



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 1 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Doctores

HONORIO MIGUEL HENRÍQUEZ PINEDO

Presidente

DIEGO ALEJANDRO GONZÁLEZ GONZÁLEZ

Secretario General

Senado de la República de Colombia

honorio.henriquez@senado.gov.co

secretaria.general@senado.gov.co

Asunto: Respuesta al radicado UPME No. 202601150461882. Proposición No. 049 de 2026, Debate control político – Secretaria General Senado de la República.

Respetados Doctores:

La Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante la “Unidad” o la “UPME”), en atención a la comunicación del asunto, nos permitimos dar respuesta en el marco de las competencias de esta Unidad, no obstante es importante señalar que de conformidad con la Ley 143 de 1994 y el Decreto 2121 de 2023, la UPME tiene como objeto “Planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero energéticos, producir y divulgar la información requerida para la formulación de políticas y toma de decisiones y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas”.

En cumplimiento de sus funciones, la UPME elabora diversos planes y estudios que son insumo para el sector minero energético, no obstante, esta Unidad no tiene funciones relacionadas con ejecución de proyectos en ninguno de los subsectores (energía, minería, o hidrocarburos).

Con esta precisión, a continuación, encontrará la información requerida, en el marco de las competencias de esta Unidad y de acuerdo a su solicitud:



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 2 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

"1. Plan de Expansión de Transporte: Detalle el estado de ejecución del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. ¿Cuáles son los retrasos específicos en las convocatorias públicas para los proyectos de bidireccionalidad de los gasoductos Barranquilla-Ballena y Ballena-Barrancabermeja?"

De acuerdo con el marco normativo vigente, se precisa a continuación lo relacionado con la ejecución de los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural adoptados por el Ministerio de Minas y Energía (MME) a través del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (en adelante PAGN):

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante CREG), mediante Resolución 102 008 de 2022 (modificada mediante la Resolución 102 012 de 2024) establece los procedimientos que deben seguir los interesados en ejecutar proyectos priorizados del plan de abastecimiento de gas natural y dispuso como función adicional a cargo de la UPME la de verificar y validar las características técnicas y el cumplimiento de las condiciones de prestación del servicio de los proyectos adoptados por el MME en el PAGN, que prevean ejecutar en primera instancia los transportadores incumbentes, tal como se indica en el literal a) del artículo 4º de esta Resolución. Atendiendo lo dispuesto previamente por la CREG, la UPME expidió la Resolución 680 de 2025, "Por la cual se establece el procedimiento, metodología y criterios de evaluación técnica, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el literal a) del artículo 4º de la Resolución CREG 102 008 de 2022, modificada por la Resolución CREG 102 012 de 2024", la cual fue publicada en el Diario Oficial No. 53.212 del 14 de agosto de 2025.

Es de resaltar que los proyectos del PAGN adoptados por el MME pueden ser desarrollados mediante dos mecanismos:

- Por un transportador incumbente (Interesado) que manifieste su interés de ejecutar (en primera instancia) el proyecto.
- Mediante procesos de selección abierta y competitiva a través de convocatorias públicas.

Con base en el anterior contexto, en el anexo 1 a este documento, se envía en una matriz el estado de los proyectos que han sido recomendados por la UPME en el ETPAGN y adoptados por el MME a través de los diferentes PAGN.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 3 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

En relación con los proyectos relacionados con los corredores mencionados en la pregunta 1, se aclara que los mismos están siendo o han sido adelantados por transportadores incumbentes en el marco de la metodología de proyectos IPAT según lo estableció en la Resolución 102008 de 2022 (modificada por la Resolución 102012 de 2024). Se trata de proyectos diferenciados, con responsables y estados de avance particulares como siguen:

Proyecto	Transportador Incumbente	Estado consignado en los antecedentes de seguimiento
Bidireccionalidad Barrancabermeja–Ballena	TGI	Finalizado y en operación en el segundo semestre del año 2024
Interconexión Barranquilla–Ballena con Ballena–Barrancabermeja	Promigas	En ejecución con un avance reportado por el auditor a corte de julio de 2026 del 69%. Fecha de entrada en operación julio de 2027
Bidireccionalidad Barranquilla–Ballena	Promigas	En ejecución con un avance reportado por el auditor a corte de julio de 2026 del 76%. Fecha de entrada en operación agosto de 2027

"2. Proyecciones de Demanda: Presente los escenarios de demanda de gas para los próximos 10 años, desglosados por sector (residencial, industrial, vehicular y térmico). ¿En qué mes exacto las curvas de demanda residencial e industrial superarán de forma estructural a la oferta de gas nacional?"

La UPME publica proyecciones de demanda que permiten evaluar diferentes trayectorias de consumo. Para el horizonte consultado se cuenta con la publicación Proyecciones de Demanda de Gas Natural 2026–2042 y su anexo sectorial y regional.¹ La elaboración de estos escenarios corresponde a la Subdirección de Demanda; la Subdirección de Hidrocarburos los incorpora en los análisis de suficiencia y transporte.

¹ UPME. Proyecciones de Demanda de Gas Natural 2026 - 2042 Versión final. Disponible para consulta en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-demanda-v2/>



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 4 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Como referencia, el escenario medio para 2026–2035 presenta los siguientes valores:

Año	Residencial	Industrial	Vehicular	Térmico	Total nacional
2026	175,6	233,1	58,2	290,8	1.058,5
2027	174,4	239,0	58,3	207,2	991,6
2028	174,3	234,5	57,6	145,0	926,7
2029	175,4	232,8	57,2	316,1	1.089,7
2030	175,9	232,1	57,0	169,4	946,0
2031	176,4	233,2	57,0	124,3	908,6
2032	176,3	234,0	56,9	213,3	992,0
2033	177,3	235,0	56,8	154,6	931,8
2034	177,7	237,3	56,8	121,3	898,9
2035	178,1	239,9	56,8	154,3	937,3

Unidad: GBTUD. El total incluye otros sectores y no corresponde a la suma de las cuatro columnas mostradas.

La comparación con la oferta nacional requiere series consistentes en periodicidad, unidades, cobertura y fecha de corte. El momento en que la demanda total supera la oferta nacional es distinto del momento en que la suma de las demandas residencial e industrial supera esa oferta. Además, ninguno de esos cruces identifica por sí solo el sector que sufriría una restricción: deben considerarse la asignación contractual, las demás demandas y la capacidad efectiva de entrega.

En consecuencia, no se deduce un mes exacto a partir de promedios anuales ni se presenta una fecha determinística de desabastecimiento residencial o industrial. La identificación de un déficit estructural exige definir el escenario y la persistencia de la brecha, diferenciándola de necesidades estacionales asociadas, por ejemplo, a la generación térmica.

Por otra parte, los análisis entre oferta y demanda que se realizan a nivel de balance volumétrico con fines de planeación sectorial en la UPME no discriminan



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 5 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

un sector de consumo en específico, sino que se adelantan de manera nacional y regional, de acuerdo con las características de las fuentes de suministro y las capacidades del sistema de transporte. Escapa de alcance de esta entidad el establecer balances comerciales, operativos o contractuales por agentes específicos y/o sectores de demanda.

En este mismo sentido la UPME publicó en abril de 2026 la Proyección de Demanda de Gas Natural 2026-2042, que presenta tres escenarios (alto, medio y bajo) con resolución sectorial, regional (nueve regiones y 81 nodos del Sistema Nacional de Transporte) y mensual. Los escenarios se construyen a partir de relaciones econométricas entre la demanda de cada sector y sus principales determinantes: la cobertura del servicio y el número de personas por hogar en el sector residencial; el PIB industrial y la relación de precios gas natural/GLP en el sector industrial; la relación de precios GNV/gasolina en el sector vehicular; y la simulación del despacho del Sistema Interconectado Nacional (SIN) bajo distintos escenarios hidrológicos en el sector termoeléctrico. Los escenarios alto y bajo corresponden a las bandas de confianza de las regresiones empleadas en cada sector.

En el escenario medio, la demanda nacional se mantendría prácticamente estable en los próximos diez años: pasaría de 934 GBTUD en 2025 (valor preliminar) a 933 GBTUD en 2035. Excluyendo el sector termoeléctrico, pasaría de 751 GBTUD a 783 GBTUD en el mismo periodo, lo que equivale a un crecimiento medio anual cercano a 0,4%, inferior al histórico de 1,2% registrado entre 2009 y 2025. La Tabla 1 presenta la trayectoria anual por sector.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 6 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Tabla 1. Proyección de demanda de gas natural por sector, escenario medio 2025-2035 [GBTUD, promedio anual]

Año	Resid.	Indust.	Terc.	GNV	Petrol.	Petroq.	Termo.	Compr.	Total
2025 (pr)	171,9	241,2	61,1	59,5	201,4	10,3	183,3	5,2	933,8
2026	174,0	241,3	60,1	58,8	218,3	17,2	175,6	7,2	952,5
2027	174,4	239,0	61,0	58,3	227,2	17,2	462,6	7,3	1.247,0
2028	174,3	234,5	61,7	57,6	229,1	17,2	227,2	7,3	1.008,9
2029	175,4	232,8	62,4	57,2	221,5	17,2	151,5	7,0	925,1
2030	175,9	232,1	63,3	57,0	223,9	17,2	272,2	7,2	1.048,7
2031	176,4	233,2	64,2	57,0	227,1	17,2	180,6	9,2	964,9
2032	176,3	234,0	65,2	56,9	220,1	17,2	147,4	9,1	926,1
2033	177,3	235,0	66,1	56,8	215,6	17,2	252,3	9,1	1.029,5
2034	177,7	237,3	67,0	56,8	212,5	17,2	207,7	9,1	985,4
2035	178,1	239,9	67,9	56,8	214,0	17,2	150,2	9,1	933,3

Fuente: UPME, Proyección de Demanda de Gas Natural 2026-2042 (abril de 2026), a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural, Ecopetrol y XM. Resid.: residencial; Indust.: industrial; Terc.: terciario (comercial y otros); GNV: vehicular; Termo.: termoeléctrico; Petrol.: petrolero; Petroq.: petroquímico; Compr.: compresores; (pr): valor preliminar.

Residencial: la demanda pasaría de 172 GBTUD en 2025 a 178 GBTUD en 2035, con un crecimiento medio anual de 0,4% entre 2025 y 2032, inferior al histórico de 2,6% (2009-2025). Esto se explica porque la cobertura del servicio ya es cercana al 67% de los hogares y porque el consumo por usuario disminuye con la reducción del número de personas por hogar.

Industrial:

la demanda pasaría de 241 GBTUD en 2025 a 234 GBTUD

Vehicular (GNV):

la demanda pasaría de 59,5 GBTUD en 2025 a 56,8

Termoeléctrico: presenta alta variabilidad por su relación inversa con los aportes hidrológicos al SIN. En el escenario medio los promedios anuales oscilan entre 147



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 7 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

y 463 GBTUD entre 2026 y 2035, según la hidrología simulada para cada año. En condiciones hidrológicas neutras, el consumo tendería a reducirse de cerca de 200 GBTUD a cerca de 150 GBTUD hacia comienzos de la década de 2030 por la entrada de capacidad de generación con fuentes no convencionales de energía renovable. En condiciones de bajos aportes hidrológicos (Fenómeno de El Niño), la demanda mensual podría alcanzar magnitudes cercanas a 600 GBTUD, semejantes a las observadas en eventos anteriores.

La Tabla 2 presenta el rango entre escenarios para el año 2032, que corresponde a la mitad del horizonte de diez años solicitado.

**Tabla 2. Rango de los escenarios de proyección por sector, año 2032
[GBTUD]**

Sector	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
Residencial	162	176,3	191
Industrial	200	234,0	273
Terciario (comercial)	51	65,2	83
Vehicular (GNV)	47	56,9	69
Termoeléctrico	140	147,4	288

Fuente: UPME, Proyección de Demanda de Gas Natural 2026-2042 (abril de 2026), a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural, Ecopetrol y XM. Para el sector termoeléctrico el rango depende de las condiciones hidrológicas y de disponibilidad de generación consideradas.

En cuanto a la fecha en que la demanda residencial e industrial superaría de forma estructural a la oferta nacional, es preciso señalar que la proyección de demanda no incorpora la oferta de gas natural y, por lo tanto, no determina por sí misma un mes de cruce entre ambas. El balance oferta-demanda se realiza en los estudios de abastecimiento de gas natural de la UPME, que contrastan estos escenarios de demanda (disponibles con resolución mensual y nodal en el Anexo 4 de la publicación) con la declaración de producción de gas natural y la capacidad de importación.

Sin perjuicio de lo anterior, la información disponible indica que la necesidad de complementar la producción nacional no es un evento futuro sino una condición presente: durante 2025 cerca del 19% de la oferta de gas natural correspondió a



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 8 de 73

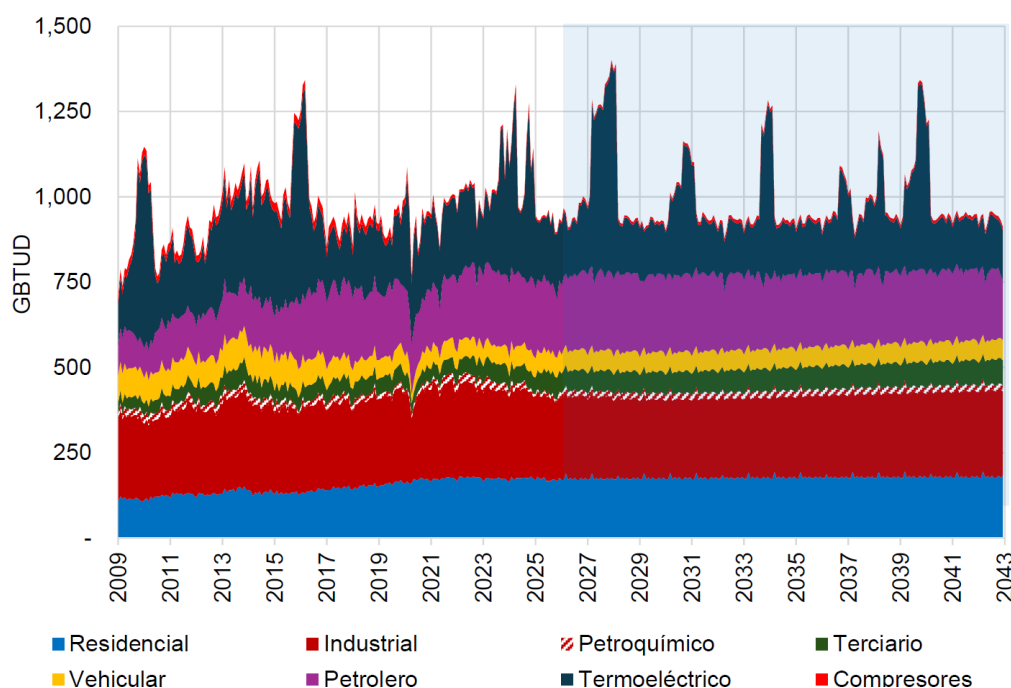


Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

importaciones, según el Gestor del Mercado de Gas Natural. Adicionalmente, las proyecciones no muestran crecimientos acelerados en la demanda residencial e industrial, que en conjunto pasaría de 413 GBTUD en 2025 a 410 GBTUD en 2032 y 418 GBTUD en 2035. En consecuencia, la ampliación de la brecha dependería principalmente de la evolución de la producción nacional y no de un aumento de estas demandas.

