas de este electrodoméstico. Cuando se observa el tamaño de la nevera de los hogares, el 55,3% de estas son de tamaño mediano y tienen en promedio 6,7 años de antigüedad. Solo el 10,6% de los hogares del país tienen nevera grande y esta tiene en promedio 5,9 años de antigüedad.

Por otro lado, el 21,5% de los hogares tienen calentador de agua o ducha eléctrica. Esta es principalmente una característica de los hogares de la cabecera (26,7%), dado que solo el 4,8% de los hogares de los centros poblados y rural disperso tienen este equipo. Bogotá (60,9%), Cundinamarca (42,1%), Caldas (35,5%), y Boyacá (27,2%) presentan las tasas más altas de tenencia.

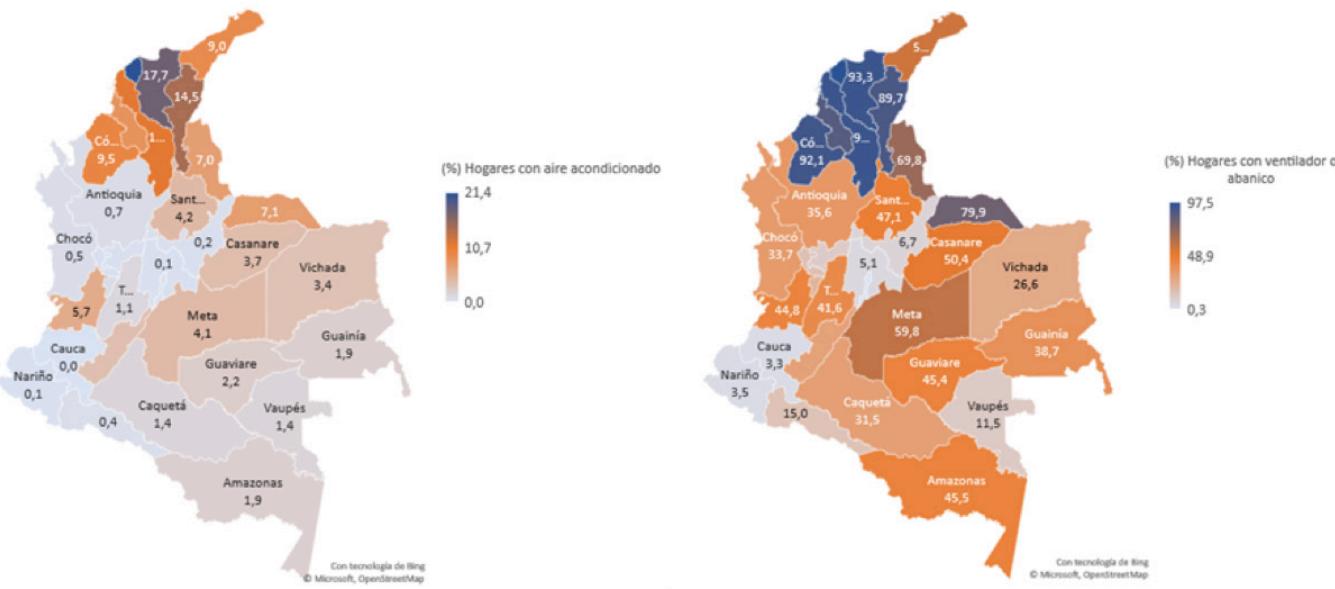
La tenencia de ducha eléctrica (57,7%) o calentador de gas tipo paso (25,6%) se encuentra asociada a la localización geográfica del hogar, ya que esta tenencia es típica de los departamentos de clima frío.



