

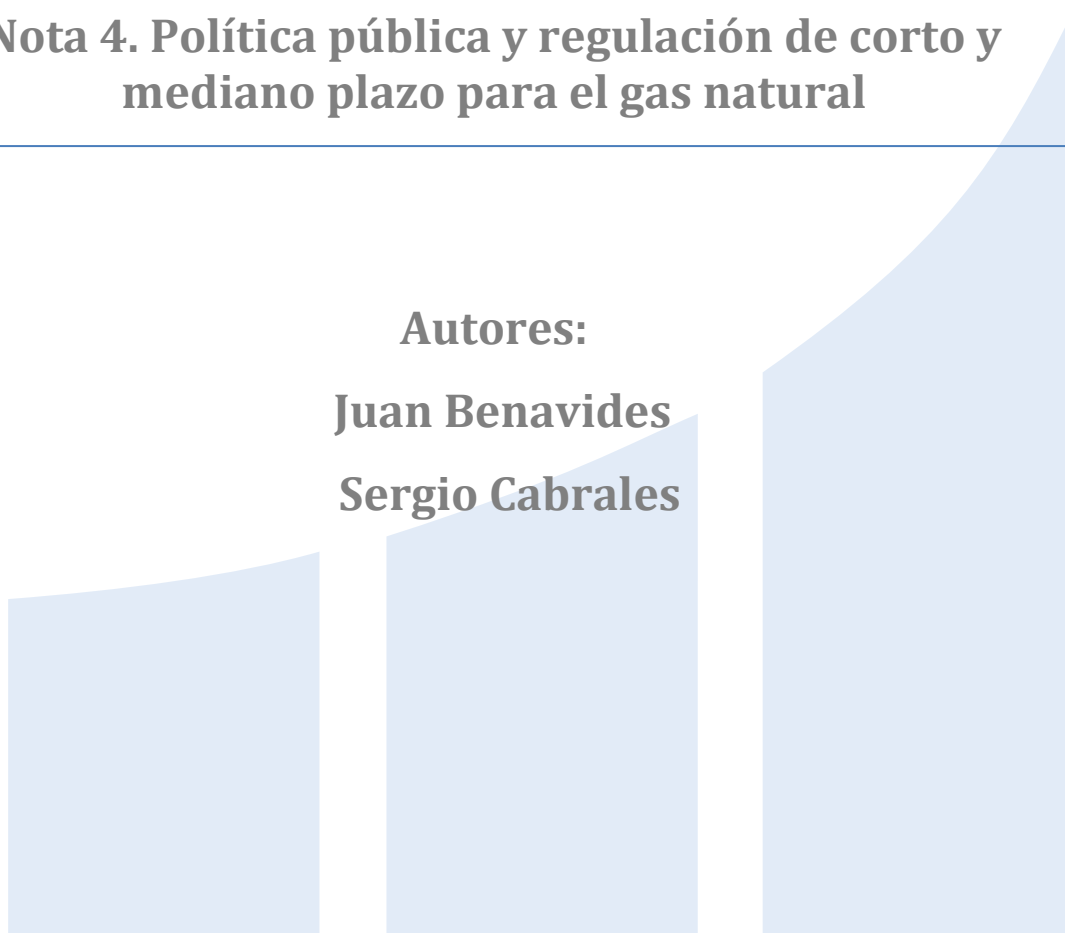
**SERIE DE NOTAS TÉCNICAS SOBRE EL IMPACTO DEL
DÉFICIT DE GAS NATURAL Y EL AUMENTO DE
PRECIOS PARA LOS USUARIOS FINALES:
PRESENTACIÓN GENERAL**

**Nota 4. Política pública y regulación de corto y
mediano plazo para el gas natural**

Autores:

Juan Benavides

Sergio Cabrales



4 de Noviembre de 2025



FEDESARROLLO

Centro de Investigación Económica y Social

Serie de notas técnicas sobre el impacto del déficit de gas natural y el aumento de precios para los usuarios finales: presentación general

Por una combinación de políticas públicas pasadas y actuales que han desincentivado la inversión en el sector de hidrocarburos, elevando los costos de transacción para la exploración y explotación del gas natural doméstico convencional y no convencional, inflexibilidades en la contratación de gas de largo plazo, falta de construcción de facilidades de almacenamiento estratégico y cobro por distancia del sistema de transporte, Colombia se enfrenta a un déficit estructural y posible desabastecimiento de gas natural en el corto plazo.

Fedesarrollo presenta cuatro notas técnicas sobre los impactos del déficit de gas natural debidos a la reducción de la oferta doméstica, a las dificultades para ampliar las capacidades de importación en el corto plazo y al aumento de precios para los usuarios finales por necesidades de importación. Estas notas tienen como objetivo dar elementos de juicio para la toma de decisiones dentro del Estado e informar a la opinión con datos públicos y argumentos orientados por el interés general.