Gráfica 1. Proyección de demanda sectorial de gas natural



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural. Proyecciones de Demanda de Gas Natural 2026–2042, versión preliminar de febrero de 2026, gráfica 4-1, página 46.

La gráfica 1 muestra la contribución de cada sector a la demanda total; el área sombreada corresponde al período proyectado. En el escenario medio, la demanda no termoeléctrica presenta variaciones moderadas, mientras que los principales picos del total se explican por el consumo termoeléctrico, sensible a la hidrología y a la disponibilidad de otras fuentes de generación. Estos picos son resultados de



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 9 de 73

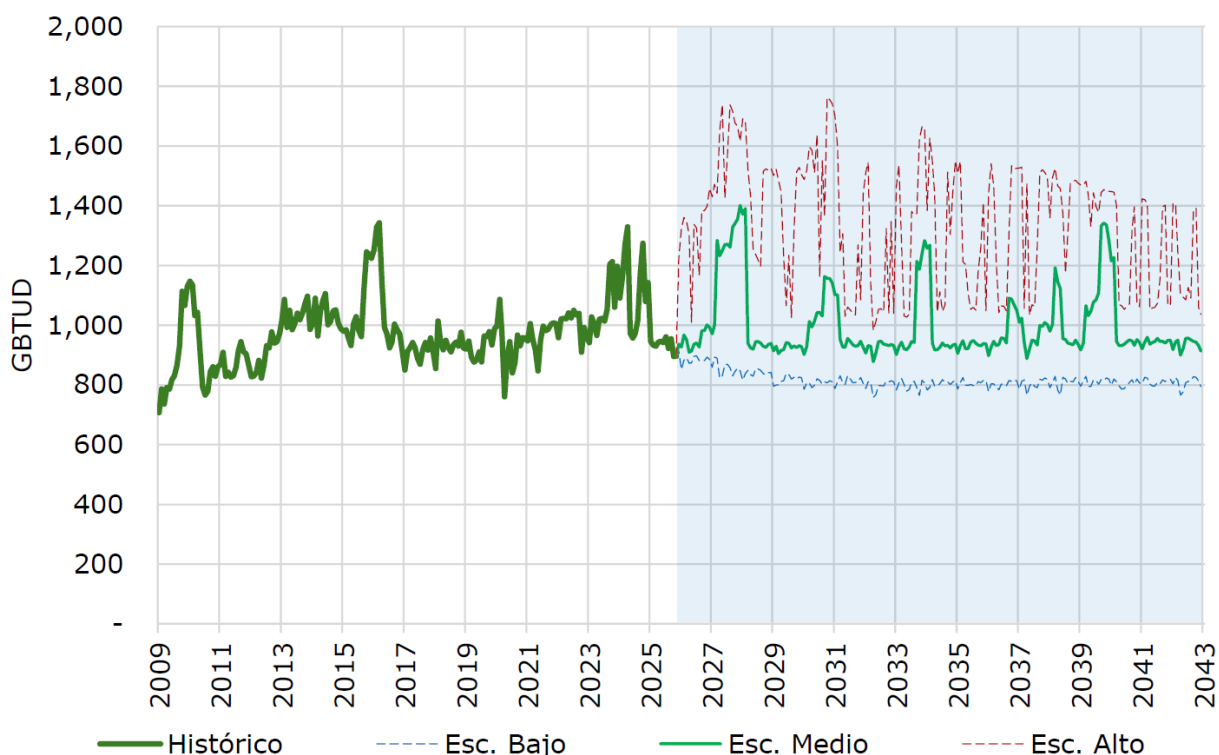


Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

los supuestos del modelo y no predicciones ciertas de eventos climáticos. La figura presenta la evolución mensual y complementa los promedios anuales de la tabla.

Gráfica 2. Escenarios de proyección de demanda agregada de gas natural



Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural. Proyecciones de Demanda de Gas Natural 2026-2042, versión preliminar de febrero de 2026, gráfica 4-2, página 47.

La gráfica 2 compara la demanda histórica con los escenarios bajo, medio y alto del período proyectado. La separación entre las curvas ilustra la variación de la demanda bajo distintos supuestos; el escenario alto contempla mayores requerimientos y el bajo, menores. Las oscilaciones del escenario medio reflejan especialmente la variabilidad del componente termoeléctrico. Estas curvas corresponden a demanda: no incluyen una trayectoria de oferta nacional y, por sí solas, no permiten identificar el mes de un eventual déficit estructural.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 10 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

"3. Planta de Regasificación del Pacífico: Explique el estado actual, viabilidad financiera y cronograma del proyecto de la Planta de Regasificación de Buenaventura. ¿Qué modificaciones técnicas se han realizado para incentivar el interés de inversionistas internacionales?"

La infraestructura de importación de gas del Pacífico prevista en el PAGN comprende una planta en la bahía de Buenaventura con capacidad de regasificación de 400 MPCD, almacenamiento de 170.000 m³ de GNL y un gasoducto hacia Yumbo con capacidad no inferior a 400 MPCD. Constituye una alternativa de abastecimiento para el suroccidente y de diversificación de las fuentes del sistema.

El ETPAGN registra dos convocatorias previas declaradas desiertas, identificadas como UPME GN 001 de 2020 y UPME GN 001 de 2022.² La necesidad del proyecto se mantiene en la planeación y en el marco de adopción del PAGN; ello no acredita adjudicación, cierre financiero o inicio de obras.

El marco consultado establece un plazo de 58 meses contado desde la selección del inversionista y referencias de entrada anticipada diferenciadas: cuarto trimestre de 2029 para la planta y primer trimestre de 2030 para el gasoducto. Estas referencias deben distinguirse de un cronograma contractual efectivamente iniciado y respaldado por un inversionista seleccionado.

La evaluación económica de planeación estima la conveniencia de la infraestructura para el sistema, mientras la viabilidad financiera del proyecto depende de sus ingresos, costos, contratación, distribución de riesgos y financiación. Por ello, la adopción en el PAGN no equivale a una certificación de bancabilidad o rentabilidad garantizada.

Este proyecto de momento se está estructurando para salir a convocatoria pública para su adjudicación. Sin embargo, hay una iniciativa de índole privado, denominada PIO-Ecopetrol, que corresponde a una iniciativa distinta: almacenamiento flotante en Buenaventura, movilización terrestre de GNL hacia Buga, regasificación e inyección al sistema. El seguimiento a agosto de 2026

² Toda la información relacionada con estos procesos se puede consultar en:
<https://www.upme.gov.co/home/convocatorias/convocatorias-de-gas/>



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 11 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

reporta 90 MPCD previstos para noviembre de 2026 y una expansión potencial a 180 MPCD sin fecha confirmada. Su avance no constituye ejecución del proyecto de 400 MPCD del PAGN.

A continuación, damos respuesta a las preguntas que son competencia de la UPME y se enmarcan dentro de la solicitud: "CUESTIONARIO PARA LOS MINISTERIOS Y ENTIDADES (UMPE- CREG-ANH)":

"6. ¿Cuál es la demanda nacional actual por sectores: residencial, comercial, industrial, térmico, transporte y petroquímico?"

Con información preliminar para 2025, la demanda nacional de gas natural promedió cerca de 934 GBTUD, distribuida por sectores como se presenta en la Tabla 3. Los sectores industrial, petrolero, petroquímico y termoeléctrico representan cerca de dos terceras partes del consumo total.

Tabla 3. Demanda de gas natural por sector, año 2025 (preliminar)
[GBTUD, promedio anual]

Sector	Demanda 2025 (GBTUD)	Participación
Residencial	171,9	18,4%
Comercial (terciario)	61,1	6,5%
Industrial	241,2	25,8%
Térmico (termoeléctrico)	183,3	19,6%
Transporte (GNV)	59,5	6,4%
Petroquímico	10,3	1,1%
Petrolero (refinación y producción de hidrocarburos)	201,4	21,6%
Compresores del sistema de transporte	5,2	0,6%
Total nacional	933,9	100,0%

Fuente: UPME, Proyección de Demanda de Gas Natural 2026-2042 (abril de 2026), a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural, Ecopetrol y XM.

El consumo termoeléctrico de 2025 fue relativamente bajo porque los aportes hidrológicos al SIN estuvieron cerca de 15% por encima de la media histórica. Como referencia, en 2024, año con Fenómeno de El Niño, este sector consumió en



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 12 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

promedio 347 GBTUD, con máximos mensuales cercanos a 520 GBTUD, y la demanda nacional total superó 1.100 GBTUD.

En el sector residencial, a finales de 2025 cerca de 11,5 millones de hogares consumían gas natural, con una cobertura nacional cercana al 67%. Por regiones, la Costa Atlántica (36%) y el Centro (31%) concentran cerca de dos terceras partes de la demanda nacional; la Costa Atlántica, además, concentra cerca del 80% de la demanda termoeléctrica.

"7. ¿Cuál es el déficit proyectado de gas para los años 2026, 2027, 2028, 2030 y 2035?"

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en el estricto marco de sus competencias legales y regulatorias, no realiza cálculos determinísticos de "déficits o superávits" volumétricos como restas aritméticas anuales entre la oferta y la demanda agregada. La labor misional de la entidad, materializada en instrumentos como el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN), consiste en modelar escenarios prospectivos para identificar niveles de estrés en el sistema y, a partir de allí, determinar las necesidades de infraestructura requeridas para viabilizar la atención de la demanda y garantizar la confiabilidad del servicio.

El mercado de gas natural en Colombia opera bajo un esquema nodal y dinámico. En este contexto, establecer una cifra única de déficit agregado a nivel nacional resulta técnicamente impreciso, ya que el abastecimiento real depende de variables complejas como las restricciones de capacidad en los distintos tramos del Sistema Nacional de Transporte (SNT), la contratación en firme, las variaciones hidrológicas que presionan el consumo termoeléctrico (Fenómeno de El Niño) y la maduración de los proyectos de producción e importación de índole privado. En lugar de proyectar faltantes estáticos, la UPME evalúa brechas temporales y estructurales para recomendar obras concretas (ampliaciones de ductos, bidireccionalidades o nuevas terminales de suministro) que neutralicen dichas vulnerabilidades.

Tomando como referencia las modelaciones del ETPAGN 2023-2038 y su documento complementario, la evolución de las necesidades de infraestructura



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 13 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

para los años consultados, bajo el escenario de demanda media, presenta la siguiente perspectiva técnica:

- **Horizonte 2026 - 2028 (Tensión de corto plazo):** Los análisis prospectivos advierten sobre la estrechez del margen operativo del sistema. Bajo escenarios conservadores de oferta nacional, se identifica una necesidad temporal de infraestructura y nueva oferta (estimada en niveles cercanos a los 200 GBTUD) hacia finales de 2026, coincidente con escenarios de alta exigencia térmica. Para mitigar esta condición en 2026, 2027 y 2028, la planeación evidencia que es imperativo maximizar el uso de la infraestructura de importación existente y asegurar la entrada oportuna de los proyectos privados de regasificación y logística virtual que actualmente se encuentran en seguimiento.
- **Horizonte 2030 (Transición estructural):** Las proyecciones indican que, ante el declive natural de los campos continentales maduros (como los del Piedemonte Llanero y La Guajira), el sistema demanda soluciones de fondo. Dependiendo de la velocidad de incorporación de reservas y de los recursos contingentes nacionales, las necesidades de infraestructura para conectar nueva oferta firme se hacen críticas alrededor de 2029-2030. En este punto, la capacidad de transporte debe estar adaptada para flujos bidireccionales que soporten la entrada de nuevas fuentes desde las costas hacia el interior del país.
- **Horizonte 2035 (Largo plazo):** Para este período, la resiliencia del sistema y la atención total de la demanda dependerán de las decisiones estructurales adoptadas en la presente década. La planeación técnica proyecta que el aseguramiento del suministro requerirá la maduración plena de los desarrollos costa afuera (offshore) interconectados al SNT, acompañados de la consolidación de la infraestructura de importación en el Pacífico y expansiones en el Caribe, tal como lo contemplan las alternativas de los planes de abastecimiento.

En síntesis, las proyecciones de la UPME para estos horizontes no configuran un racionamiento ineludible o un déficit inmanejable, sino que trazan el mapa de necesidades de infraestructura que el país debe desarrollar.

El balance final en 2026, 2027, 2028, 2030 y 2035 estará determinado por la oportunidad con la que los agentes del mercado, apalancados en las señales



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 14 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

regulatorias de la CREG y la política del Ministerio de Minas y Energía, logren ejecutar las obras y proyectos recomendados en la planeación sectorial y el avance de las iniciativas privadas.

"8. ¿Cuáles son los escenarios elaborados por la UPME respecto a la oferta y demanda de gas?"

La UPME, dentro del desarrollo de sus estudios sectoriales, cuenta con el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023-2038 y su documento complementario, instrumentos que fundamentan su análisis metodológico en el establecimiento de tres escenarios de proyección, tanto para la demanda como para la oferta. Este enfoque prospectivo no busca trazar un único futuro determinístico, sino someter el balance gasífero del país a diferentes niveles de estrés para evaluar la resiliencia del sistema frente a fluctuaciones macroeconómicas, la velocidad de sustitución de energéticos, los impactos de contingencias climáticas (como el Fenómeno de El Niño) y la disponibilidad real de los recursos nacionales frente a las alternativas de importación.

Expuesto lo anterior, a continuación, se describen los escenarios de oferta utilizados en el ETPAGN a nivel de balance volumétrico, así:

Tabla 2. Consideraciones de los Escenarios de Oferta de Gas Natural

ORIGEN	ESCENARIO OFERTA 1	ESCENARIO OFERTA 2	ESCENARIO OFERTA 3
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN	SI	NA	NA
RESERVAS 2P	NA	SI	SI
RECURSOS 2C	NA	ONSHORE	ONSHORE+OFFSHORE
SPEC (OEF + OTROS)	AMPLIACIÓN FASE 1 (ACTUAL) 450 GBTUD HASTA 2031/11	AMPLIACIÓN FASE 2 450 GBTUD HASTA 2025/07 475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2031/11	AMPLIACIÓN FASE 3 450 GBTUD HASTA 2025/07 475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2027/07 533 GBTUD ENTRE 2027/08 Y 2031/11
IMPORTACIÓN CARTAGENA	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	475 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	533 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12

NA: No Aplica

Fuente. ETPAGN 2023-2038

- **Escenario de Oferta 1:** contempla la proyección del potencial de comercialidad reportada en la declaración de producción 2024-2033 publicada por el MME mediante la Resolución 01626 del 27 de noviembre de 2024; para completar el período de análisis hasta 2038, se asumen los valores agregados de las reservas probadas y probables estimadas en el último Informe de Recursos y Reservas de la ANH, como oferta nacional desde 2034. Por otra



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 15 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

parte, se incluye la capacidad actual de importación y regasificación (450 GBTUD) de la Sociedad Portuaria del Cayao - SPEC LNG, con la cual se respaldan las Obligaciones de Energía en Firme -OEF de las plantas de generación térmica (400 GBTUD) y otros contratos hacia diversos sectores de demanda. Una vez finalizado el compromiso contractual de SPEC en 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de Gas Natural Importado (GNI), ubicado en Cartagena con una capacidad equivalente de 450 GBTUD, bajo un esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional.