Gráfica A4. Mapa No.6 y 7
Colombia, porcentaje de hogares con tenencia de nevera/refrigerador,
y calentador de agua/ducha eléctrica, según departamento.
Fuente: DANE(ECV2019)-UPME(Subdirección de Demanda)

En Colombia, el 4,1% de los hogares tienen aire acondicionado y el 37,4% ventilador. En el caso de aire acondicionado, los mayores porcentajes de tenencia de este bien se presentan en Atlántico (21,4%), San Andrés y Providencia (17,7%), Magdalena (17,7%) y Cesar (14,5%), por ende, este un bien característico de la Costa Atlántica.

En el caso del ventilador, la tenencia se distribuye uniformemente en los diferentes departamentos del país, aunque sigue siendo la Costa Atlántica la de mayor predominancia; Atlántico (97,5%), San Andrés y Providencia (97,4%), Bolívar (93,6%) y Magdalena (93,3%).



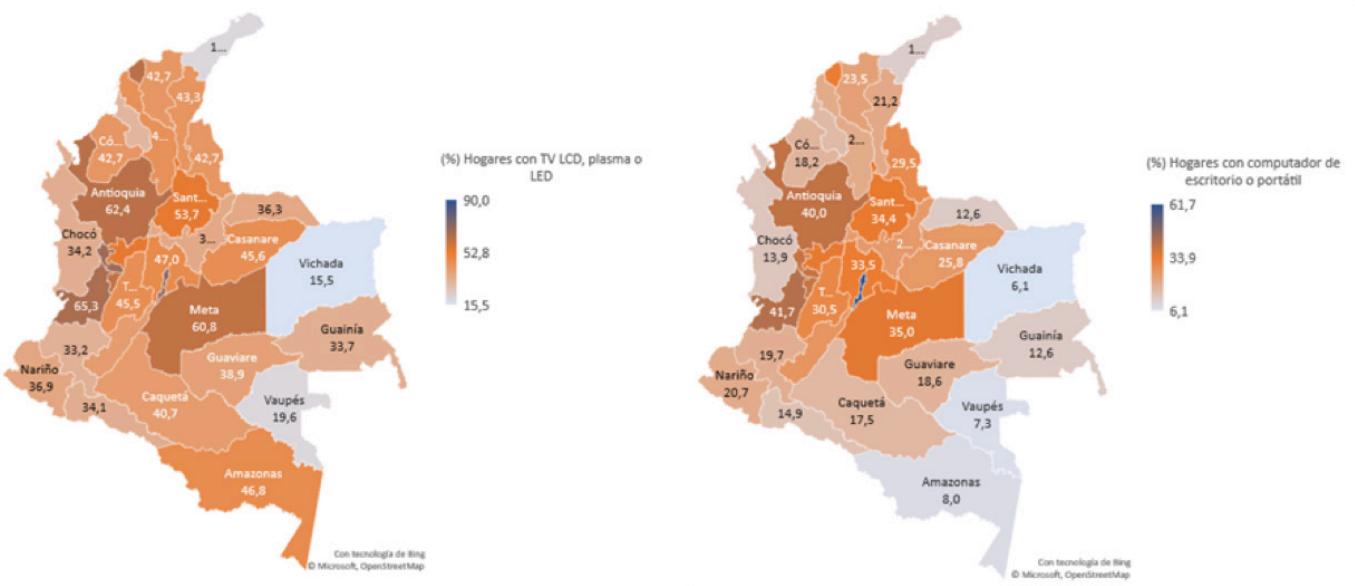
Gráfica A5. Mapa No.8 y 9

Colombia, porcentaje de hogares con tenencia de aire acondicionado/ventilador o abanico, según departamento.