Los títulos de las notas técnicas son los siguientes:

Nota 1. Incremento del precio del gas natural residencial en escenarios de mayor importación.

Nota 2. Costo fiscal por mayores subsidios ante el aumento del precio del gas natural.

Nota 3. Costos macroeconómicos de la reducción de la oferta de gas natural.

Nota 4. Política pública y regulación de corto y mediano plazo para el gas natural.

Nota 5. Pobreza energética por reducción de la oferta y aumento del precio del gas natural.

Nota 4. Política pública y regulación de corto y mediano plazo para el gas natural

Juan Benavides y Sergio Cabrales¹.

Objetivo y resumen de recomendaciones

En este documento se resumen los resultados de las Notas previas de la serie, se proponen principios de política energética y sobre el papel del gas en Colombia, se diagnostican y categorizan los problemas que deben resolverse en la cadena del gas natural, y se formulan recomendaciones.

La administración presidencial 2026-2030 tiene en frente las siguientes tareas que requieren gran agilidad, persistencia y voluntad política:

- Impulsar el ingreso ordenado de instalaciones de importación de gas natural licuado (GNL) de al menos 400 Giga BTU por día (GBTUD).
- Acelerar la incorporación de reservas probadas, aumentar la producción y habilitar el fracking.
- Reducir las rentas del gobierno (*government take*) del sector de hidrocarburos.
- Racionalizar y renfocar el apoyo público (subsidios) al sector.
- Acelerar y limitar el proceso de licenciamiento ambiental y las consultas previas.
- Migrar a un esquema de estampilla nacional para remunerar el transporte de gas natural por redes.
- Flexibilizar las condiciones contractuales para la importación y comercialización de gas.
- Promover el desarrollo de proyectos para el almacenamiento estratégico de gas natural y regular su remuneración.

Resultados generales de las Notas Técnicas sobre gas natural²

- Las reservas probadas de gas natural en Colombia han caído un 64% en 11 años, de 5727 GPC en 2012 a 2373 GPC en 2023. Excepto en 2021, no se han reemplazado las reservas producidas.
- La reforma tributaria de 2022 incrementó la participación del Estado en las utilidades generadas por los proyectos de hidrocarburos, elevando el *government take*³ del 63% a más del 80% (Corficolombiana 2022).
- El 1 de diciembre de 2024, tras 45 años, Colombia perdió su autosuficiencia para cubrir la demanda esencial de gas natural, sectores residencial y comercial, gas natural vehicular (GNV), refinerías y estaciones compresoras.
- Las proyecciones del balance entre oferta y demanda indican que, hacia finales de 2026, la oferta de gas natural, tanto nacional como importado, no sería suficiente para cubrir la

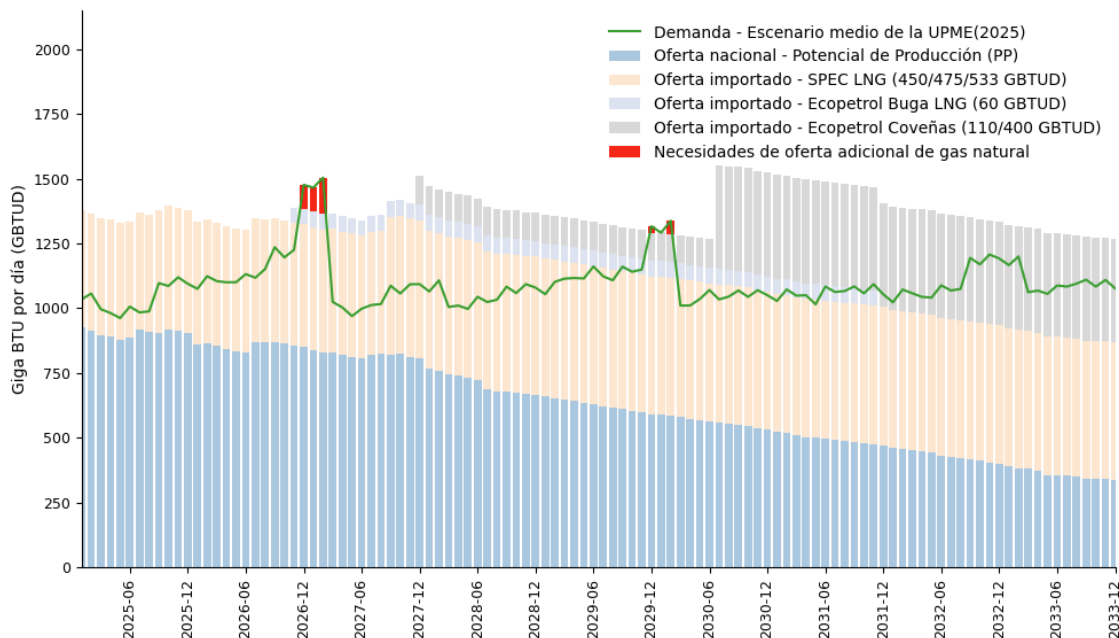
¹ Descargo: las opiniones expresadas en esta publicación son las de los autores y no deben atribuirse a Fedesarrollo.