- **Escenario de Oferta 2:** incluye las reservas probadas y probables (Reservas 2P), y la totalidad de los recursos contingentes C1 y C2 de proyectos continentales (Recursos 2C tipo "Onshore"), reportados por agentes productores en el IRR publicado por la ANH en 2024, así como de capacidad adicional de importación de acuerdo con la siguiente fase de expansión anunciada por el operador SPEC LNG (pasa de 450 a 475 GBTUD a partir de agosto de 2025). Esta capacidad adicional al cumplimiento de OEF para el sector termoeléctrico del orden de 75 GBTUD se considera abierta a todo tipo de demanda. A partir de diciembre de 2031 la totalidad de la capacidad equivalente de 475 GBTUD, maneja como supuesto el acceso abierto a todos los sectores de consumo nacional.
- **Escenario de Oferta 3:** asume el mayor volumen de oferta disponible de gas natural en atención a las oportunidades que ofrece el desarrollo del potencial costa afuera para la seguridad energética nacional, así como la expansión total de la capacidad de regasificación instalada. En síntesis, a la oferta nacional descrita en el Escenario de Oferta 2 se adicionan los recursos contingentes tipo 2C asociados a proyectos "Offshore". Por otra parte, a nivel de importación se asume una ampliación de la capacidad de regasificación de SPEC LNG de acuerdo con la tercera fase anunciada por el operador, pasando de 450 a 475 GBTUD en agosto de 2025 y posteriormente a 533 GBTUD a partir de agosto de 2027 hasta noviembre de 2031; para este periodo los 133 GBTUD adicionales se consideran disponibles para la atención de toda la demanda nacional. De forma similar a los escenarios anteriores, a partir de diciembre de 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de GNI ubicado en la costa caribe, en este caso con capacidad de 533 GBTUD.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 16 de 73

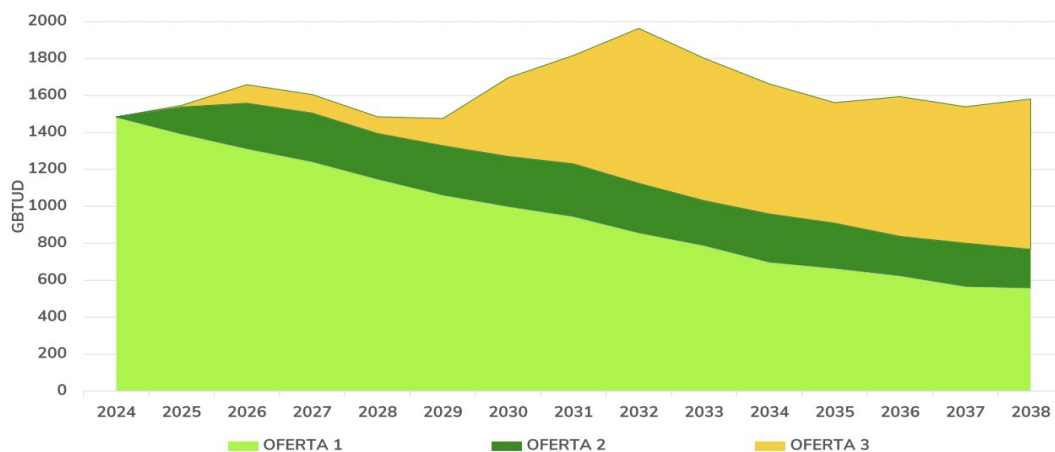


Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

En la siguiente imagen se muestran comparativamente las cantidades totales consideradas por cada escenario, incluyendo oferta nacional e importada:

Imagen 1. Escenarios de Oferta Agregada de Gas Natural 2023-2038.



Fuente. ETPAGN 2023-2038

Por su parte, a nivel de **demanda**, se consideran tres escenarios con base en el documento "Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037" donde se busca evaluar el nivel de estrés del sistema bajo diferentes perspectivas de crecimiento, partiendo de un comportamiento tendencial de los diversos sectores de consumo, aunado con una mayor exigencia por efecto del Fenómeno de El Niño y un escenario particular, a partir de un supuesto "qué pasa si" la demanda de gas natural presentara un incremento a partir de la sustitución de combustibles líquidos hacia un escenario más descarbonizado.

La selección de los escenarios a considerar en el modelamiento del ETPAGN 2023-2038 y su documento complementario, tienen como propósito analizar el nivel de estrés del sistema ante diferentes perspectivas de crecimiento del consumo a nivel sectorial y regional:

- En el caso de la Demanda 1, se emplea la proyección de demanda baja estimada probabilísticamente a partir del escenario medio elaborado para cada sector de consumo, la cual proyecta un decrecimiento promedio anual para el



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 17 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

período 2022-2032 de -1,5% y una menor tasa comparativa de crecimiento para el período 2032-2038 del orden de 1,3%, alcanzando un valor de 982 GBTUD hacia el final del horizonte.

- Para el escenario de Demanda 2, se usó la proyección de demanda media o tendencial, la cual estima una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 del orden de 0,4% y para el período 2032-2038 de 1,5%. Hacia diciembre de 2038 la demanda media nacional alcanzaría valores de 1223 GBTUD.
- Para el escenario de Demanda 3 se busca valorar como supuesto “*que pasaría sí*” se contara con gas natural como energético para reemplazar otros combustibles y productos con mayor impacto ambiental y/o menor poder energético, lo que se traduciría en una mayor demanda de todos los sectores de consumo. Este escenario se traza a partir de la proyección de demanda alta planteada previamente, la cual estima un crecimiento nacional medio para el período 2022-2032 del 2,1% y de 1,7% para 2032-2038, con alrededor de 1452 GBTUD de demanda agregada nacional hacia diciembre de 2038.

En la siguiente imagen se presenta el comportamiento estimado para los tres escenarios de demanda de gas natural a nivel nacional para el período 2023-2038 considerados en el ETPAGN 2023-2038, destacando que el escenario de referencia empleado en el proceso de modelamiento y planteamiento de recomendaciones es el de Demanda 2 (Media).



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

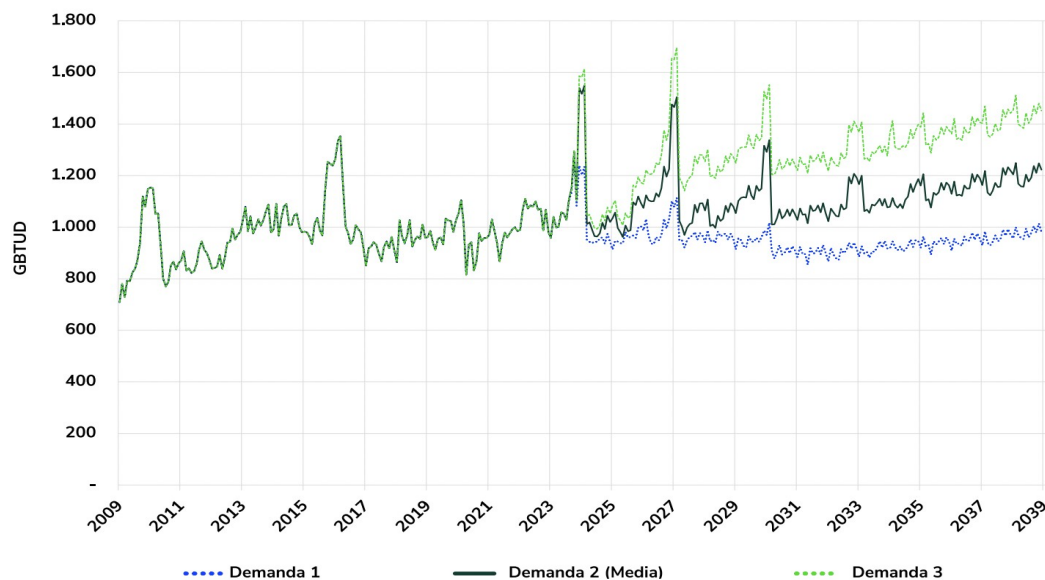
Página 18 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Imagen 2. Escenarios de Demanda de Gas Natural a nivel Nacional.



Fuente. ETPAGN 2023-2038

De la gráfica anterior, se observan alrededor de tres períodos de mayor intensidad con duraciones entre 3 a 5 meses, hacia finales e inicios de 2023-2024, 2026-2027 y 2029-2030, con promedios mensuales superiores a los 1400 GBTUD, que se asocian a la estimación de la potencial ocurrencia de un Fenómeno de El Niño durante dichos periodos.

Ahora, en cuanto a los supuestos de los escenarios de demanda no térmica proyectados, se generaron proyecciones de consumo de gas natural para los siete (7) sectores reconocidos históricamente como los principales usuarios de este energético, como lo son: Residencial, Industrial, Petroquímico, Petrolero, Terciario, Transporte y Compresores. La metodología de estimación considera criterios y particularidades de cada sector, como se describe en la siguiente tabla:



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 19 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Tabla 3. Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector no Térmico

Escenario de referencia		Residencial	Industrial y Petroquímico	Terciario
Estimación Escenario Medio	Variables Explicativas	Nivel de cobertura del servicio (SSPD). Población y viviendas ocupadas (DANE). Consumo por usuario (SSPD). Consumo residencial a escala de punto de salida del SNT (SEGAS).	PIB agregado y sectorial. Consumo de gas natural a escala de punto de salida del SNT. Proyecciones de crecimiento PIB nacional industrial.	Consumo de gas natural a escala de punto de salida. PIB agregado y sectorial. Proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial
	Metodología	Regresión panel de datos		
	Periodo de tiempo	2006-2023	2006-2023	2006-2023
	Descripción	Se define el nivel de cobertura del servicio de gas natural siendo esta la relación entre el número de suscriptores y el número de viviendas ocupadas, y la tasa de crecimiento a nivel regional	Se establece una relación estadística histórica para cada región entre la demanda de gas natural y el PIB industrial. Para el sector petroquímico se emplean las mismas tendencias de crecimiento determinadas para el industrial y aplicadas sobre últimos datos históricos del sector.	Se establece una relación estadística histórica para cada región entre la demanda de gas natural y el PIB terciario.
Estimación Escenario Bajo	Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$			
Estimación Escenario Alto				

Escenario de referencia		Transporte	Petrolero	Compresores
Estimación Escenario Medio	Variables Explicativas	Precios históricos y proyectados de GMC y GNC. Consumo sector transporte a escala de punto de salida del SNT. Consideraciones empleadas en escenarios de la Actualización PEN 2022-2052 para GNL	Prospectiva de consumo de gas natural asociada a la producción de crudos, gas natural y refinados en el país reportada por ECP.	Demanda histórica de compresores. Demanda agregada de los demás sectores. Compresión prevista de IPAT adoptados, como la bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita desde el año 2030.
	Metodología	Regresión panel de datos	Prospectiva ECP	Regresión panel de datos
	Periodo de tiempo	2010-2023 / 2022-2052	2009-2023	2009-2022
	Descripción	Para GNC se establece una relación estadística histórica a escala regional entre demanda y precios de GMC y GNC. Para GNL se emplean escenarios propuestos en PEN 2022-2052.	Escenarios y datos ECP	Se establece una regresión estadística con datos históricos (2009-2022) entre la demanda de tales compresores y el agregado de la demanda de los sectores antes expuestos. Los resultados de esta relación se aplican sobre la proyección de demanda agregada (2023-2038), siguiendo la distribución regional histórica. Adicionalmente, se incluye la participación de los futuros compresores asociados a infraestructura adoptada.
Estimación Escenario Bajo	Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$		Proyectos de optimización en el consumo de gas natural en las refinarias.	Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$
Estimación Escenario Alto			Proyectos de producción incremental de hidrocarburos en el Magdalena Medio y de mayor consumo de gas natural en las refinarias.	

Fuente. ETPAGN 2023-2038.

Por otra parte, la demanda térmica o termoeléctrica, fue modelada a partir de los perfiles de hidrología registrados históricamente en el país mediante una



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 20 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

prospectiva de anomalía de temperatura en el océano Pacífico (ONI) donde se obtienen datos probabilísticos relacionadas con la ocurrencia de los fenómenos de El Niño y La Niña. Adicionalmente, el modelo utiliza como variables explicativas, la proyección de la capacidad instalada de la generación, proyección de escenarios de caudales, simulación de las operaciones futuras, entre otros, como se describe en la siguiente tabla:

Tabla 4. Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Termoeléctrico.

Variable	Periodicidad	Fuente
Caudales medios mensuales, velocidad del viento y niveles de radiación solar, afluentes al SIN.	1966 - 2023	CND
Promedio trimestral de anomalías de temperatura superficial en el Océano Pacífico	1950 - 2023	NOAA
Generación eléctrica mensual y de capacidad instalada por central	1996 - 2023	SINERGOX - XM
Parámetros técnicos de las centrales de generación del SIN		PARATEC - XM
Precios de oferta de las centrales de generación eléctrica del país	2000 - 2023	XM
Proyecciones de precios de gas natural y carbón para las centrales de generación	2019 – 2028 (Actualizado a 2022)	UPME

Fuente. ETPAGN 2023-2038

En la siguiente tabla se describen las características de los tres escenarios de referencia, denominados bajo, medio y alto, según el comportamiento estimado respecto a la demanda futura de gas natural:



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 21 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Tabla 5. Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector térmico.

Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica en conjunto con la proyección hidrológica media. Este escenario estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – Marzo de 2025, ésta se adelanta seis meses.	Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica establecida en el escenario bajo retrasada dos años, con el propósito de simular actuales y potenciales retrasos en el desarrollo de la infraestructura. Teniendo en cuenta que la proyección hidrológica estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – Marzo de 2025, ésta se adelanta un año.	Para la expansión de capacidad de generación del escenario medio, se limita la nueva capacidad de generación con gas natural a la prevista para finales del año 2023. Por otra parte, mantiene la hidrología del escenario medio.

Fuente. ETPAGN 2023-2038

Con base en los escenarios de oferta y demanda de gas natural, la UPME en el documento complementario del ETPAGN 2023-2038, presenta en primer lugar la comparación de los escenarios de oferta y demanda a fin de determinar potenciales riesgos de desabastecimiento futuro a nivel nacional y regional, sin considerar las restricciones dadas por la indisponibilidad del gas natural importado por compromisos contractuales (como el cumplimiento de Obligaciones de Energía en Firme -OEF del sector eléctrico), o las limitaciones existentes en la infraestructura de transporte que integra el Sistema Nacional de Transporte- SNT, es decir, se presenta un balance netamente volumétrico de gas natural.