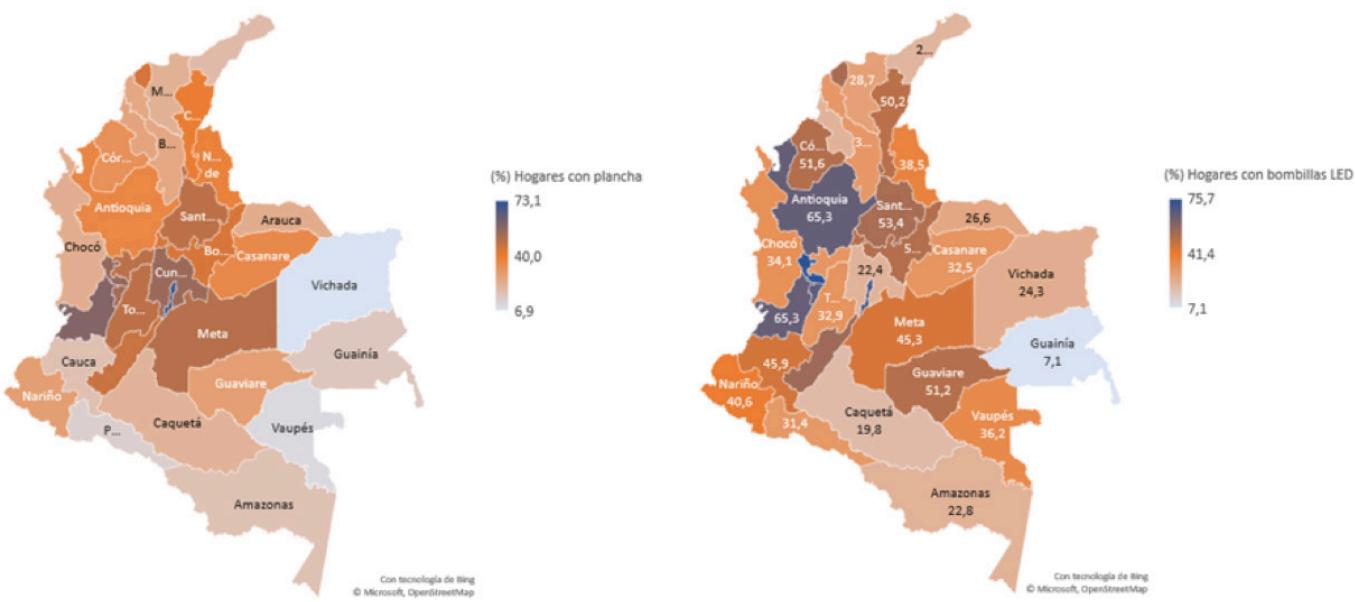
Fuente: DANE(ECV2019)-UPME(Subdirección de Demanda)

En cuanto a los equipos asociados al entretenimiento, el 42,5% de los hogares del país tiene televisor convencional, mientras que el 53,8% televisor tipo LCD, plasma o LED. El televisor tipo convencional tiene más presencia en los hogares de los centros poblados y rural disperso (52,9%), mientras que el televisor tipo LCD, plasma, o LED tiene más presencia en las cabeceras (62,5%). En promedio, los hogares del país informaron que su televisor permanece encendido de lunes a viernes entre 7,9 y 9,3 horas al día y un poco más durante el fin de semana, entre 8,9 y 11,2 horas al día.

En el caso de tenencia de computador, el 17,0% de los hogares informaron que tenían computador de escritorio, mientras que el 26,0% tenían computador portátil. Este tipo de bien tiene más presencia en las cabeceras (21,3% computador de escritorio y 32,3% portátil), comparado con el 3,1% y 5,9% de los centros poblados y rural disperso. Finalmente, 5.3 años es la antigüedad promedio de los computadores de escritorio de los hogares del país.



Gráfica A6. Mapa No.10 y 11
Colombia, porcentaje de hogares con tenencia de TV LCD, plasma o led,
y computador de escritorio o portátil, según departamento.
Fuente: DANE(ECV2019)-UPME(Subdirección de Demanda)



Gráfica A7. Mapa No. 12 y 13
Colombia, porcentaje de hogares con tenencia de plancha,
y bombillas tipo led, según departamento.
Fuente: DANE(ECV2019)-UPME(Subdirección de Demanda)

El 45,1% de los hogares respondieron que poseen plancha, 53,3% en las cabeceras y 18,5% en los centros poblados y rural disperso. En promedio los hogares informaron que planchan 3,7 veces por mes y que en promedio duran 31 minutos usándola cada vez que planchan.