² Cabrales y Benavides (2025A y 2025B); Ramírez et al (2025).

³ El *government take* es la parte de la renta económica real generada por una inversión durante la vida de un proyecto que un gobierno cobra, calculada en valor presente de los flujos de efectivo que recibirá.

demanda proyectada por la UPME (déficit en barras rojas en la Gráfica 1), a pesar de incluir la nueva oferta de gas importado (Buga y Coveñas).

Gráfica 1. Balance nacional entre oferta nación (Potencial de producción, PP) e importada versus la demanda proyectada



Fuente: Elaboración de Fedesarrollo con datos del Ministerio de Minas y Energía, UPME, SUI-SSPD, SEGAS y Concentra.

- Si la mitad de la oferta proviniera de gas importado, el incremento tarifario podría alcanzar el 44.6% en Bogotá, 44.9% en Medellín, 45.8% en Bucaramanga, 30.3% en Cali y 11.7% en Barranquilla, respectivamente.
- En un escenario en el que la canasta esté compuesta exclusivamente por gas importado, los aumentos podrían ser 89.3% en Bogotá, 89.7% en Medellín, 91.5% en Bucaramanga, 60.7% en Cali y 23.4% en Barranquilla.
- El gas importado, además de ser insuficiente para suplir el déficit local debido a la limitada capacidad de la planta de regasificación en La Cartagena, tiene precios que pueden ser hasta tres veces superiores a los del gas nacional al no contar con contratos de largo plazo.
- Los usuarios regulados de gas crecieron un 218.7 % entre 2005 y 2024, pasando de 3.6 a 11.5 millones. En 2025, el 78% de los hogares en las cabeceras de municipio usan gas. El 59.8 % de los usuarios pertenecen a los estratos 1 y 2, que reciben subsidios del 50-60 %, mientras que los estratos 5 y 6 (5.3 %) contribuyen con un 20 %.
- En 2005, los subsidios a los hogares de estratos 1 y 2 representaban COP \$0.19 billones, frente a los COP \$1.41 billones en la actualidad, lo que equivale a un aumento del 642 % en los últimos 20 años.
- Si la mitad de la oferta proviniera de gas importado, la carga fiscal aumentaría en COP \$0.36 billones anuales.
- La tarifa residencial podría aumentar entre 11.7% y 44.9% en cinco ciudades principales con importaciones al 50% de la demanda y

- Sin adición de reservas domésticas, entre 2025 y 2031, el PIB crecería 0,1 puntos porcentuales menos debido al alza del gas, perdiendo \$11,2 billones acumulados. El crecimiento industrial caería 0,6 puntos, el comercio 0,1 puntos y el PIB 0,1 puntos anuales.
- Desde 2032, sin reservas nuevas, aumentos tarifarios y restricciones profundizarían pérdidas, con una reducción de 1.4 puntos en crecimiento industrial y 0.3 en comercio, y el PIB bajaría hasta 0.4 puntos en mediano plazo, de 2.9% a 2.5%.
- En el frente externo, el déficit de cuenta corriente aumentaría en 0.2 puntos porcentuales del PIB al año a partir de 2026, debido a mayores importaciones de gas.
- Colombia pierde atractivo para la inversión en hidrocarburos. Grandes petroleras como ExxonMobil y Shell han salido y ya no contemplan proyectos relevantes en el país.

Principios de política energética y de desarrollo del gas natural

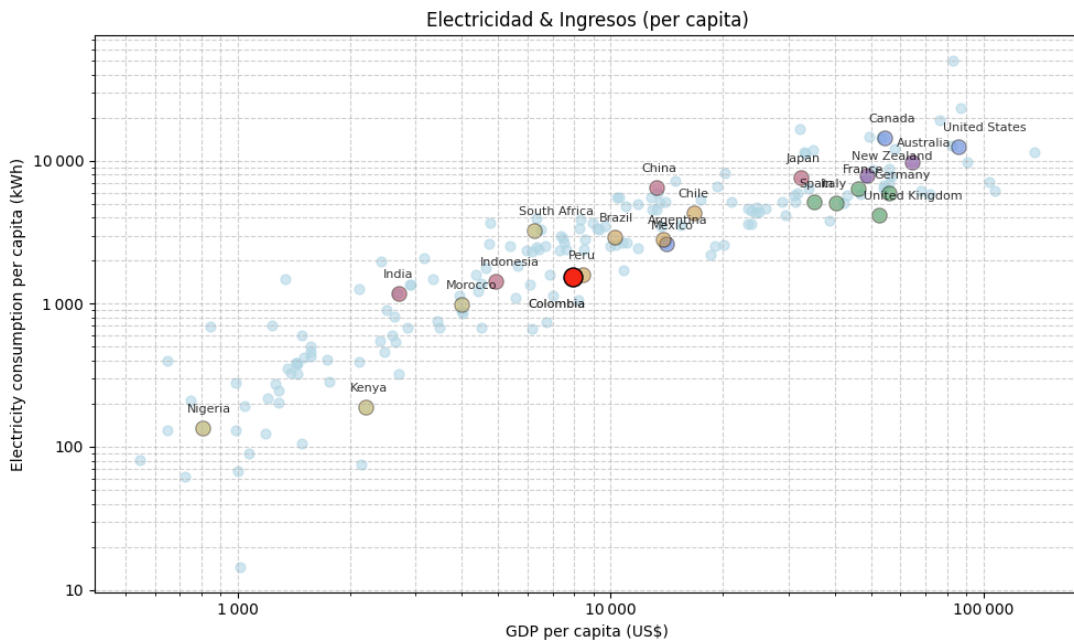
El país debe seguir cinco principios de política energética (Benavides 2025):