Para este análisis del balance volumétrico a nivel nacional, en la siguiente gráfica se presentan los tres escenarios de oferta respecto a las proyecciones de demanda, en el cual resulta importante destacar que las reservas actuales son limitadas y han presentado un comportamiento decreciente de manera progresiva, lo cual ha llevado a la necesidad de importar cantidades adicionales a fin de asegurar el suministro de gas natural desde finales de 2016.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

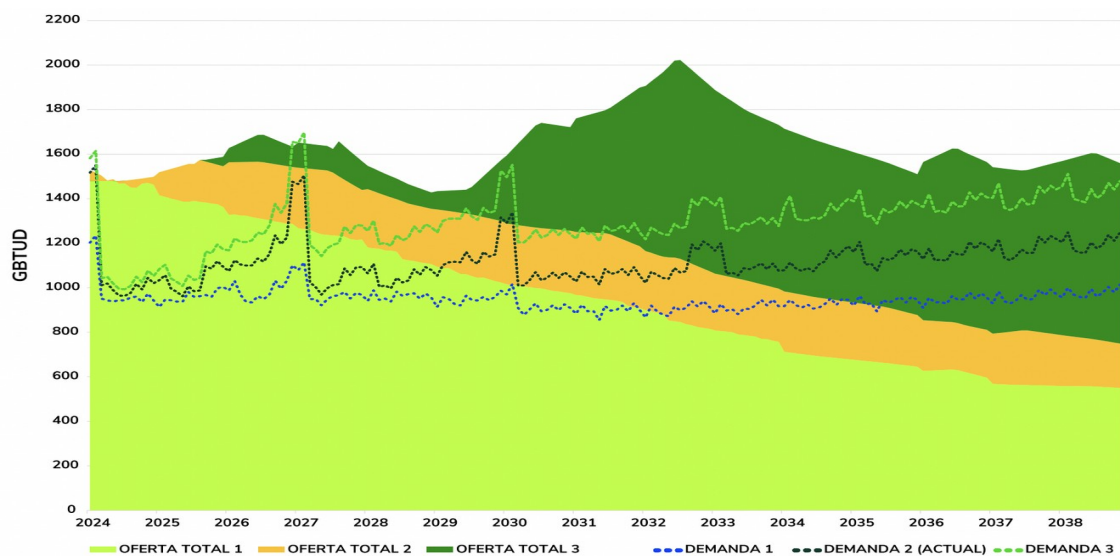
Página 22 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Imagen 3. Balance Nacional + Importado entre Oferta y Demanda de Gas Natural.



Fuente. ETPAGN 2023-2038

El principal déficit de referencia corresponde a la diferencia entre la Demanda 2 (Media) y cada oferta, cuando tal diferencia es mayor que cero; lo anterior dado que este escenario de demanda es la principal referencia para considerar durante el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura, al tratarse de la mejor estimación entre los escenarios seleccionados.

De las proyecciones mostradas, se observa que en consideración de la Demanda 2 (Media) se requiere la entrada de nueva oferta nacional y/o capacidades adicionales de importación de forma temporal hacia finales de 2026 por un período no inferior a tres meses para el escenario bajo de oferta de gas natural (Oferta 1) en atención al crecimiento proyectado por el Fenómeno de El Niño para dicho período. Las cantidades de gas adicional requeridas en este caso serían del orden de 200 GBTUD. De igual forma, se proyecta un déficit creciente de gas natural a partir del primer trimestre de 2029 a medida que aumenta la declinación de los campos productores actuales.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 23 de 73



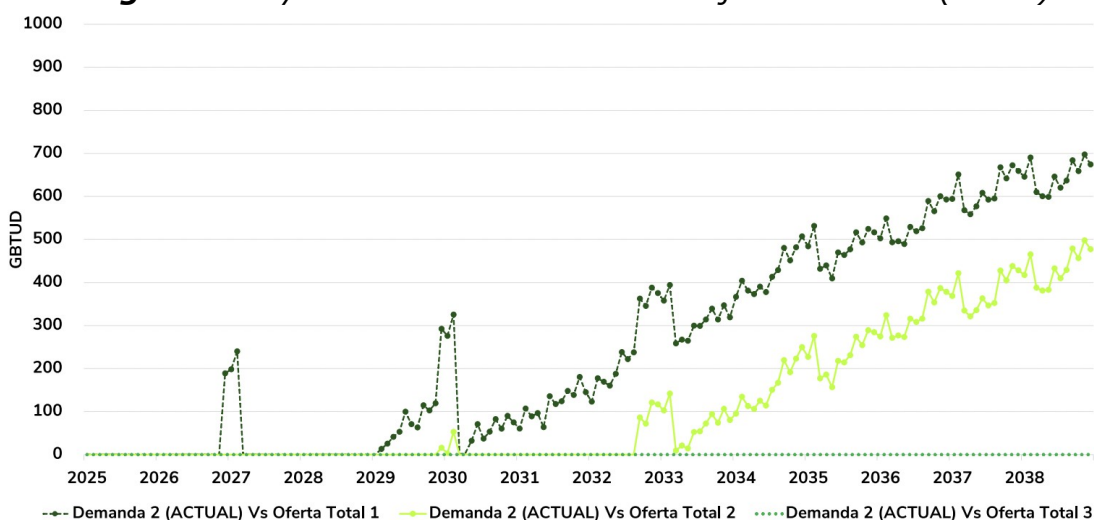
Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Para el escenario de Oferta 2, el cual incorpora la entrada adicional de recursos nacionales descubiertos a nivel continental y una ligera ampliación de capacidad de importación existente, el déficit de gas se trasladaría inicialmente hacia 2030 por un período aproximado de tres meses y del orden de 100 GBTUD. Por otra parte, desde inicios del año 2032 se observa un déficit creciente hasta el final del período analizado.

Finalmente, bajo un escenario alto de oferta nacional que logre desarrollar e incorporar también los recursos offshore proyectados y la disponibilidad de las ampliaciones de capacidad de importación descritas en la Oferta 3 para los diferentes sectores de consumo, no se observa riesgo de déficit a lo largo del período analizado respecto a la Demanda 2 (Media). Sin embargo, el Sistema Nacional de Transporte -SNT estaría expuesto a las limitaciones o restricciones operativas que puedan generarse desde las principales fuentes de oferta, con un margen limitado de acción para garantizar el suministro, por lo cual, por criterios de confiabilidad sería igualmente necesario contar con alternativas adicionales de importación de gas natural desde el mediano plazo. En la siguiente imagen se muestra la proyección del déficit nacional de Gas Natural considerando las 3 ofertas descritas y el escenario de Demanda 2 (media).

Imagen 4. Proyección de Déficit Nacional bajo Demanda 2 (Media)



Fuente. ETPAGN 2023-2038



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 24 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Con esto, se evidencia que, en la medida en que se logren desarrollar nuevas fuentes de oferta nacional como los hallazgos costa afuera y/o incorporar cantidades adicionales desde los campos productores a nivel continental aprovechando las oportunidades que ofrecería la nueva infraestructura de transporte propuesta, sería menor el requerimiento de gas vía importación, siempre y cuando los precios sean competitivos desde la oferta nacional. No obstante, lo anterior, las alternativas de importación recomendadas respaldan las necesidades de abastecimiento y confiabilidad para el sistema en caso tal que no se logren incorporar nuevas cantidades de gas comercial en los tiempos previstos por los productores en la actualidad.

Como complemento a los escenarios de planeación descritos, la UPME realiza, en el marco del seguimiento de la hoja de ruta del CACSSE, el monitoreo de las iniciativas de importación y regasificación de gas natural con entrada prevista en el período 2026–2027, así como de las ampliaciones de infraestructura existente. La siguiente tabla resume las capacidades y fechas reportadas por los agentes en los cortes de seguimiento señalados, diferenciando la infraestructura existente de los proyectos en desarrollo. Esta información permite evaluar su posible contribución al abastecimiento y al respaldo de la generación térmica durante los períodos de mayor requerimiento.

Tabla 6. *Proyectos regasificación de iniciativa privada de corto plazo*

Infraestructura	Capacidad reportada	Condición del dato
SPEC Cartagena	475 MPCD; ampliación prevista a 533 MPCD	Terminal existente y expansión de 58 MPCD reportadas en la matriz. La expansión no se contabiliza como operativa.
PIO Energy Buena-ventura-Buga	90 MPCD iniciales; 60 MPCD declarados ante el Gestor	Entrada prevista para noviembre de 2026 en el seguimiento. Proyecto en desarrollo.
Puerto Bahía	126 MPCD iniciales; 44 MPCD declarados ante el Gestor	Entrada prevista para febrero de 2027. Su aporte depende también de la conexión y transporte.
Caribbean LNG	15 MPCD declarados; hasta 55 GBTUD reportados	Entrada prevista para diciembre de 2026 en la matriz. Cifras con distinto alcance y unidad; requieren conciliación.

Fuente: matriz CACSSE, reporte al 21 de agosto MPCD y GBTUD no son unidades equivalentes: la conversión requiere poder calorífico. Las capacidades nominales, cantidades declaradas y gas contratado no deben sumarse como oferta firme disponible.

Las capacidades reportadas deben interpretarse según el estado de cada iniciativa y las condiciones necesarias para su aprovechamiento. En particular, la capacidad



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 25 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

nominal de regasificación no equivale, por sí sola, a gas disponible para atender la demanda: su aporte efectivo depende de la entrada en operación, la contratación y disponibilidad de GNL, la logística de suministro y la capacidad de transporte y entrega a los centros de consumo. Por tanto, los proyectos y ampliaciones pendientes de entrada en operación constituyen alternativas potenciales de abastecimiento, cuya contribución deberá verificarse conforme se cumplan sus hitos técnicos, comerciales y operativos.

"9. ¿Qué contingencias existen en caso de que la demanda crezca por encima de las proyecciones oficiales?"

Desde la perspectiva metodológica de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), un crecimiento de la demanda por encima de las trayectorias tendenciales no constituye un evento imprevisto o un punto ciego en la planeación, toda vez que esta variable se encuentra modelada explícitamente dentro del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN).

Específicamente, el Escenario de Demanda 3 (Alta) somete al sistema a pruebas de estrés bajo el supuesto de un incremento del consumo, proyectando los impactos de una mayor sustitución de combustibles líquidos hacia el gas natural en el marco de la descarbonización. Las recomendaciones de infraestructura trazadas por la UPME contemplan este margen de exigencia para dotar a la red de la redundancia estructural necesaria.

No obstante, si en el corto plazo se materializa una desviación coyuntural extrema o un pico de demanda que supere la capacidad instalada antes de que las obras recomendadas entren en operación, el sector cuenta con un esquema de contingencia que trasciende la planeación indicativa y activa mecanismos operativos y regulatorios:

- **Maximización de infraestructura de importación y logística virtual:** Ante la estrechez de la oferta nacional, la mitigación inmediata exige llevar a su máxima capacidad operativa la terminal de regasificación existente y viabilizar soluciones logísticas no convencionales (como el transporte de gas natural licuado o comprimido por medios terrestres), condicionado a la disponibilidad de molécula en el mercado internacional.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 26 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

- **Gestión dinámica del Sistema Nacional de Transporte (SNT):** Ante tensiones focalizadas, se requiere optimizar la infraestructura de ductos habilitando intercambios temporales entre sistemas, aprovechando las bidireccionalidades operativas y coordinando los mantenimientos programados para evitar cuellos de botella que restrinjan la entrega a los centros de consumo críticos.
- **Articulación institucional y operativa (CACSSE):** Ante señales de alerta, la UPME provee sus proyecciones y balances actualizados al Comité de Análisis y Coordinación para la Seguridad del Suministro Energético (CACSSE). En esta instancia interinstitucional (MME, CREG, UPME, XM, Gestor del Mercado), se cruza la información de requerimientos térmicos con la disponibilidad de gas para anticipar rutas de acción, promover la sustitución tecnológica en plantas duales y gestionar los inventarios.
- **Aplicación de mecanismos de priorización:** Si el crecimiento de la demanda desborda la oferta física y las capacidades logísticas, la última línea de contingencia es la aplicación de las disposiciones regulatorias vigentes para la administración de restricciones (como el Estatuto de Racionamiento). Estas reglas determinan la priorización de asignación y transporte para blindar a la demanda esencial (residencial, comercial y GNVC) frente a otros sectores.

En su rol prospectivo, la UPME diseña la hoja de ruta de infraestructura para absorber estos incrementos de demanda a mediano y largo plazo. Sin embargo, la declaración de emergencias, la activación de protocolos de contingencia en tiempo real y la administración de restricciones son facultades indelegables del Ministerio de Minas y Energía, la CREG y los agentes operativos de la cadena de valor.

"10. ¿Existe riesgo de desabastecimiento regional o nacional en los próximos años?"

Los antecedentes técnicos permiten identificar riesgos de insuficiencia de suministro y de restricciones regionales bajo determinadas combinaciones de menor oferta nacional, alta demanda térmica, indisponibilidades o retrasos de proyectos. Un balance nacional favorable no excluye una dificultad regional cuando el gas no puede transportarse oportunamente hasta el punto de consumo.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 27 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

La mitigación requiere desarrollar de manera coordinada fuentes de suministro e infraestructura, verificar su entrada efectiva y actualizar los balances con información de los agentes. Las nuevas capacidades de regasificación deben acompañarse de contratos de suministro, logística de cargamentos y capacidad de transporte. Este diagnóstico no equivale a declarar inevitable un desabastecimiento ni a asignarle una probabilidad no estimada. Su propósito es identificar condiciones de riesgo y orientar actuaciones preventivas.

En atención a la concentración regional de la oferta respecto a los principales centros de demanda, mediada a su vez por la capacidad de transporte disponible a través de la red troncal de gasoductos, en el ETPAGN 2023-2038 y su documento complementario, se adelantó un análisis especial del balance de gas natural a nivel regional, particularmente de la Costa Atlántica y el Interior del país.

A nivel de la Costa Atlántica, el balance general entre oferta y demanda presenta un aparente superávit en la región incluso para el escenario de Oferta 1 respecto a la demanda media de referencia, gracias a la capacidad de importación disponible actualmente en Cartagena y a que el mayor potencial de nueva oferta descubierta se concentra en proyectos ubicados igualmente en esta región. Esta disponibilidad de excedentes permitiría abastecer parcialmente al interior del país en la medida en que se cuente con alternativas de transporte habilitadas adicionales a la Interconexión y capacidades bidireccionales entre Barranquilla y Barrancabermeja, con suficiencia para garantizar una mayor confiabilidad de la operación ante restricciones insalvables de la oferta que puedan llegar a presentarse hacia el futuro.

Por otra parte, el balance volumétrico entre oferta y demanda para las regiones ubicadas al interior del país, conectadas desde la estación Ballena en La Guajira hacia el sur, a través del gasoducto Ballena-Barrancabermeja y la demás infraestructura de transporte de los departamentos del interior de Colombia, presenta un potencial déficit a partir de fuentes propias a lo largo de todo el período proyectado, exigiendo el suministro de gas natural desde la Costa Atlántica, como se ha venido realizando históricamente, así como de otras fuentes que se puedan incorporar a la red de transporte desde el interior. Con la entrada de un nuevo punto de suministro en el suroccidente del país (IIGP), el déficit proyectado durante los intervalos de mayor demanda (máximos estacionales) se superaría temporalmente a partir de su fecha de puesta en operación (estimado actualmente hacia el 1T 2030). No obstante, como se describió previamente, se



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 28 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

precisa la entrada en operación de nueva y suficiente capacidad de producción nacional en el corto y mediano plazo, así como de alternativas de importación temprana, que aseguren el suministro en condiciones normales e incluso en casos de bajos aportes hidrológicos al SIN.