Finalmente, en cuanto a la fuente principal de iluminación de los hogares es la energía eléctrica, en el 53,9% de los hogares se utilizan bombilla tipo LED (existen en promedio 6,4 de estas por hogar), en el 44,7% se utilizan bombillas fluorescentes compactas (existen en promedio 4,7 de estas por hogar), y en 22,2% de los hogares se utilizan bombillas incandescentes (existen en promedio 2,9 de estas por hogar).

2. Desviaciones proyección UPME 2021 versus demanda real energía eléctrica

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 de cada uno de los escenarios en cuanto a: Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE).

Tabla A1. Errores de las Proyecciones - Revisión Junio 2021

a) Energía Eléctrica

	Con grandes consumidores nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin grandes consumidores nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	-1,81%	121	0,05%	-2,41%	150	0,07%
Esc. Alto	0,93%	72	0,02%	0,40%	60	0,01%
Esc. Bajo	-4,54%	288	0,23%	-5,19%	321	0,29%

b) Potencia Máxima

	Con grandes consumidores nuevos (Incluye Rubiales y Drummond)			Sin grandes consumidores nuevos (Excluye Rubiales y Drummond)		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	0,33%	97	0,01%	-0,63%	117	0,02%
Esc. Alto	3,88%	410	0,16%	3,01%	310	0,11%
Esc. Bajo	-3,09%	328	0,11%	-4,13%	428	0,19%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 12), 2022

3. Resultados proyección demanda de energía eléctrica

Tabla A2. 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%
2022	75.251	77.190	73.321	76.311	74.195
2023	76.920	81.380	72.493	79.358	74.499
2024	78.838	84.864	72.870	82.132	75.574
2025	80.776	88.156	73.482	84.811	76.785
2026	82.760	91.368	74.267	87.468	78.111
2027	84.841	94.624	75.203	90.193	79.564
2028	86.895	97.819	76.149	92.872	81.009
2029	88.900	100.927	77.084	95.483	82.425
2030	90.991	104.105	78.123	98.172	83.936
2031	93.302	107.525	79.363	101.093	85.657
2032	95.519	110.843	80.518	103.916	87.287
2033	97.747	114.166	81.693	106.749	88.933
2034	100.252	117.807	83.105	109.880	90.833
2035	102.668	121.362	84.429	112.925	92.644
2036	105.102	124.945	85.764	115.994	94.468

	SIN+GCE+VE (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	77.602	79.541	75.672	78.663	76.547
2023	80.223	84.683	75.796	82.660	77.802
2024	82.917	88.943	76.949	86.211	79.653
2025	85.635	93.015	78.341	89.670	81.644
2026	87.633	96.241	79.140	92.341	82.984
2027	89.571	99.354	79.933	94.923	84.293
2028	91.636	102.559	80.889	97.613	85.749
2029	94.377	106.403	82.560	100.960	87.901
2030	96.615	109.728	83.747	103.796	89.560
2031	99.189	113.412	85.250	106.980	91.543
2032	101.766	117.090	86.765	110.164	93.534
2033	104.444	120.863	88.390	113.445	95.629
2034	107.472	125.027	90.325	117.100	98.053
2035	110.462	129.156	92.223	120.719	100.438
2036	113.519	133.361	94.181	124.411	102.885