Enmendar los errores de la ‘transición energética’. En buena hora, la noción de ‘transición energética’ está en un proceso de corrección por la dificultad de eliminar de manera rápida y rentable la dependencia de los hidrocarburos en los grandes productos básicos de los que depende la economía moderna (cemento, acero, plásticos y fertilizantes), y en procesos que exigen densidad energética por volumen (transporte interoceánico, hornos y calderas). Colombia no tiene el músculo financiero ni el peso en las emisiones para embarcarse en inversiones en descarbonización masivas. *En 30 años, no todo el consumo final de energía se va a electrificar, ni toda la electricidad se va a producir con fuentes renovables.*

No encargar al sector de energía del peso de las reducciones de gases de efecto invernadero. No le corresponde a la producción y consumo de energía de Colombia asumir el peso de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a las que se comprometió en la COP26, porque la mayoría de estas emisiones provienen de la agricultura, la deforestación y el cambio de uso del suelo (35% energía versus 55% AFOLU, aproximadamente (Gráfica 2). Colombia es, en términos de emisiones per cápita, el punto de llegada al que quisieran llegar los países desarrollados dentro de 30 años.

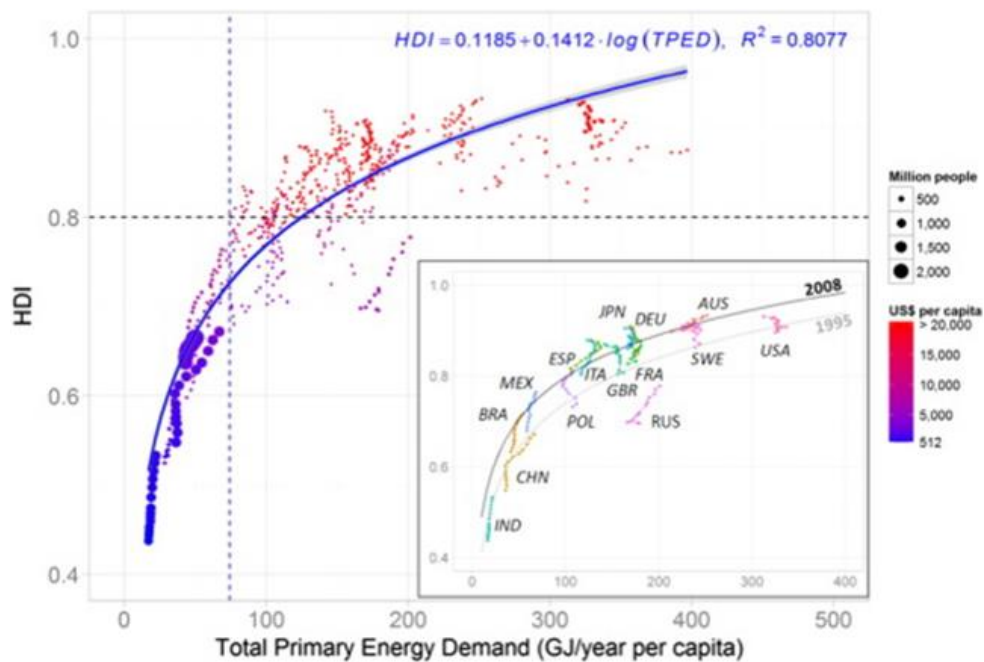
Subordinar la política energética al crecimiento económico. Como muestra la Gráfica 2, no hay países ricos que no tengan un alto consumo de electricidad per cápita. Y como muestra la Gráfica 3, el consumo de energía está correlacionado al Índice de Desarrollo Humano. Colombia debe salir de la trampa de ingreso medio (WB 2024) a una mayor velocidad que la del envejecimiento. Hay que aumentar el consumo de energía de los raquítricos 43 giga Joules (GJ) por habitante al año en 2024, muy distantes del promedio mundial de 73 GJ/año, duplicándolo para sostener un crecimiento del PIB de aproximadamente el 4% del PIB anualmente. Hay que aumentar la producción de hidrocarburos para apoyar los ingresos fiscales.