De igual forma, se distingue el riesgo de abastecimiento del interior del país no solo por razones de insuficiente oferta nacional, sino además por la capacidad limitada de transporte de gas natural entre ambas regiones. La conexión entre costa atlántica e interior del país actualmente solo está mediada por el gasoducto Ballena – Barrancabermeja con una capacidad de transporte de 260 MPCD, y por consiguiente requiere como medida prioritaria habilitar alternativas adicionales para transportar los excedentes de gas natural desde el Valle Inferior del Magdalena hacia el interior del país como se planteó en el ETPAGN 2023-2038. Esta capacidad de transporte adicional se puede llevar a cabo a través de varias alternativas, como son: i) la construcción de nueva infraestructura tendiente a anillar el SNT, ii) la reconversión de infraestructura existente para el transporte de otros hidrocarburos y sus proyectos asociados de conexión al SNT o iii) la ampliación parcial de la capacidad de transporte existente en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja a través de gestión operativa y cambios sobre el sistema de compresión.

En síntesis, los mayores riesgos de desabastecimiento se presentan hacia el interior del país en virtud de la marcada declinación de los campos productores de los llanos orientales y la limitada capacidad de transporte existente para conectar este sistema con la costa atlántica y el pacífico.

18. ¿Cuál será ese porcentaje en 2027, 2030 y 2035?

En relación con el porcentaje de la demanda nacional que sería atendido mediante importaciones en 2027, 2030 y 2035, la UPME analiza su evolución dentro de distintos escenarios de abastecimiento.

La participación del gas importado depende de la trayectoria de la producción nacional, la incorporación de nuevas fuentes y el comportamiento de la demanda; por tanto, varía entre escenarios y no corresponde a una proporción fija definida por la planeación.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 29 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

El Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023–2038 y su documento complementario de enero de 2025 evalúan estas condiciones con fundamento en los informes de recursos y reservas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las declaraciones de producción publicadas por el Ministerio de Minas y Energía y la información técnica y los cronogramas reportados por los agentes. Estos insumos permiten establecer hipótesis sobre los volúmenes y las fechas de incorporación de producción continental(onshore), producción costa afuera (offshore) y capacidad de regasificación. El gas importado se incorpora como una alternativa para complementar la oferta nacional ante la declinación de los campos existentes y proporcionar respaldo al sistema.

El análisis comprende tres escenarios de oferta: Oferta 1, basado en la declaración de producción y la capacidad de importación considerada en el estudio; Oferta 2, que incorpora reservas probadas y probables, recursos contingentes continentales y ampliaciones de regasificación; y Oferta 3, que adiciona recursos contingentes costa afuera y una mayor capacidad de importación. Estos se contrastan con escenarios de demanda bajo, medio y alto, considerando la evolución del consumo sectorial y regional y la variabilidad de los requerimientos termoeléctricos, incluidas condiciones de mayor exigencia asociadas al fenómeno de El Niño.

En consecuencia, una menor incorporación de producción nacional puede incrementar las necesidades de importación, mientras que el desarrollo oportuno de nuevos recursos nacionales puede reducirlas.

A partir de estos ejercicios se identifican las necesidades de infraestructura de suministro y transporte, como ampliaciones de gasoductos, tramos paralelos o *loops*, estaciones de compresión, bidireccionalidades, interconexiones, nuevos gasoductos y plantas de regasificación con almacenamiento y conexión al Sistema Nacional de Transporte. Su finalidad es permitir que la oferta nacional e importada pueda atender la demanda en las distintas regiones y aportar confiabilidad ante contingencias. La capacidad de importación prevista para estos proyectos no equivale al volumen que efectivamente se importaría ni, por sí sola, al porcentaje de la demanda que sería atendido con gas importado.

Por lo anterior, los resultados aquí expuestos no permiten informar un porcentaje único y validado para cada uno de los años 2027, 2030 y 2035. La conclusión de planeación es que las importaciones forman parte de las alternativas de abastecimiento y respaldo durante el horizonte evaluado, y que su participación



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 30 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

estará condicionada al desarrollo efectivo de las fuentes nacionales, la infraestructura y la demanda contempladas en cada escenario.

"22. ¿Qué riesgos geopolíticos afectan el suministro de GNL para Colombia?"

Desde el análisis de abastecimiento, los factores de exposición comprenden interrupciones de exportaciones, restricciones comerciales, afectaciones a rutas marítimas, concentración de proveedores y competencia por cargamentos entre mercados. Sus efectos pueden manifestarse en menor disponibilidad, mayores tiempos de entrega y encarecimiento del suministro y de los seguros.

La magnitud del riesgo para Colombia depende del origen de los cargamentos, la diversificación de la contratación, la flexibilidad de los contratos y las alternativas físicas de recepción. Esta identificación corresponde a factores de riesgo para la planeación y no a una afirmación de interrupciones actualmente verificadas en contratos específicos.

Actualmente y en el corto plazo, el suministro de GNL para Colombia es adelantado exclusivamente por proyectos de iniciativa privada de importación y regasificación.

"23. ¿Existe exposición a la volatilidad internacional del mercado de GNL?"

Sí existe exposición a variaciones del precio internacional y de los costos de la cadena de importación. Su traslado depende de la modalidad de contratación, las fórmulas de indexación, los fletes, la tasa de cambio y los servicios incluidos en el precio de entrega.

No existe una relación fija entre un indicador internacional y el precio final del gas en Colombia. Para evaluar el efecto deben compararse ofertas con igual unidad energética, periodo, punto de entrega y condiciones de firmeza, evitando contabilizar nuevamente servicios incluidos en un precio de compra entregado.

"24. ¿Cuáles son los mecanismos previstos para mitigar dicha



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 31 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

volatilidad?”

Desde la planeación, la diversificación de fuentes y puntos de entrada, la reactivación y el desarrollo de producción nacional y la mayor flexibilidad del transporte contribuyen a reducir la exposición física a una única alternativa. Su efecto sobre precios depende de la competencia, los costos y la contratación; la infraestructura por sí sola no elimina la volatilidad internacional.

Los agentes pueden evaluar contratación a distintos plazos, diversificación de proveedores e índices y herramientas de gestión de riesgos. La utilización de estos instrumentos corresponde a las decisiones de sus titulares, no se presentan como coberturas contratadas por la UPME ni como mecanismos regulatorios ya adoptados.

“34. ¿Cuáles son los proyectos de regasificación actualmente aprobados o en construcción?”

Desde la perspectiva de la planeación sectorial, es necesario diferenciar entre las obras de infraestructura de regasificación adoptadas por la política pública dentro del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN 2023-2032), conforme a los análisis del ETPAGN y la Resolución MME 40031 de 2025, y las iniciativas privadas desarrolladas por los agentes del mercado.

1. Proyectos de Regasificación del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN)

Los proyectos del PAGN responden a necesidades estructurales de confiabilidad y diversificación del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Su desarrollo se rige por marcos regulatorios y procedimientos formales de selección o evaluación:

- **Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (Buenaventura - Yumbo):** Proyecto adoptado en el PAGN con una capacidad de regasificación de 400 MPCD, almacenamiento de 170.000 m³ de GNL y un gasoducto de conexión hacia Yumbo con capacidad no inferior a 400 MPCD. Tras haberse declarado desiertas las convocatorias públicas previas (UPME GN 001 de 2020 y UPME GN 001 de 2022), la necesidad técnica del proyecto se mantiene vigente en la planeación oficial. Su ejecución requiere la activación del



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 32 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

mecanismo de selección de inversionista correspondiente conforme a la reglamentación que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

- **Regasificación de La Guajira (Conexión al nodo Ballena):** Proyecto adoptado en el PAGN mediante Resolución MME 40031 de 2025 con una capacidad de 250 MPCD y almacenamiento de 120.000 m³. Actualmente, la Unidad adelantó la evaluación técnica de la propuesta presentada por el transportador incumbente (TGI) bajo el procedimiento de Proyectos Prioritarios del Plan de Abastecimiento (IPAT), contemplado en la Resolución UPME 680 de 2025. El informe de evaluación donde la UPME encontró acreditado el cumplimiento simultáneo de los criterios técnicos de tipo de construcción, ubicación, capacidad y fecha de puesta en operación exigidos por la metodología Resolución UPME 680 de 2025, fue remitido a la CREG el 1 de julio de 2026 para las actuaciones administrativas conducente a determinar el ingreso regulado del transportador incumbente para dicho proyecto.

2. Iniciativas Privadas de Regasificación (Seguimiento CACSSE)

De forma complementaria, la UPME realiza el seguimiento técnico y operativo a los proyectos de iniciativa privada a través de los espacios de coordinación interinstitucional como la CACSSE y las solicitudes de información sectorial. Estas iniciativas no forman parte de las convocatorias públicas de la UPME ni de las inversiones IPAT del PAGN, pero constituyen alternativas de suministro que pueden aportar volúmenes de corto y mediano plazo.

A continuación, se consolida la relación y el estado de avance de los proyectos de regasificación, combinando las obras del PAGN y las iniciativas privadas objeto de seguimiento:



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 33 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Proyecto	Naturaleza	Estado Acreditado por los Insumos Oficiales
Infraestructura del Pacífico (Buenaventura - Yumbo)	Proyecto del PAGN (Res. MME 40031/25)	Adoptado en el plan. Convocatorias previas desiertas; pendiente definición de mecanismo de selección para iniciar periodo de ejecución de 58 meses.
Regasificación de La Guajira (Nodo Ballena)	Proyecto del PAGN (Res. MME 40031/25)	Propuesta bajo evaluación IPAT. Informe técnico favorable remitido a la CREG el 1 de julio de 2026; pendiente decisión regulatoria.
PIO – Ecopetrol (Buenaventura / Buga)	Iniciativa privada (Solución virtual terrestre)	Solución marítima-terrestre mediante FSU e isotanques. Seguimiento reporta hito de puesta en marcha para noviembre de 2026 con capacidad inicial de 90 MPCD.
Puerto Bahía – Frontera / Ecopetrol (Cartagena)	Iniciativa privada	Proyecto en desarrollo reportado con trámites portuarios, marítimos y ambientales. Fecha prevista de operación para febrero de 2027 con 126 MPCD iniciales.
Caribe LNG (Coveñas / Sucre)	Iniciativa privada (Logística y regasificación)	Solución terrestre. Reporte de agosto registra Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) en curso y proyección de 15 MPCD reportados al Gestor para marzo de 2027.
Ampliación SPEC LNG (Cartagena)	Ampliación de infraestructura existente	Incremento de capacidad en 58 MPCD. Licencia ambiental aprobada por la ANLA mediante Resolución 002149 del 11 de agosto de 2026; cronograma estimado de entrada en operación, en octubre de 2026

Otras iniciativas mencionadas en antecedentes sectoriales (tales como Drummond, Ciénaga LNG y Puerto Brisa) se registran únicamente como conceptos prospectivos de privados, sin que a la fecha se hayan consolidado soportes de permisos, financiación, cronograma o contratos que permitan clasificarlas en fase de construcción o aprobación comercial firme.

"35. ¿Cuál es la ubicación de cada proyecto?"

Proyecto	Localización o conexión de referencia
La Guajira — PAGN	Departamento de La Guajira; entrega al SNT en el nodo Ballena.
Pacífico — PAGN	Bahía de Buenaventura, Valle del Cauca; gasoducto hacia Yumbo.
PIO-Ecopetrol	Recepción y almacenamiento en Buenaventura; traslado terrestre y regasificación en Buga; conexión al sistema de TGI.
Puerto Bahía	Cartagena, Bolívar; conexiones previstas al sistema de



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 34 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Proyecto	Localización o conexión de referencia
	Promigas y a REFICAR, según reporte del proyecto.
Caribe LNG	Referencia de seguimiento: Coveñas, Sucre, con distribución terrestre hacia puntos de regasificación y consumo. La localización de cada instalación receptora debe precisarse con el promotor.
SPEC LNG	Cartagena, Bolívar; ampliación asociada a la terminal existente.

"36. ¿Cuál es la inversión prevista para cada infraestructura?"

Para las infraestructuras de importación adoptadas mediante la Resolución MME 40031 de 2025 (Regasificación del Pacífico y Regasificación de La Guajira), la UPME calculó costos indicativos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX). Estos valores constituyen una referencia técnica y económica para la evaluación beneficio-costos del sistema, más no un presupuesto definitivo de cierre financiero. Al tratarse de instrumentos de política pública, el detalle de estas inversiones estimadas, desglosadas por planta de regasificación, almacenamiento y gasoductos asociados, se encuentra publicado de manera íntegra en los anexos del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023-2038.

Puede consultar los valores oficiales de referencia en el siguiente enlace institucional:

[Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural \(ETPAGN\) - UPME](#)

Respecto a las infraestructuras desarrolladas por iniciativa privada por los agentes del mercado (tales como PIO-Ecopetrol, Puerto Bahía, Caribe LNG y la fase de ampliación de SPEC LNG), la UPME no consolida ni dispone de las cifras oficiales de inversión total. Al ser proyectos de naturaleza estrictamente privada, sus presupuestos definitivos, esquemas de financiación contratada y costos logísticos están amparados por la reserva legal, la confidencialidad y la estrategia comercial de sus respectivos promotores.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 35 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

En consecuencia, exigir o publicar el detalle financiero, comercial y presupuestal de estas obras excede las competencias misionales y de planeación indicativa de la UPME, dado que su viabilidad económica obedece a las dinámicas competitivas de los agentes privados frente al mercado.

"37. ¿Cuál es su capacidad individual y total?"

Proyecto	Capacidad de referencia	Condición para su interpretación
La Guajira — PAGN	250 MPCD; almacenamiento de 120.000 m ³ de GNL	Requerimiento de infraestructura del plan; no capacidad actualmente disponible.
Pacífico — PAGN	400 MPCD; almacenamiento de 170.000 m ³ de GNL	Requerimiento del plan, articulado con gasoducto a Yumbo.
PIO–Ecopetrol	90 MPCD iniciales; expansión potencial a 180 MPCD	Presentación de agosto: 60 MPCD reportados al Gestor; 80 MPCD contratados, distribuidos entre Ecopetrol —60— y Alcanos —20—. Son métricas diferentes.
Puerto Bahía	126 MPCD iniciales	Presentación de agosto: 44 MPCD reportados al Gestor y expansión a 400 MPCD sin fecha confirmada.
Caribe LNG	Antecedente de 50 MPCD; presentación de agosto: logística de hasta 55 GBTUD	Presentación de agosto: 15 MPCD reportados al Gestor para marzo de 2027. Deben conciliarse unidades, alcance logístico y volumen contratado.
Ampliación SPEC LNG	Incremento reportado de 58 MPCD	El complemento del ETPAGN expresa la trayectoria 475–533 en GBTUD.

Las capacidades nominales de los dos proyectos del PAGN suman 650 MPCD. Esta suma describe magnitudes de diseño y no disponibilidad actual. En los reportes previos de corto plazo, PIO, Puerto Bahía y Caribe LNG sumaban 266 MPCD —90 + 126 + 50—; al añadir el incremento reportado de SPEC, la suma aritmética sería 324 MPCD.