	SIN+GCE+VE+GD (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	77.455	79.394	75.526	78.516	76.400
2023	79.995	84.456	75.568	82.433	77.575
2024	82.589	88.616	76.622	85.883	79.325
2025	85.190	92.570	77.896	89.225	81.199
2026	87.060	95.668	78.566	91.767	82.410
2027	88.860	98.643	79.221	94.211	83.582
2028	90.785	101.708	80.038	96.762	84.898
2029	93.396	105.422	81.579	99.979	86.920
2030	95.517	108.630	82.649	102.698	88.462
2031	97.974	112.196	84.035	105.765	90.328
2032	100.450	115.774	85.449	108.847	92.218
2033	103.046	119.464	86.991	112.047	94.231
2034	105.987	123.542	88.840	115.615	96.568
2035	108.904	127.598	90.665	119.161	98.880
2036	111.901	131.743	92.563	122.793	101.267

Fuente: UPME, 2022

Tabla A3. 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%
2022	10.697	11.216	10.462	11.057	10.462
2023	10.956	11.834	10.154	11.578	10.368
2024	11.221	12.359	10.188	12.024	10.471
2025	11.463	12.831	10.240	12.426	10.573
2026	11.708	13.293	10.313	12.822	10.691
2027	11.969	13.764	10.409	13.228	10.831
2028	12.213	14.208	10.498	13.610	10.959
2029	12.459	14.652	10.594	13.992	11.093
2030	12.713	15.103	10.701	14.382	11.238
2031	12.982	15.571	10.823	14.787	11.397
2032	13.259	16.049	10.954	15.201	11.565
2033	13.534	16.525	11.084	15.613	11.731
2034	13.815	17.009	11.221	16.032	11.904
2035	14.107	17.508	11.366	16.465	12.086
2036	14.402	18.013	11.515	16.903	12.271

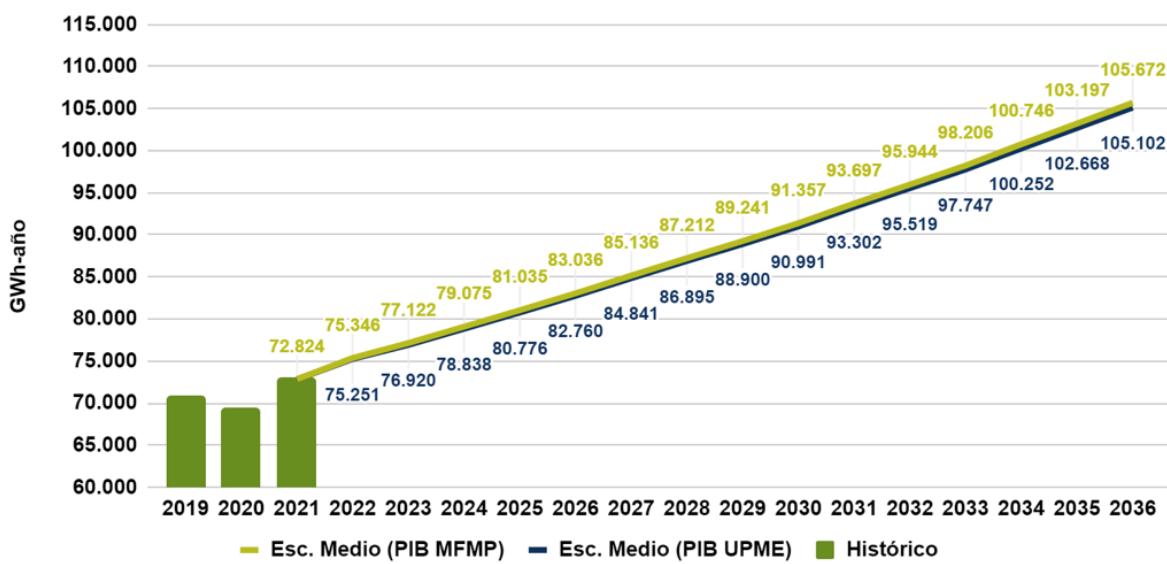
SIN+GCE+VE (MW-año)					
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	11.222	11.755	10.792	11.595	10.879
2023	11.600	12.478	10.788	12.221	11.012
2024	11.929	13.067	10.895	12.732	11.179
2025	12.229	13.597	11.006	13.193	11.340
2026	12.465	14.049	11.069	13.578	11.447
2027	12.692	14.486	11.132	13.951	11.553
2028	12.934	14.929	11.219	14.331	11.680
2029	13.260	15.453	11.395	14.793	11.894
2030	13.522	15.913	11.510	15.191	12.047
2031	13.817	16.407	11.658	15.622	12.232
2032	14.131	16.921	11.826	16.073	12.437
2033	14.456	17.446	12.006	16.535	12.653
2034	14.802	17.996	12.208	17.020	12.891
2035	15.164	18.565	12.423	17.522	13.143
2036	15.531	19.141	12.644	18.032	13.400