Gráfica 2. Correlación entre consumo de electricidad e ingreso por habitante



Fuente: Elaboración de Fedesarrollo con datos de Banco Mundial⁴ y International Energy Agency (IEA)⁵.

Gráfica 3. Consumo de energía per cápita e Índice de Desarrollo Humano



Fuente: Arto et al (2016).

Expandir la oferta de energía como un portafolio que valore los atributos de cada fuente. Las bienvenidas reducciones de costos unitarios de las fuentes de energía renovable no convencional no cubren las necesidades de continuidad, densidad en la industria, y, cuando se invierten sin

⁴ <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.CD>

⁵ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>

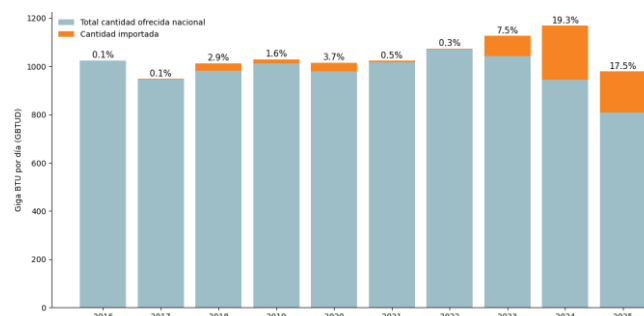
acompañamiento de baterías y de ‘formación de red’, pueden traer problemas de diverso tipo en las redes de electricidad. Las nuevas metodologías de planificación de la oferta de energía que están disponibles a nivel internacional balancean costos, continuidad del servicio, diversificación y aportes ambientales. En línea con el principio 1, es irreal apostar a una sola fuente, y las inversiones deben ser rentables sin necesidad de subsidios.

Apostar al gas natural como fuente energética permanente. Ha hecho carrera, incluso por actores sectoriales, la idea de encontrarle un papel vergonzante y temporal al gas natural en la ‘transición energética’ (entendida como descarbonización). Es un error que puede tener impactos a través de los siguientes canales: (i) por la reducción de los ingresos fiscales; (ii) por los sobrecostos de excluir al gas natural de la generación eléctrica para preservar los mismos niveles de generación y necesidades mayores de inversión en seguridad de la red; y (iii) por los actuales mayores costos totales de propiedad de tecnologías más limpias en la industria.

Problemas del sector de gas natural⁶

Aumento del riesgo de desabastecimiento. En los próximos 1-3 años, Colombia enfrentaría desabastecimientos de electricidad y de gas natural. Un riesgo simultáneo de este tipo no se había presentado desde 1994. Racionar electricidad y gas costaría 1.5 % de crecimiento del PIB, pérdidas de por lo menos 260.000 empleos anuales y una condición de pobreza adicional para 250.000 personas (Fedesarrollo 2025). Desde su día cero, el gobierno actual declaró la moratoria a la exploración de hidrocarburos en nuevos bloques. A finales del año 2024, Colombia perdió la autosuficiencia para cubrir la ‘demanda esencial’ de gas natural en los sectores residencial, comercial, vehicular (GNV), refinerías y estaciones compresoras con su producción nacional. SPEC LNG ya no sólo importa gas para el sector eléctrico de manera ocasional. En lo corrido de 2025, el 17.5 % del gas natural consumido ha sido importado (Gráfica 4) y en 2024, el 23,8 % del total de gas ofertado fue importado, frente al 8,1 % en 2023.

Gráfica 4. Oferta anual promedio de gas en Colombia (2016-2025)