Estos valores deben conservarse como agregados de referencias reportadas, sujetos a conciliación de unidades y fechas, y no como oferta firme simultáneamente disponible.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 36 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

No se presenta una suma única de capacidad nacional firme a partir de todas las iniciativas. Ello exige descartar doble conteo entre fases, verificar que las soluciones sean acumulables y confirmar molécula, inventarios, contratos y capacidad de entrega. La capacidad total futura de SPEC tampoco debe sumarse como si toda ella fuera incremento en la medida en que debe priorizar el cumplimiento de las obligaciones de energía en firme establecidas para el sector térmico.

"38. ¿Quiénes son los inversionistas responsables?"

Proyecto	Agentes identificados en los antecedentes	Alcance de la identificación
La Guajira	Propuesta del transportador incumbente TGI	Calidad de proponente; no acredita por sí sola adjudicación o estructura financiera definitiva.
Pacífico — PAGN	Inversionista por seleccionar mediante el mecanismo aplicable	No se identifica un adjudicatario vigente acreditado en los soportes utilizados.
PIO	Puertos, Inversiones y Obras S.A.S.; relación comercial con Ecopetrol y Alcanos	Distinguir desarrollador, compradores de gas y financiadores; Ecopetrol no se presenta automáticamente como accionista.
Puerto Bahía	Sociedad Portuaria Puerto Bahía / Frontera Energy; relación contractual con Ecopetrol	La participación comercial no acredita identidad entre propietario, operador, arrendador de FSRU y comprador.
Caribe LNG	Promotor identificado bajo esa denominación en el seguimiento	No disponible
SPEC LNG	Sociedad Portuaria El Cayao — SPEC LNG	No disponible

"39. ¿Cuál es el cronograma real de entrada en operación?"

Para precisar el cronograma real de entrada en operación comercial de la infraestructura de regasificación en Colombia, es necesario diferenciar la naturaleza jurídica y operativa entre las obras adoptadas en la planeación estatal (PAGN) y los desarrollos de iniciativa privada:

El cronograma de los proyectos adoptados por el Ministerio de Minas y Energía no responde a un contrato de construcción actualmente en ejecución, sino a plazos



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 37 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

regulatorios y estimaciones de planeación técnica que dependen de la fecha efectiva de inicio (adjudicación al inversionista o aprobación tarifaria):

- **Infraestructura del Pacífico (Buenaventura - Yumbo):** A nivel del ETPAGN y la regulación vigente, el periodo de ejecución está fijado en 58 meses contados a partir de la selección del inversionista. Las referencias indicativas de entrada (cuarto trimestre de 2029 para la planta y primer trimestre de 2030 para el gasoducto) constituyen metas de planeación y dependerán de la fecha formal en que se reactive y adjudique el proceso de selección.
- **Regasificación de La Guajira (Nodo Ballena):** El cronograma definitivo depende de la finalización del trámite regulatorio ante la CREG para su remuneración como inversión IPAT. Tras el envío del informe de evaluación de la UPME el 1 de julio de 2026 a la CREG, la fecha de entrada quedará supeditada a los plazos que establezca el acto regulatorio y al cronograma del proponente ejecutor (TGI). No obstante, a lo anterior, el PAGN indica una fecha de puesta en operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto

En el caso de las iniciativas privadas, la fijación y cumplimiento del cronograma dependen enteramente de la gestión interna, financiera, de licenciamiento y contratación que ejecuta cada promotor. La UPME, a través del seguimiento técnico de la CACSSE y los reportes de los agentes, registra las siguientes fechas estimadas de entrada en operación:

Proyecto	Fecha o Hito Reportado	Interpretación y Condición Operativa
PIO – Ecope-trol	Noviembre de 2026 (Capacidad inicial de 90 MPCD)	Cronograma de seguimiento. Su cumplimiento está condicionado a la llegada del buque FSU en octubre de 2026, el periodo de enfriamiento (<i>cool-down</i>) y las pruebas de la cadena logística terrestre.
Caribbean LNG	Marzo 2027 (15 MPCD reportados al Gestor)	Corresponde al volumen inicial informado. La entrada efectiva depende de la culminación del trámite ambiental (EIA) y la habilitación de los puntos receptores.
Puerto Bahía (Frontera / Ecopetrol)	Febrero de 2027 (1Q 2027)	Fecha estimada de la FPO en el seguimiento CACSSE. Requiere la culminación de trámites de concesión portuaria (ANI), permisos de ANLA/DIMAR y conexión al sistema de transporte.
Ampliación SPEC LNG	Octubre 2026	La ANLA aprobó la modificación ambiental mediante Resolución 002149 del 11 de agosto de 2026.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 38 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Los cronogramas informados por los agentes privados constituyen estimaciones sujetas a variables exógenas (tiempos de licenciamiento, importación de equipos, logística marítima y pruebas de puesta en marcha).

La UPME incorpora estas fechas en sus balances prospectivos como hitos condicionados, pero la certificación de la entrada en operación comercial firme solo se consolida cuando la infraestructura inicia inyecciones efectivas al SNT o a los puntos de consumo, respaldada por las auditorías y registros operativos ante el Gestor del Mercado.

"40. ¿Cuáles son los riesgos de retrasos constructivos?"

Desde la perspectiva de la planeación y el seguimiento técnico que adelanta la UPME, la identificación de riesgos constructivos y de ejecución no se enfoca de manera individualizada en juicios de valor sobre cada iniciativa, sino que se aborda desde una categorización genérica de factores de riesgo exógenos y endógenos. Estos factores pueden condicionar el cumplimiento de los cronogramas estimados y desplazar la entrada en operación comercial de la infraestructura de regasificación.

En términos generales, los proyectos de importación y regasificación de gas natural, tanto los adoptados en el PAGN como los desarrollados por iniciativa privada, están expuestos a cuatro categorías principales de riesgos logísticos, regulatorios, ambientales y financieros:

- Riesgos de licenciamiento y trámites administrativos: Comprenden los tiempos de gestión y obtención de permisos ambientales (licencias, diagnósticos de alternativas o modificaciones ante la ANLA o corporaciones autónomas), consultas previas con comunidades, concesiones portuarias ante la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) y autorizaciones marítimas ante la DIMAR. La extensión de estos trámites suele ser la principal causa de descalce entre la contratación comercial proyectada y la habilitación física de las obras.
- Riesgos de cadena de suministro y logística marítima/terrestre: Involucran la disponibilidad internacional y el arribo oportuno de unidades flotantes de almacenamiento o regasificación (FSU/FSRU), la coordinación de las fases técnicas de enfriamiento (cool-down), la consecución e importación de equipos



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 39 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

especializados (isocontenedores criogénicos) y la disponibilidad de flota de transporte terrestre para soluciones virtuales.

- Riesgos de interconexión al Sistema Nacional de Transporte (SNT): Se refieren a los tiempos requeridos para la construcción o adecuación de los gasoductos de conexión, facilidades de medición e inyección, y la coordinación de las condiciones operativas de presión y flujo con los transportadores incumbentes.
- Riesgos de estructuración y cierre financiero: En proyectos de iniciativa pública, abarca los tiempos asociados a los procesos de selección de inversionistas y la definición de esquemas de remuneración regulatoria por parte de la CREG. En iniciativas privadas, se relaciona con el alcance y la consecución del cierre financiero o la consecución de contratos de suministro (take-or-pay) que respalden la inversión.

La materialización de cualquiera de estas categorías de riesgo no implica un fallo definitivo del proyecto, sino una probabilidad de desplazamiento temporal en la fecha de puesta en marcha. La consecuencia principal para el sistema es que la nueva capacidad no pueda contabilizarse de forma inmediata como oferta firme disponible, obligando al mercado a mantener escenarios condicionados y a confiar provisionalmente en la infraestructura existente y en las reservas de seguridad mientras se culminan los hitos habilitantes.

"41. ¿Las nuevas plantas permitirán cubrir completamente el déficit proyectado?"

La incorporación de nuevas plantas de suministro puede reducir necesidades de abastecimiento y confiabilidad según su localización, pero no permite afirmar por sí sola la cobertura completa del déficit proyectado a nivel país. Esta condición depende de la coincidencia temporal entre necesidad y entrada, el suministro contratado, los cargamentos, la operación y la capacidad de transporte hasta cada región.

Para demostrar cobertura debe compararse la demanda con la oferta efectivamente entregable por periodo y nodo, incorporando indisponibilidades y escenarios de retraso. Una capacidad futura de regasificación no compensa una insuficiencia anterior a su entrada, y una oferta disponible en la costa no resuelve automáticamente una restricción de entrega al interior.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 40 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Por lo anterior, los proyectos se consideran componentes de una solución integral de abastecimiento. La afirmación de cobertura completa queda sujeta a los resultados del balance y las simulaciones correspondientes, no a una suma de anuncios de capacidad.

"45. Cuál es la capacidad efectiva actual del Sistema Nacional de Transporte de gas?"

No resulta técnicamente representativo obtener la capacidad efectiva nacional sumando capacidades de tramos que se encuentran conectados en serie o que operan bajo condiciones diferentes. La entrega depende de fuentes, sentido de flujo, presiones, compresión, consumos intermedios, disponibilidad y restricciones simultáneas.

La respuesta cuantitativa debe presentarse por corredor, diferenciando capacidad técnica o máxima de mediano plazo, capacidad contratada, capacidad disponible y entrega operativamente factible. Las capacidades históricas empleadas en el ETPAGN constituyen insumos de sus simulaciones y no reemplazan el reporte operativo actualizado.

De otra parte, de acuerdo con el último boletín mensual del Gestor del Mercado de Gs Natural, a continuación, se presenta los datos de capacidad primaria de transporte por cada tramo del SNT a agosto de 2026.³

³ Disponible para consulta en línea en:

<https://www.bmbec.com.co/sites/default/files/2026-09/Informe%20Mensual%202026%20Agosto.pdf>



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 41 de 73



Radicado No.: 20260100315311

Fecha: 2026-10-07

TRAMOS EN FLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Volumen Mínimo (incluye 0)	Volumen Promedio	Volumen Maximo	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	15	256.600	251.331	5.269	2,05 %	34.458	56.369	150.704	\$ 1.123,64
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	20	586.100	597.365	0	0,00 %	44.097	445.968	577.585	\$ 1.215,71
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	20	504.100	518.525	0	0,00 %	173.031	355.163	446.389	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-MAMONAL	11	204.509	201.605	2.904	1,42 %	77.909	95.480	103.277	\$ 196,80
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	14	215.850	213.650	2.200	1,02 %	58.728	82.000	112.405	\$ 2.434,37
	6	JOBO-SINCELEJO	13	181.645	179.445	2.200	1,21 %	46.373	69.193	98.968	\$ 2.649,81
INTERIOR	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	40.000	37.800	2.200	5,50 %	21.510	21.906	22.266	\$ 1.061,19
	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13.943	0	13.943	100,00 %	0	0	0	\$ 5.061,32
	9	APIAY-OCO	6	24.175	16.280	7.895	32,65 %	11.184	13.177	14.499	\$ 1.926,64
	10	APIAY-USME	3	18.197	17.511	686	3,77 %	6.699	14.477	17.296	\$ 3.048,73
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148.000	85.915	62.085	41,95 %	26.961	41.542	76.045	\$ 2.776,60
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260.000	202.075	57.925	22,28 %	25.040	77.323	131.076	\$ 5.802,69
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30.190	26.597	3.593	11,90 %	15.310	19.129	24.181	\$ 9.086,10
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	7	203.000	81.783	121.217	59,71 %	38.291	65.046	162.253	\$ 2.361,18
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15.552	5.358	10.194	65,55 %	3.186	4.074	4.524	\$ 3.569,63
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12.015	4.127	7.888	65,65 %	2.476	3.067	3.533	\$ 6.484,29
	17	COGUA-SABANA_F	9	215.000	165.207	49.793	23,16 %	90.863	122.994	146.837	\$ 2.045,33
	18	CUSIANA-APIAY	10	70.569	53.402	17.167	24,33 %	26.121	41.748	49.025	\$ 2.821,00
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	35	470.000	351.043	118.957	25,31 %	267.428	291.191	340.746	\$ 3.336,69
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	31	470.000	328.642	141.358	30,08 %	266.601	290.339	339.845	\$ 3.852,22
	21	FLANDES-GUANDO	2	10.738	2.000	8.738	81,37 %	1.067	1.184	1.513	\$ 2.256,30
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	28,66 %	848	1.381	1.536	\$ 4.451,22
	23	FLOREÑA-YOPAL	12	16.161	13.882	2.279	14,10 %	8.275	11.100	12.128	\$ 1.109,09
	24	GBS_J-GBS_F	12	63.744	12.344	51.400	80,64 %	8.574	11.375	13.684	\$ 3.848,58
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	9	42.000	38.257	3.743	8,91 %	25.921	26.858	27.113	\$ 12.843,23
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11.000	9.830	1.170	10,64 %	6.000	7.060	7.822	\$ 20.549,45
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0,00 %	707	800	863	\$ 11.278,49
	28	LA BELLEZA-COGUA	16	223.500	165.229	58.271	26,07 %	93.340	125.855	149.308	\$ 1.328,05
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	21	305.000	217.683	87.317	28,63 %	113.285	144.836	224.674	\$ 2.021,26
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	20.098	16.175	3.923	19,52 %	10.050	11.796	12.730	\$ 5.930,62
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168.000	133.883	34.117	20,31 %	43.552	65.687	102.399	\$ 3.429,76
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	47,56 %	588	859	1.234	\$ 31.040,84
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158.000	112.515	45.485	28,79 %	33.358	51.015	86.541	\$ 1.208,60
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.430	245	6,67 %	2.182	3.127	3.903	\$ 10.170,78
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	4.198	439	9,47 %	3.070	3.566	4.053	\$ 7.471,93
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78.000	64.179	13.821	17,72 %	35.392	44.542	56.032	\$ 6.656,36
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	7	143.000	59.019	83.981	58,73 %	21.253	67.506	178.174	\$ 984,56
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25,56 %	197	228	255	\$ 24.500,80
	39	VASCONIA-MARIQUITA	13	192.000	153.322	38.678	20,14 %	58.010	80.578	118.316	\$ 1.959,30
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11.836	3.800	8.036	67,89 %	2.496	3.466	3.870	\$ 2.065,68
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	0	0,00 %	16.197	23.593	30.111	\$ 432,81

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 42 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/CMMP	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	19	102.900	120.576	0	0,00 %	\$ 1.123,64
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	14	172.400	166.967	5.433	3,15 %	\$ 1.215,71
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	14	230.000	224.949	5.051	2,20 %	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	7	18.100	15.900	2.200	12,15 %	\$ 2.434,37
	5	SINCELEJO-JOBO	6	10.100	7.900	2.200	21,78 %	\$ 2.649,81
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	4	109.500	12.488	97.012	88,60 %	\$ 5.802,69
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19.726	15.913	3.813	19,33 %	\$ 9.086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	13	130.000	67.761	62.239	47,88 %	\$ 2.361,18
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70.900	70.211	689	0,97 %	\$ 2.021,26
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	16	206.000	101.287	104.713	50,83 %	\$ 984,56

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

"46. ¿Cuáles son los principales cuellos de botella?"

Las necesidades de planeación y los proyectos objeto de evaluación permiten identificar como frentes relevantes la transferencia costa-interior, la conexión de oferta del Valle Inferior del Magdalena, el transporte desde el Pacífico hacia el centro del país y la atención de mercados regionales mediante ampliaciones o nuevas conexiones.