SIN+GCE+VE+GD (MW-año)					
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	11.192	11.724	10.760	11.564	10.849
2023	11.552	12.430	10.742	12.173	10.964
2024	11.856	12.994	10.823	12.660	11.107
2025	12.133	13.502	10.910	13.097	11.244
2026	12.342	13.927	10.946	13.456	11.325
2027	12.541	14.336	10.981	13.800	11.403
2028	12.750	14.746	11.035	14.148	11.497
2029	13.048	15.241	11.183	14.581	11.683
2030	13.292	15.683	11.280	14.961	11.817
2031	13.553	16.142	11.394	15.358	11.968
2032	13.854	16.644	11.549	15.796	12.160
2033	14.154	17.145	11.704	16.233	12.352
2034	14.479	17.673	11.885	16.697	12.568
2035	14.825	18.226	12.085	17.184	12.805
2036	15.191	18.802	12.304	17.692	13.060

Fuente: UPME, 2022

4. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN, empleando las estimaciones del MFMP

De acuerdo con las expectativas de crecimiento económico estimadas en el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFPM) para 2022³¹, la Unidad procedió a realizar un ejercicio de sensibilidad para identificar las variaciones en la proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN, empleando dicha información.



Gráfica A8. Comparación - Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) – sin GCE
Fuente: UPME, Base de datos XM (abril 21), 2022

Como resultado se encontró que, la nueva proyección de demanda de energía eléctrica del SIN para el escenario medio aumentaría en promedio un: 0,27% (2022-2026), 0,38% (2027-2031) y 0,49% (2032-2036), con respecto a los valores obtenidos. (Gráfica A8)

Adicionalmente, la nueva proyección tendría un mayor crecimiento promedio entre 2022-2036, aumentando 0.04 puntos porcentuales (2,48% a 2,51%). De lo anterior, se puede concluir que el impacto es marginal, y los valores empleados de la variable PIB estimados por la UPME guardan una estrecha relación con lo reportado oficialmente.

³¹ Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Marco Fiscal de Mediano Plazo 2022. Supuestos y escenario macroeconómico (págs. 8 y 16). En línea: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/EntidadesFinancieras/pages_EntidadesFinancieras/marcofiscalmedianoplazo/marcofiscaldemedianoplazo2022

5. Desviaciones proyección UPME 2020 versus consumo real gas natural

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 de cada uno de los escenarios en cuanto a: Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE).

Tabla A4. Errores de las Proyecciones – Revisión Junio 2021

Sectores agregados y termoeléctrico			
	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	-1,84%	16,6	0,14%
Esc. Alto	4,18%	23,4	0,27%
Esc. Bajo	-8,18%	44,4	0,74%

Fuente: UPME, Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 30), 2022

6. Resultados proyección demanda de gas natural

Tabla A5. Proyección de la Demanda de Gas Natural (GBTUD/ Año)

	Agregados (GBTUD-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	555	531	487	520	498
2023	555	586	525	571	540
2024	558	593	522	576	540
2025	560	600	520	580	540
2026	562	607	518	585	540
2027	565	614	516	589	540
2028	567	620	514	594	540
2029	569	626	512	598	540
2030	571	633	510	603	540
2031	574	640	508	607	540
2032	576	646	506	612	540
2033	578	652	504	616	541
2034	580	659	502	620	541
2035	583	665	500	624	541
2036	585	671	498	629	541