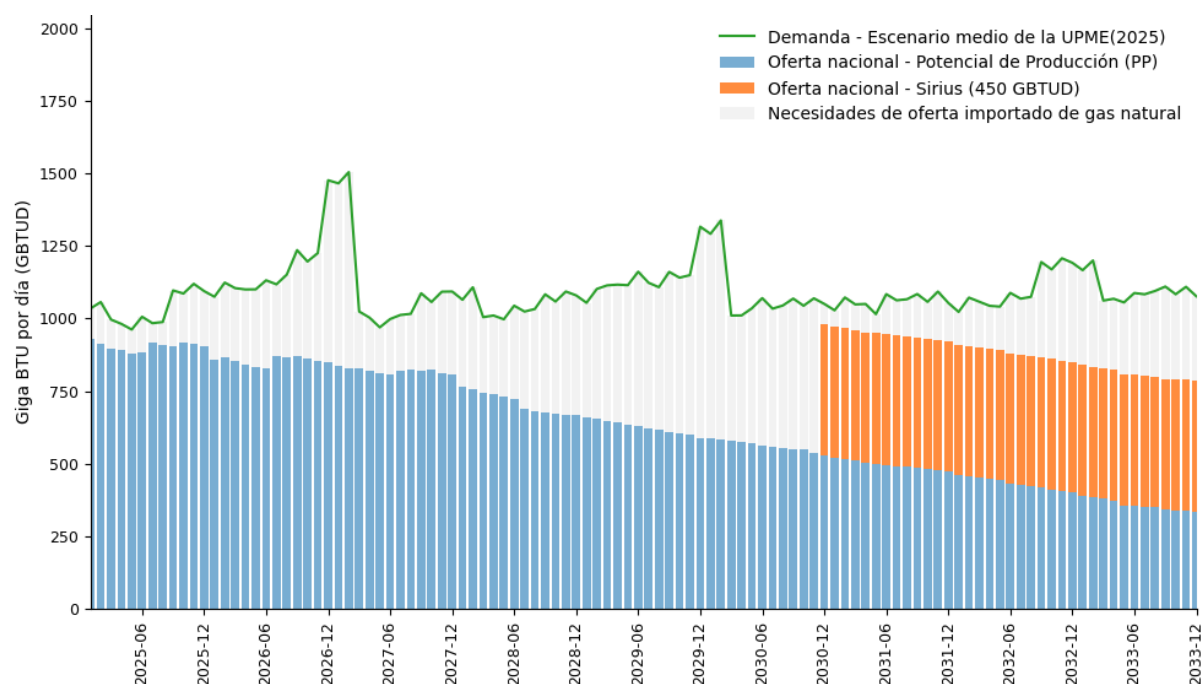
Fuente: Elaboración de Fedesarrollo con datos del Ministerio de Minas y Energía, UPME, SUI-SSPD, SEGAS y Concentra.

⁶ Benavides 2025; Cabrales y Benavides 2025A y 2025B.

Las proyecciones del balance entre oferta y demanda, partiendo de información oficial, indican que, hacia finales de 2026, la oferta de gas natural nacional e importado no sería suficiente para cubrir la demanda proyectada por la UPME ante la ocurrencia de un Fenómeno de El Niño, y que se requieren adiciones crecientes de oferta para evitar racionamientos en el verano de 2030, y de manera permanente a partir de 2031.

Sirius-2 es un proyecto de gas costa afuera cerca de Santa Marta, de propiedad conjunta de Ecopetrol y Petrobras. Tiene un potencial de suministro de 450 millones de pies cúbicos diarios por 10 años, aproximadamente el 45% de la demanda nacional actual. Según Ecopetrol, es el mayor descubrimiento de gas de toda la historia del país (Ecopetrol 2024). Su entrada en operación requiere US\$ 4000 millones para llegar a producción. Para evitar el desplazamiento del cronograma en un año, el proyecto debe resolver 122 consultas previas y 3 licencias ambientales, proceso que empezó en abril de 2025. Con la lógica y los incentivos de ANLA y el Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), este proyecto crítico entraría en 2030, un año a partir del cual, sin adición de reservas domésticas ni importaciones, se consolidaría un déficit estructural de oferta. (Gráfica 5).

Gráfica 5. Balance nacional entre oferta nación (Potencial de producción, PP) y Sirius-2 versus la demanda proyectada

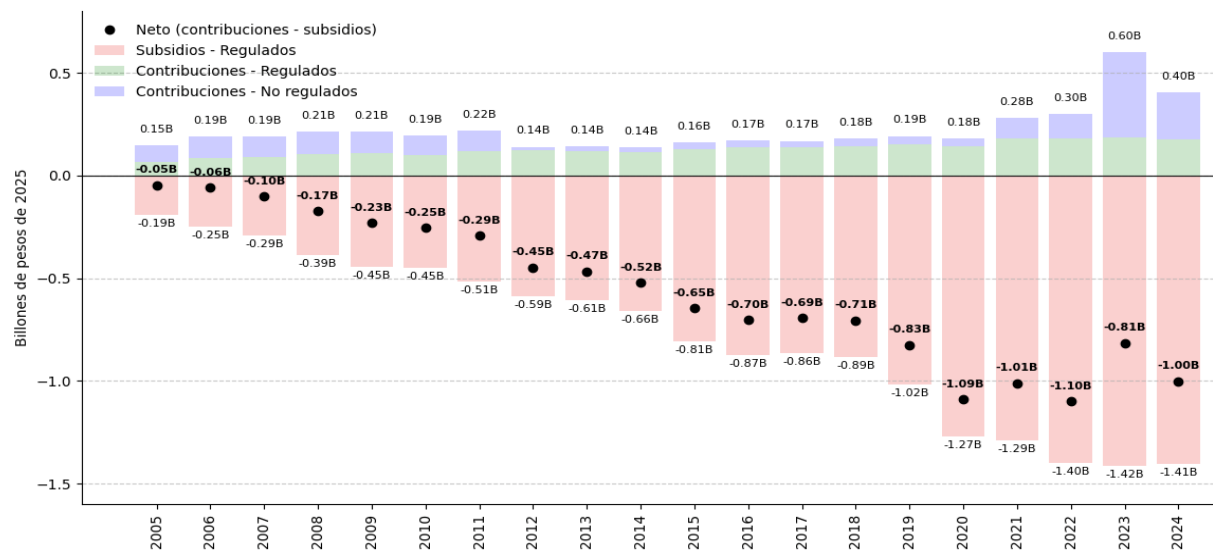


Fuente: elaboración propia de Fedesarrollo basada en datos del Ministerio de Minas y Energía, UPME, SUI-SSPD, SEGAS, Concentra y Petrobras.