Frente	Necesidad de infraestructura relacionada
Costa-interior y VIM-Magdalena Medio	Mayor transferencia entre fuentes del norte y demanda del interior.
Pacífico-Yumbo-Mariquita-Vasconia	Habilitación de transporte desde nuevos puntos de suministro del suroccidente.
Vasconia-La Belleza y conexión hacia Bogotá	Refuerzo de entrega hacia centros de consumo del interior.
Tolima-Huila y mercados locales	Ampliaciones como Gualanday-Neiva, Guando-Fusagasugá y Centauros-Granada.
Cúcuta, Yopal y ramales aislados en Santander, Antioquia y Bolívar	Conexiones de sistemas aislados para mejorar acceso a fuentes del SNT.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 43 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Su severidad y momento de ocurrencia dependen de los flujos simulados y de la disponibilidad de oferta. La relación anterior no equivale a declarar congestión permanente y simultánea en todos los corredores.

Una vez identificada la necesidad y adoptada la priorización por parte el Ministerio de Minas y Energía a través de la adopción de un Plan de Abastecimiento de Gas Natural, se activan los mecanismos administrativos dispuestos a este tipo de infraestructura de conformidad a lo establecido en la Resolución MME No. 40031 de 2025.

“47. ¿Existen restricciones para transportar gas desde nuevas regasificadoras hacia los centros de consumo?”

La incorporación de regasificación debe evaluarse juntamente con su conexión y con la capacidad de los corredores aguas abajo. Las limitaciones pueden originarse en presión de inyección o entrega, compresión, dirección de flujo, contratación y simultaneidad de consumos.

Para el proyecto desde el Pacífico asociado a PIO-Ecopetrol, el seguimiento de agosto relaciona la entrega con el sistema de TGI y la habilitación inicial de 60 MPCD en sentido hacia Mariquita. Esa magnitud no debe confundirse con los 90 MPCD previstos en la primera fase de regasificación ni con los 250 MPCD del proyecto de bidireccionalidad del PAGN. Para las fuentes del Caribe y La Guajira debe verificarse la transferencia hacia el interior. En Puerto Bahía, las capacidades generales del sistema receptor tampoco acreditan capacidad libre para la totalidad del nuevo suministro. La mayor restricción de transporte se asocia a la no existencia actual de alternativas de transporte desde la costa atlántica hacia el interior del país distintas a la capacidad existente en el corredor entre Barranquilla, Ballena y Barrancabermeja hasta Vasconia, aspectos que hacen que el proyecto de conexión entre VIM – Interior sea el más crítico de los proyectos de transporte adoptados en la Resolución 40031 de 2025.

La existencia de conexión física es necesaria, pero no suficiente para asegurar entrega firme.

Por otro lado, es pertinente precisar que el El Reglamento Único de Transporte (RUT) establece que es el agente transportador es quien garantiza el acceso al



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 44 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

sistema de transporte de manera no discriminatoria. El acceso se debe ofrecer a los agentes que lo soliciten, sujeto a las condiciones técnicas y regulatorias aplicables.

Para solicitar el acceso, el Remitente Potencial presenta al transportador la solicitud y la información técnica necesaria, incluyendo:

- condiciones técnicas requeridas;
- ubicación de la conexión;
- localización y especificaciones del sistema de medición;
- equipos del agente;
- información necesaria para evaluar los efectos técnicos y operacionales.

El transportador debe analizar la factibilidad técnica y pronunciarse en un plazo de 5 días hábiles sobre si es factible atender la solicitud. Dentro de esa evaluación está verificar que exista Capacidad Disponible Primaria para atenderla. En el momento que se supere esta Capacidad Disponible Primaria supere o sea igual a la capacidad de transporte demandada (CTD) por parte del remitente potencial, el nuevo punto de entrada o salida solo se podrá construir cuando el transportador amplie dicha capacidad disponible primaria; de conformidad con lo dispuesto en la Resolución CREG 169 de 2011 o aquella que la modifique o sustituya. Teniendo en cuenta lo anterior, quien define la factibilidad o restricciones a las conexiones de los proyectos de regasificación de inversión privada es el agente transportador.

"48. ¿Qué proyectos de expansión de gasoductos están en ejecución?"

Los antecedentes disponibles reportan en ejecución la bidireccionalidad Barranquilla–Ballena y la interconexión entre los sistemas Barranquilla–Ballena y Ballena–Barrancabermeja, con los cortes indicados en la respuesta UPME 1.

Además, el PAGN contiene proyectos y necesidades de expansión en diferentes estados, las cuales pueden consultar en la matriz del anexo 1 de este comunicado.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 45 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

"53. ¿Las actuales redes garantizan la confiabilidad requerida para el abastecimiento nacional?"

La confiabilidad de un sistema de transporte no es un atributo estático ni una garantía absoluta en el tiempo, sino una condición dinámica que se modela, evalúa y asegura de manera permanente.

Es precisamente para responder a esta dinámica que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) elabora de manera continua el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN). La razón de ser de este instrumento de planeación estatal es, de forma anticipada, diagnosticar la resiliencia del Sistema Nacional de Transporte (SNT), identificar los posibles cuellos de botella o vulnerabilidades operativas ante escenarios de estrés y formular las recomendaciones de infraestructura necesarias para evitar que se presenten fallas o restricciones en la atención de la demanda nacional.

El concepto de confiabilidad no se determina únicamente por la capacidad nominal instalada en los tubos o estaciones de compresión. Requiere evaluar de forma probabilística si el SNT puede mantener el flujo continuo de gas ante eventos de contingencia, tales como la indisponibilidad no programada de fuentes de producción, salidas de emergencia de tramos de transporte, fallas en compresión o picos extraordinarios de consumo (como los ocasionados por el sector termoeléctrico durante el Fenómeno de El Niño).

En este sentido, los análisis del ETPAGN y las obras adoptadas oficialmente en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) —como las bidireccionalidades de los corredores troncales, los refuerzos de transporte hacia el interior y las nuevas conexiones de importación— son las herramientas diseñadas técnicamente para transformar la red actual en un sistema altamente flexible, redundante y resiliente.

En conclusión, la red de transporte actual atiende las condiciones operativas vigentes; sin embargo, para continuar garantizando la confiabilidad requerida en el mediano y largo plazo frente al declive de los campos maduros y los cambios en la geografía de la oferta, es inaplazable la ejecución oportuna de los proyectos de infraestructura recomendados por la UPME en sus planes oficiales. La suficiencia



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 46 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

del sistema se construye y se blinda a través del desarrollo continuo de las obras planificadas.

"54. ¿Cuáles son los riesgos asociados al envejecimiento de la infraestructura existente?"

Desde la perspectiva técnica y regulatoria del sector de hidrocarburos, la antigüedad de un activo de transporte de gas natural no equivale de manera automática a un estado de deterioro o riesgo operativo. El Sistema Nacional de Transporte (SNT) opera bajo un riguroso marco regulatorio e institucional diseñado para asegurar que la infraestructura se mantenga en condiciones óptimas de seguridad, calidad y eficiencia, independientemente de sus años de servicio.

En el ordenamiento colombiano, este aseguramiento se fundamenta principalmente en las señales del marco tarifario establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Mediante sus metodologías para la actividad de transporte de gas natural, la CREG no solo remunerará el capital invertido (CAPEX), sino que reconoce de forma explícita los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). Este componente regulatorio otorga a las empresas transportadoras los recursos financieros y la obligación técnica de ejecutar de manera permanente programas de inspección, mantenimiento preventivo y correctivo, reposición tecnológica de equipos y gestión de integridad de los ductos bajo estándares internacionales como las normas ASME B31.8S y API.

Complementariamente, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) ejerce las funciones de inspección, vigilancia y control sobre los agentes, velando por el cumplimiento estricto de los estándares de seguridad, continuidad y calidad en la prestación del servicio. Asimismo, la regulación exige a las empresas transportadoras la implementación y auditoría continua de Sistemas de Gestión de Integridad de Gasoductos (SGIG) para controlar activamente cualquier factor de corrosión, fatiga de materiales o vulnerabilidad externa.

En este engranaje, la UPME incorpora en sus análisis prospectivos y en las modelaciones del ETPAGN las capacidades operativas, las disponibilidades



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 47 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

declaradas y los mantenimientos programados por los transportadores y el Gestor del Mercado. La planeación sectorial asume que la red en operación cumple cabalmente con los requisitos mecánicos y de integridad vigentes, orientando sus esfuerzos a planear la expansión de la infraestructura. En conclusión, los riesgos derivados del envejecimiento de los activos se encuentran adecuadamente mitigados por el andamiaje normativo, tarifario y de supervisión del país, lo que garantiza que la red troncal opere bajo las más altas condiciones de confiabilidad y seguridad.

Por último, es indispensable precisar que los riesgos asociados al envejecimiento de la infraestructura son previstos e incorporados por el agente que opera y asegura la sostenibilidad e integridad de esta. Dentro de sus facultades de administración y operación del activo por parte del agente transportador, la regulación ha establecido elementos estructurales de carácter tarifario para su gestión y debida planeación operativa, los cuales están por fuera del alcance de la UPME.

"55. ¿Existen planes de modernización de la red troncal?"

Desde la perspectiva metodológica e institucional, es preciso distinguir con claridad la planeación de la expansión del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de los programas corporativos de modernización, reposición y mantenimiento de activos que ejecutan las empresas transportadoras.

Por un lado, la planeación indicativa a cargo de la UPME, materializada en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), contempla proyectos de infraestructura orientados a la expansión física y operativa del sistema.

Esto abarca obras de ampliación de capacidad, proyectos de bidireccionalidad en grandes tramos troncales, construcciones de lazos (*loops*), nuevas estaciones de compresión e interconexiones estratégicas.

El objetivo de esta planeación no es reponer infraestructura existente por obsolescencia, sino adaptar la topología de la red a los cambios estructurales en la geografía de la oferta y la demanda, garantizando la flexibilidad logística e integrando nuevas fuentes de suministro como los desarrollos *offshore* o las terminales de regasificación.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 48 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Por otro lado, los planes específicos de modernización tecnológica, reposición de activos por ciclo de vida y programas de mantenimiento preventivo y correctivo corresponden a la gestión técnica e inversión propia de cada agente transportador. Como se detalló en la respuesta anterior, el marco regulatorio expedido por la CREG remunera estos gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), incentivando a los operadores a mantener la red troncal en el estado del arte y en condiciones óptimas de eficiencia operativa. Asimismo, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) realiza el seguimiento al cumplimiento de los planes de gestión e integridad que aseguran la constante actualización de los activos.

En consecuencia, los proyectos de ampliación de capacidad de transporte contemplados en el PAGN y evaluados en el ETPAGN no deben asimilarse a programas de sustitución por envejecimiento de la infraestructura. Mientras que las decisiones de modernización corporativa buscan mantener la excelencia y la seguridad operativa de los activos vigentes dentro de su estándar regulatorio, la planeación de la UPME traza las obras requeridas para expandir la capacidad y adaptar la arquitectura del sistema a las necesidades futuras del país, que hacen parte de la administración del activo por parte del agente transportador y cuenta con elementos estructurales de carácter tarifario para su gestión y debida planeación operativa

"61. ¿Cuál será el impacto sobre pequeñas industrias?"

La proyección de demanda de la UPME modela el sector industrial de forma agregada, en función del PIB industrial y de la relación de precios entre el gas natural y el GLP, y no desagrega el consumo por tamaño de empresa. Por lo tanto, no se cuenta con una estimación específica del impacto sobre las pequeñas industrias. No obstante, la información disponible permite identificar algunas señales relevantes.

Primero, la demanda industrial de gas natural se ha reducido de 262 GBTUD en 2019 a 241 GBTUD en



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 49 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Una estimación del impacto económico sobre las pequeñas industrias requeriría información de costos y consumo por tamaño de empresa que no hace parte de los insumos de la proyección, por lo que se sugiere complementar esta respuesta con la CREG en lo relativo a tarifas y con las entidades con competencia en política industrial.

"62. ¿Qué sectores económicos son los más expuestos al incremento del costo energético?"

Desde la perspectiva de la demanda de gas natural, los sectores más expuestos son aquellos con mayor dependencia de este energético y menores posibilidades de sustitución en el corto plazo. En 2025 estos son el industrial (26% de la demanda nacional), el petrolero, asociado a la refinación en Barrancabermeja y Cartagena y a la producción de hidrocarburos (21,5%), y el termoeléctrico (19,4%), cuya demanda puede más que duplicarse en periodos de baja hidrología.

El sector vehicular (GNV) también es sensible al precio: su demanda decreció a una tasa media de 2,2% anual entre 2009 y 2025, en asociación con la pérdida de competitividad frente a la gasolina corriente, y el incremento reciente del precio del GNV limitaría su crecimiento futuro. En términos regionales, la demanda industrial se concentra en las regiones Centro (43,9%), Costa Atlántica (25,4%) y Noroeste (9,6%), por lo que estas zonas concentrarían la mayor exposición.

Cabe precisar que la proyección de demanda no estima el costo energético por actividad económica. La UPME publica la Proyección de Precios de los Energéticos,



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 50 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

que se utiliza como insumo de las proyecciones de demanda y podría servir de base para un análisis de costos por sector.

"63. ¿Se estima pérdida de competitividad industrial?"

La proyección de demanda no estima indicadores de competitividad industrial, como costos unitarios, márgenes o participación en mercados. Adicionalmente, la trayectoria del PIB industrial se toma como un supuesto externo (proyecciones del Marco Fiscal de Mediano Plazo y de Fedesarrollo), por lo que el modelo no captura un eventual efecto del costo del gas sobre la producción industrial.

Desde la perspectiva de la demanda energética, la evidencia disponible muestra una pérdida de competitividad del gas natural frente a sus sustitutos (GLP y carbón mineral) en la industria. Asimismo, la intensidad de uso de gas natural por unidad de PIB industrial se redujo de 0,62 a 0,44 MBTU por millón de pesos (a precios de diciembre de 2024) entre 2009 y 2025, lo que refleja tanto ganancias de eficiencia como sustitución hacia otros energéticos. Una evaluación de la pérdida de competitividad industrial requeriría modelos sectoriales o de equilibrio que están por fuera del alcance de las proyecciones de demanda.

"64. ¿Cuál será el efecto sobre la industria petroquímica, cementera, cerámica, alimenticia y manufacturera?"

La proyección de demanda de gas natural no desagrega el sector industrial por actividad económica, por lo que el consumo de las industrias cementera, cerámica, alimenticia y manufacturera en general está incluido en el agregado industrial. Para este agregado, en el escenario medio, se proyecta una demanda de 234 GBTUD en 2032 (rango entre 200 y 273 GBTUD) y de 253 GBTUD en 2042. Un análisis por subsector requeriría información de consumo por actividad económica (CIIU) que no hace parte de los insumos actuales de la proyección.

El sector petroquímico se proyecta de manera separada por región. Su demanda se concentra en su totalidad en la Costa Atlántica y ha mostrado un



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 51 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

comportamiento irregular: se redujo de cerca de 24 GBTUD en 2022 a 10 GBTUD en 2025. En el escenario medio se proyecta una demanda de 17 GBTUD a partir de 2027, con un rango entre 7 y 28 GBTUD según escenarios.