Petrolero (GBTUD-año)

	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Alto
2022	222	223	221
2023	228	230	225
2024	234	257	232
2025	230	287	227
2026	224	312	220
2027	222	323	217
2028	221	332	216
2029	218	339	214
2030	219	345	193
2031	226	359	200
2032	228	369	202
2033	227	372	184
2034	223	370	180
2035	223	372	181
2036	225	370	167

Termoeléctrico (GBTUD-año)

	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%
2022	90	486	23
2023	86	543	23
2024	54	466	23
2025	64	440	24
2026	90	511	24
2027	87	557	26
2028	111	524	30
2029	175	584	33
2030	178	606	33
2031	190	566	39
2032	230	598	44
2033	311	600	82
2034	370	612	128
2035	447	608	151
2036	497	617	206

Fuente: UPME, 2022.

7. Resultados proyección demanda de combustibles líquidos

Tabla A6. Proyección de la Demanda de ACPM (Millones Galones/ Año)

ACPM (Millones Galones/ Año)					
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	2190	2397	1983	2293	2087
2023	2205	2416	1995	2310	2100
2024	2232	2446	2017	2339	2124
2025	2255	2473	2036	2365	2145
2026	2281	2504	2058	2394	2168
2027	2300	2528	2073	2416	2185
2028	2327	2559	2096	2445	2209
2029	2352	2588	2117	2473	2232
2030	2375	2615	2135	2498	2253
2031	2397	2641	2153	2522	2272
2032	2418	2667	2170	2546	2291
2033	2441	2694	2188	2571	2311
2034	2461	2718	2204	2593	2328
2035	2487	2749	2225	2622	2352

Fuente: UPME, 2022.

Tabla A7. Proyección de la Demanda de Gasolina (Millones Galones/ Año)

Gasolina (Millones Galones/ Año)					
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	2254	2334	2174	2292	2216
2023	2219	2354	2085	2284	2155
2024	2274	2428	2119	2348	2199
2025	2319	2501	2137	2406	2232
2026	2370	2570	2170	2466	2274
2027	2413	2635	2190	2519	2306
2028	2451	2696	2206	2568	2334
2029	2487	2752	2223	2613	2361
2030	2523	2808	2239	2658	2388
2031	2559	2864	2254	2703	2414
2032	2590	2914	2267	2744	2437
2033	2621	2966	2276	2785	2457
2034	2651	3018	2283	2825	2476
2035	2678	3067	2288	2862	2493

Fuente: UPME, 2022.

Tabla A8. Proyección de la Demanda de Jet Fuel (Millones Galones/ Año)

	Jet Fuel (Millones Galones/ Año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	552	659	446	594	511
2023	592	712	473	637	547
2024	642	776	508	690	593
2025	689	838	539	742	636
2026	717	878	555	773	660
2027	738	912	564	799	677
2028	777	966	588	842	712
2029	818	1024	612	889	747
2030	851	1074	628	927	775
2031	873	1110	636	954	792
2032	899	1153	645	986	812
2033	932	1204	660	1026	838
2034	959	1251	668	1060	858
2035	996	1309	682	1106	886

Fuente: UPME, 2022.