El esquema de subsidios es insostenible. Entre 2005 y 2024, los subsidios para estratos 1 y 2 crecieron 642%, mientras que las contribuciones de estratos 5 y 6 solo aumentaron 157%, generando un déficit fiscal que pasó de COP \$0.17 a \$1.25 billones. NATURGAS estima que el PGN necesitará entre COP 1.3 y 1.4 billones de subsidios para gas natural 2025-26. Con gas importado al 50%, la carga fiscal podría subir adicionalmente en COP \$0.36 billones, o hasta COP \$0.72 billones si es 100%

importado. Después de agregar las contribuciones de los usuarios regulados y no regulados, el balance general entre subsidios y contribuciones de todo el sistema se muestra en la Gráfica 6.

Gráfica 6. Balance general entre contribuciones y subsidios (pesos 2025)



Fuente: elaboración propia de Fedesarrollo basada en datos del Sistema Único de Información (SUI).

El licenciamiento y la consulta con las comunidades pueden retrasar por años el ingreso de proyectos críticos. Este proceso no está alineado con las necesidades nacionales de inversión en infraestructura y energía. No hay proporcionalidad entre la parsimonia administrativa y la protección de miles de habitantes cercanos al proyecto, versus la urgencia del ingreso de beneficios para millones de habitantes. Las exigencias de trámite son similares en proyectos complejos y simples. Las consultas con comunidades están amparadas en legislaciones internacionales que les da poder de veto sobre el desarrollo de proyectos, sobre la presunción de que todo proyecto conlleva un daño significativo a las comunidades y al medio ambiente.

La regulación de gas natural no promueve la competencia en producción ni la integración comercial de los dos submercados. La red de transporte de gas sigue siendo radial después de 30 años de práctica regulatoria. El cobro de transporte por distancia ha atrincherado dos submercados de producción (Costa e Interior) con un actor predominante en cada caso, y restringe la entrada de nueva producción doméstica y la competencia en producción. Los contratos de transporte en plazo y en parejas de cargos regulados dificultan la inversión en gasoductos alimentados por campos pequeños. No se ha organizado un mercado spot. No se ha avanzado a un mayor uso de instrumentos financieros (imperan las transacciones físicas literales). No se han introducido facilidades de almacenamiento estratégico.

Recomendaciones de política⁷

Impulsar el ingreso ordenado de instalaciones de importación de gas natural de al menos 400 Giga BTU / día. La suma de la producción doméstica y las importaciones no alcanza para atender la demanda esencial del país ni para la generación térmica a gas. Aún si se iniciara hoy el desarrollo de Sirius en 2030, no sería suficiente para cubrir el déficit estructural y seguiríamos importando gas natural licuado. Hay numerosas iniciativas de importación de gas natural en diferentes grados de preparación. En estas circunstancias, la realización de una subasta de ingresos de dos atributos (costo y tiempo de ingreso) para importaciones es la mejor forma de minimizar el riesgo de racionamiento. La inversión en importación no debe ser estatal por definición. La competencia entre privados garantizará la mejor combinación de precio y agilidad en la entrega. Un beneficio adicional es que la inversión con menor CAPEX de importación fijará un techo a los precios de producción, con beneficios sobre los hogares, la industria y la expansión de la industria, y la necesaria expansión de generación eléctrica independiente del clima.

Acelerar la incorporación de reservas probadas, aumentar la producción y habilitar el fracking. El MME liderará la aceleración del ingreso de la producción de Sirius, La Belleza, Floreña y Arrecife y de la ampliación de Gibraltar. La ANH debe promover el fracking bien hecho (4.0), tecnología que tiene una curva de aprendizaje madura a nivel mundial y cuyos avances reducen sus impactos y riesgos ambientales. El fracking es una solución de corto a mediano plazo. Colombia tiene minutas de contratos E&P de fracking disponibles en la ANH y algunos contratos ya firmados (hoy suspendidos). Tiene regulación técnica y ambiental en firme y concepto positivo del Consejo de Estado sobre la misma. Las decisiones de inversión en fracking deben basarse en análisis costo-beneficio y de riesgo proyecto por proyecto, y no por pilotos. Al combinar los proyectos costa afuera, como Sirius-2, junto con el fracking, se recuperaría la autosuficiencia de gas natural a principios de la próxima década.

Reducir el government take del gas natural. La ANH, después de una mesa de trabajo con el MME y el MHCP, reducirá el government take de hidrocarburos (que llegaría al 80%) a menos de 60% para ajustarlo a las condiciones de riesgo y tamaño de los yacimientos de gas de Colombia, para competir en atracción de inversiones con México, Argentina, México, Brasil y Guyana, al menos.

Racionalizar el apoyo público (subsidios) al sector. No sólo hay que pagar lo que se debe, sino focalizar por criterios mejores que el estrato. Una solución de transición es usar el consumo, por su simplicidad de aplicación, mientras se llega a una solución definitiva que use criterios más elaborados que reduzcan ante todo los errores de inclusión. Hay que reducir el universo de receptores de subsidios que en la actualidad son el 60% de los hogares.

Acelerar y limitar el proceso de licenciamiento ambiental y consulta previa. Se debe restituir el modelo de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico, que puede materializarse a través de la ampliación de la labor de la Comisión Intersectorial de Proyectos de Infraestructura (CIIPE) a proyectos de energía. La CIIPE se enfocará en facilitar el ingreso de los proyectos más críticos de abastecimiento. Para ello, (i) simplificará la licencia ambiental; (ii) reemplazará la consulta previa

⁷ Benavides (2025).

con comunidades individuales por un proceso agregado de plazo perentorio; (iii) enfocará las compensaciones, de requerirse, en bienes públicos locales (proyectos comunitarios de salud, educación, agua potable y conectividad digital).

Migrar a un esquema de estampilla nacional para remunerar el transporte de gas natural por redes. Para que las nuevas inyecciones de gas lleguen a destino y mantener la rentabilidad de los activos, la CREG (i) adoptará cargos de redes pendientes (algunos con más de 5 años de retraso); (ii) resolverá solicitudes de agregación de tramos; (iii) introducirá el cobro del transporte por estampilla en redes para fomentar ingreso de reservas domésticas que actualmente no son competitivas con el cobro por distancia; (iv) establecerá plazos perentorios a Promigas para poner en operación la bidireccionalidad de Barranquilla-Ballena y Cartagena-Jobo, y la ampliación del tramo Ballena-La Mami, y a TGI para que ponga en operación la bidireccionalidad de Vasconia-La Belleza; y (v) velará porque la interconexión entre los sistemas de Promigas y TGI en el nodo Ballena sea a la máxima capacidad de intercambio en ese nodo (300 MMSCFD).

Flexibilizar las condiciones contractuales para la importación y comercialización de gas. Con miras a fortalecer la seguridad energética del país y promover un entorno de mayor competitividad en el mercado del gas natural, se plantea la necesidad de flexibilizar las condiciones contractuales asociadas a los procesos de importación y comercialización. Al permitir mayor flexibilidad en aspectos como plazos, volúmenes y precios, se abre la posibilidad de acceder a gas natural importado en condiciones más favorables, garantizando un abastecimiento eficiente, competitivo y sostenible para los diferentes sectores de consumo nacional.

Promover la inversión en almacenamiento. En la práctica, las terminales de regasificación podrán configurar la primera fase de detalle el desarrollo de proyectos de almacenamiento estratégico en tierra. En una segunda fase, se deben evaluar yacimientos de petróleo y gas agotados, junto a su forma de remuneración. Este tipo de infraestructura de almacenamiento se utiliza ampliamente para el suministro estacional del sistema, para atender las demandas pico o para enfrentar restricciones o mantenimientos programados., en primer término. Adicionalmente, el almacenamiento puede apoyar la formación de liquidez de un mercado secundario de gas

Referencias

Benavides, J. (2025). Estrategia 2026-2030 para electricidad y gas natural en Colombia. Fedesarrollo.

Benavides, J. y S. Cabrales. (2022). Transición energética en Colombia: Política, costos de la carbono-neutralidad acelerada y papel del gas natural. Fedesarrollo.

Cabrales, S. y J. Benavides. (2025A). Nota 1. Incremento del precio del gas natural residencial en escenarios de mayor importación. Fedesarrollo.

Cabrales, S. y J. Benavides. (2025B). Nota 2. Costo fiscal por mayores subsidios ante el aumento del precio del gas natural. Fedesarrollo.

Corficolombiana. (2022). Informe especial. Reforma tributaria: análisis e impacto esperado.

https://investigaciones.corfi.com/macroeconomia-y-mercados/informes-especiales/reforma-tributaria-analisis-e-impacto-potencial/informe_1225728

Fedesarrollo. (2025). ¿Cómo están los balances de energía en Colombia? Perspectivas y retos. Presentación del director de Fedesarrollo en Acolgen, mayo de 2025.

WB. (2024). The middle-income trap. World Development Report.

<https://www.worldbank.org/en/publication/wdr2024>