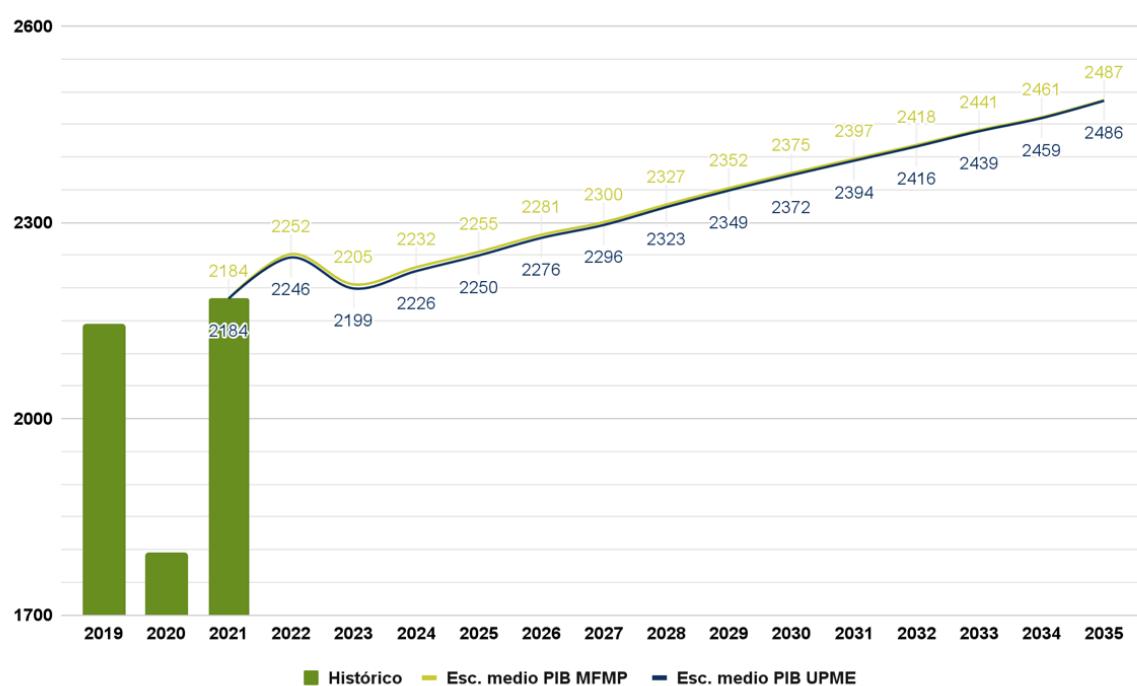
Tabla A9. Proyección de la Demanda de GLP (GBTU-año)

	GLP (GBTU-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2022	31783	33103	30464	32398	31168
2023	32407	34025	30788	33167	31646
2024	33039	35079	30999	34045	32032
2025	33738	36182	31294	34959	32518
2026	34716	37467	31965	36082	33350
2027	35592	38715	32469	37130	34055
2028	36474	39980	32967	38195	34752
2029	37319	41264	33374	39256	35382
2030	38181	42527	33835	40295	36067
2031	39119	43827	34412	41374	36865
2032	39985	45107	34863	42415	37555
2033	40854	46398	35311	43448	38261
2034	41661	47639	35683	44427	38895
2035	42515	48956	36074	45472	39558

Fuente: UPME, 2022.

8. Proyección de la demanda de ACPM, empleando las estimaciones del MFMP

De acuerdo con las expectativas de crecimiento económico estimadas en el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFPM) para 2022³², la Unidad procedió a realizar un ejercicio de sensibilidad para identificar las variaciones en la proyección de la demanda de ACPM, empleando dicha información.



Gráfica A9. Comparación - Proyección anual de demanda ACPM Galones
Fuente: UPME, Base de datos SICOM Junio -2022

Como resultado se encontró que, la nueva proyección de demanda de ACPM aumentaría en promedio un 0,16% (2022-2026), 0,15% (2027-2031) y 0,07% (2032-2035), con respecto a los valores obtenidos.

De lo anterior, se puede concluir que el impacto es marginal, y los valores empleados de la variable PIB estimados por la UPME guardan una estrecha relación con lo reportado oficialmente.

³² Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Marco Fiscal de Mediano Plazo 2022. Supuestos y escenario macroeconómico (págs. 8 y 16). En línea: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/EntidadesFinancieras/pages_EntidadesFinancieras/marcofiscalmedianoplazo/marcofiscaldemedianoplazo2022



Unidad de Planeación Minero Energética