En el sector petrolero, durante 2025 se presentaron limitaciones de suministro de gas natural que obligaron al uso de energéticos sustitutos, por lo que su consumo fue inferior a lo proyectado. Para este sector, con información de Ecopetrol, el escenario medio prevé una demanda entre 218 y 229 GBTUD en el periodo 2026-2031.

"65. ¿Se han estimado posibles impactos sobre empleo e inversión?"

En el marco de las proyecciones de demanda de gas natural y de combustibles líquidos, la UPME no ha estimado impactos sobre el empleo ni sobre la inversión, ya que estos análisis no hacen parte del alcance metodológico de dichos estudios. Las proyecciones de demanda sectorial y regional pueden servir como insumo para que las entidades con competencia en la materia adelanten este tipo de evaluaciones.

"70. ¿Cómo afectará el aumento del costo del gas la competitividad frente a otros países de América Latina?"

La competitividad de un país responde a múltiples factores económicos y productivos, entre ellos los costos de los insumos y de la energía, la productividad, la infraestructura, las condiciones de mercado y el entorno económico. En este sentido, las variaciones en los precios del gas pueden constituir uno de los elementos que inciden en los costos de producción, sin que su efecto sobre la competitividad pueda determinarse de manera aislada.

La UPME realiza análisis y proyecciones de precios de los energéticos en el marco de sus funciones de planeación y prospectiva del sector minero-energético, no obstante, la evaluación de sus efectos sobre la competitividad del país y su comparación frente a otras economías excede el alcance de dichas funciones.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 52 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Por lo anterior, se considera pertinente trasladar la consulta al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, en el marco de sus competencias en materia de productividad y competitividad.

"71. ¿Qué sectores exportadores podrían verse afectados?"

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) no es la entidad competente para definir, estructurar ni adoptar mecanismos de alivio tarifario, beneficios fiscales, esquemas de subsidios o incentivos económicos temporales para el sector industrial. La determinación de tales instrumentos obedece al ámbito de la política pública y macroeconómica del Estado.

Dentro del marco institucional del sector energético, la fijación de políticas de fomento o mitigación de impactos económicos en los usuarios finales es facultad del Ministerio de Minas y Energía en coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, según la naturaleza del alivio. Por su parte, el diseño de fórmulas tarifarias o la habilitación de esquemas de comercialización flexibles en momentos de estrechez o picos de precio corresponden a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el marco de sus atribuciones regulatorias.

La UPME, en cumplimiento de sus funciones misionales de planeación indicativa, aporta la información técnica, los balances prospectivos de oferta y demanda y los análisis de costos de infraestructura que sirven de insumo a las autoridades competentes para la toma de decisiones de política pública. Por tanto, la respuesta sobre la existencia, alcance u homologación de medidas temporales de alivio para la industria debe ser atendida por las carteras ministeriales y los organismos regulatorios respectivos.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 53 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

"72. ¿Se contempla algún mecanismo temporal de alivio para la industria nacional?"

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) no es la entidad competente para definir, estructurar ni adoptar mecanismos de alivio tarifario, beneficios fiscales, esquemas de subsidios o incentivos económicos temporales para el sector industrial. La determinación de tales instrumentos obedece al ámbito de la política pública y macroeconómica del Estado.

Dentro del marco institucional del sector energético, la fijación de políticas de fomento o mitigación de impactos económicos en los usuarios finales es facultad del Ministerio de Minas y Energía en coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, según la naturaleza del alivio. Por su parte, el diseño de fórmulas tarifarias o la habilitación de esquemas de comercialización flexibles en momentos de estrechez o picos de precio corresponden a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el marco de sus atribuciones regulatorias.

La UPME, en cumplimiento de sus funciones misionales de planeación indicativa, aporta la información técnica, los balances prospectivos de oferta y demanda y los análisis de costos de infraestructura que sirven de insumo a las autoridades competentes para la toma de decisiones de política pública. Por tanto, la respuesta sobre la existencia, alcance u homologación de medidas temporales de alivio para la industria debe ser atendida por las carteras ministeriales y los organismos regulatorios respectivos.

Pregunta trasladada al Ministerio de Minas y Energía.

"74. ¿Hubo errores de planeación energética en años anteriores?"

En el componente de gas natural, los antecedentes técnicos examinados no permiten atribuir, de manera general, las condiciones actuales de abastecimiento a errores de planeación.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 54 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

El Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023–2038 y su documento complementario han identificado necesidades de suministro, transporte y confiabilidad, y han recomendado nuevas fuentes de abastecimiento, ampliaciones de capacidad, interconexiones y alternativas de respaldo, con fundamento en las proyecciones de oferta y demanda y en las restricciones del sistema.

La persistencia de una necesidad previamente advertida, cuando la infraestructura recomendada aún no se encuentra disponible, no constituye por sí misma evidencia de una omisión o de un error en su identificación.

La planeación es un ejercicio permanente que incorpora los cambios en la información sectorial y revisa sus implicaciones sobre el abastecimiento. Como parte de este proceso, el documento complementario de enero de 2025 incorporó las declaraciones de producción publicadas durante 2024 y el Informe de Recursos y Reservas 2023 divulgado por la ANH en 2024, mantuvo las metodologías y la estructura de escenarios y ratificó recomendaciones de infraestructura. Este antecedente evidencia la actualización de los análisis frente a la evolución de los insumos oficiales.

Las diferencias entre las proyecciones y los resultados observados deben examinarse considerando la información disponible al momento de elaborar cada estudio, los supuestos adoptados y las condiciones que efectivamente se materializaron.

La implementación de las recomendaciones requiere actuaciones de adopción de política, definición regulatoria, selección de inversionistas cuando corresponda, estructuración empresarial, financiación, obtención de permisos, construcción y puesta en operación. Cada etapa involucra competencias y responsabilidades específicas.

La UPME participa en aquellas que le han sido expresamente asignadas, incluidas la evaluación técnica de propuestas y la aplicación de mecanismos de selección en los casos previstos por el marco sectorial. No obstante, no sustituye a los desarrolladores en sus decisiones de inversión, cierre financiero, construcción y operación, ni a las autoridades responsables de la regulación y del otorgamiento de permisos.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 55 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

En este contexto, las convocatorias de la infraestructura de importación del Pacífico declaradas desiertas y los proyectos de transporte que continúan en desarrollo deben analizarse a partir de las condiciones particulares de cada proceso, sus obligaciones, cronogramas y decisiones.

Estos antecedentes muestran dificultades en la materialización de soluciones identificadas por la planeación, pero no demuestran, por ese solo hecho, deficiencias en el diagnóstico que sustentó su necesidad.

Por tanto, no resulta técnicamente procedente equiparar los rezagos de ejecución con fallas de planeación ni atribuir a esta función responsabilidades correspondientes a otras etapas o actores, sin una evaluación específica que establezca las causas y su relación con las actuaciones de cada responsable.

Asimismo, la incorporación de gas importado no constituye, por sí misma, evidencia de una falla de planeación. Las importaciones forman parte de las alternativas evaluadas para complementar la producción nacional y aportar respaldo ante mayores requerimientos de demanda o indisponibilidades de fuentes e infraestructura.

Su pertinencia se analiza en función de su contribución a la suficiencia y confiabilidad del abastecimiento, sus costos y las posibilidades efectivas de entrega a los centros de consumo.

La responsabilidad técnica de la UPME comprende la consistencia metodológica, la trazabilidad y revisión de los insumos, la actualización de los análisis y la comunicación oportuna de necesidades y riesgos, además de las demás actuaciones legalmente asignadas. La calidad de la información suministrada por los agentes es indispensable y exige examinar su coherencia y explicitar las incertidumbres.

En consecuencia, la evaluación de la gestión de la Entidad debe referirse al cumplimiento de estas funciones, distinguiéndolas de los resultados de ejecución y operación que dependen de decisiones y obligaciones de otros participantes del sector.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 56 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

"76. ¿Qué medidas correctivas se están adoptando?"

En el ámbito de sus funciones, la UPME adelanta actuaciones de actualización de la planeación, evaluación de infraestructura y seguimiento técnico orientadas a reducir los riesgos de insuficiencia y restricciones de entrega. Estas actuaciones responden a las necesidades identificadas en los estudios y a la evolución de las condiciones del sector; su presentación no presupone la existencia de errores previamente determinados.

Actualización de los insumos y de los análisis de abastecimiento

Se revisan las trayectorias de oferta y demanda y las condiciones de incorporación de nueva infraestructura, con el propósito de reconocer oportunamente cambios en los requerimientos del sistema.

El complemento del ETPAGN constituye un antecedente de este proceso. La actualización de las declaraciones de producción, los recursos y reservas y las proyecciones de demanda debe traducirse en balances comparables, conservando el corte y los supuestos de cada ejercicio.

Evaluación técnica de proyectos y articulación de las expansiones

La Resolución UPME 680 de 2025 establece el procedimiento de evaluación técnica de las propuestas de transportadores incumbentes para proyectos adoptados en el PAGN. Esta evaluación verifica la correspondencia de la solución con las condiciones requeridas y sirve de insumo para las actuaciones posteriores de las autoridades competentes. Su resultado no equivale a la entrada en operación ni a la disponibilidad comercial del suministro.

Las necesidades identificadas comprenden conexiones entre las fuentes del norte y la demanda del interior, refuerzos de los corredores del suroccidente y ampliaciones hacia mercados regionales. La relación entre estas obras exige considerar de manera conjunta la fuente, el punto de inyección, los gasoductos y las condiciones de entrega: la entrada de una terminal puede tener un alcance limitado si persiste una restricción de transporte.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 57 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

Seguimiento a infraestructura de transporte

De acuerdo con los antecedentes consignados en la comunicación enviada a Julio, la bidireccionalidad Barrancabermeja–Ballena fue reportada en operación en el segundo semestre de 2024. A corte de julio de 2026, la interconexión de los sistemas Barranquilla–Ballena y Ballena–Barrancabermeja registraba un avance del 69 %, mientras que la bidireccionalidad Barranquilla–Ballena registraba un 76 %, con fechas previstas de operación en julio y agosto de 2027, respectivamente. Estos datos corresponden al corte de seguimiento informado y no a una medición nueva de avance.

El seguimiento permite identificar hitos pendientes y valorar el efecto de cambios de cronograma sobre las alternativas de abastecimiento. La construcción y la puesta en servicio corresponden a los agentes ejecutores, con arreglo a las obligaciones y controles aplicables; el análisis de la UPME contribuye a anticipar sus efectos sobre la planeación del sistema.

Seguimiento a alternativas de importación y regasificación

En el marco de la CACSSE se realiza seguimiento a iniciativas como PIO en Buenaventura y Buga, Puerto Bahía en Cartagena, Caribe LNG y la ampliación de SPEC. El objeto es conocer su desarrollo y evaluar las condiciones necesarias para que el aporte potencial se traduzca en suministro utilizable: disponibilidad de GNL, logística, permisos, pruebas, conexión y capacidad de transporte. Este seguimiento debe mantener diferenciadas las capacidades anunciadas, las cantidades declaradas y las obligaciones contractuales.

Las iniciativas privadas de corto plazo deben distinguirse de las infraestructuras del Pacífico y La Guajira adoptadas en el PAGN. Aunque todas pueden contribuir al abastecimiento, no tienen necesariamente el mismo alcance, configuración o mecanismo de desarrollo. En particular, el avance de una solución privada en Buenaventura no acredita la ejecución del proyecto de importación del Pacífico previsto en el plan.

Coordinación entre los sistemas de gas y electricidad



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 58 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

La coordinación técnica permite contrastar los requerimientos de generación térmica con la disponibilidad de combustibles y las restricciones de transporte. La UPME aporta escenarios y análisis para identificar periodos de mayor exigencia y apoyar las decisiones de las entidades y agentes responsables. Las posibilidades de sustitución por otros combustibles deben verificarse según la capacidad técnica de cada instalación y la disponibilidad de suministro y logística; no se presumen universales.

La efectividad de estas actuaciones depende de que los hitos técnicos, regulatorios, comerciales y constructivos se cumplan de manera coordinada. Por ello, la evaluación debe distinguir entre una recomendación formulada, una actuación administrativa adelantada, una obra en ejecución y una capacidad efectivamente habilitada para atender la demanda.

"87. ¿Qué ocurriría si se presenta una interrupción internacional en el suministro de GNL?"

Una interrupción en el suministro internacional de Gas Natural Licuado (GNL) afectaría la suficiencia del sistema en la medida en que la duración del evento supere los inventarios operativos almacenados en las terminales y la capacidad de respuesta de las fuentes nacionales continentales. El impacto real sobre la demanda no es homogéneo; depende directamente del volumen afectado, la autonomía de las instalaciones de importación, los compromisos contractuales de firmeza y la capacidad de redistribución del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

Ante un evento de esta naturaleza, la mitigación inicial comprende la reorientación de cargamentos marítimos desde otros orígenes, la utilización de las reservas operativas de almacenamiento en las plantas de regasificación, la maximización temporal de la producción nacional utilizable y la optimización de flujos de transporte mediante esquemas de bidireccionalidad en la red troncal.

No obstante, en situaciones extremas o donde la interrupción coincida con periodos de alta exigencia térmica, como la ocurrencia del Fenómeno de El Niño, la presión sobre la molécula de gas natural exige la activación de mecanismos de respuesta multisectorial contemplados expresamente en el marco normativo e institucional del país. Bajo este escenario de contingencia, se activan instrumentos clave como el Mecanismo para el Sosténimiento de la Confiabilidad y del



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 59 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Abastecimiento expedido por la CREG (como la Resolución CREG 101 127 de 2026), así como los lineamientos del Ministerio de Minas y Energía dictados a través del Comité de Análisis y Coordinación para la Seguridad del Suministro Energético (CACSE) (Decreto 1073 de 2015).

Asimismo, ante la escasez crítica del energético, la autoridad sectorial puede aplicar los protocolos del Estatuto de Racionamiento de Gas Natural para administrar las restricciones y garantizar la atención prioritaria de la demanda esencial.

En el marco de estos instrumentos de contingencia, el respaldo del sistema energético se fundamenta en la sustitución técnica por combustibles alternativos. Para el sector termoeléctrico, las plantas con capacidad dual pueden sustituir el gas natural por combustibles líquidos (como ACPM o Fuel Oil), asegurando la generación y protegiendo los niveles de los embalses del Sistema Interconectado Nacional. De igual forma, en segmentos industriales y de demanda no esencial, la sustitución hacia Combustibles Líquidos o Gas Licuado de Petróleo (GLP) permite liberar volúmenes de molécula de gas natural y capacidad de transporte para blindar la atención de la demanda esencial (residencial, comercial y GNV).

En síntesis, la UPME evalúa de forma permanente estos escenarios de estrés en la planeación y aporta los análisis de suficiencia al CACSE. En caso de que se sobrepasen las capacidades de sustitución por combustibles alternativos y los inventarios, la declaración de emergencias operativas, la priorización de asignaciones y la aplicación de los protocolos de administración de restricciones corresponden al Ministerio de Minas y Energía, la CREG y las autoridades competentes.

"88.Cuál es la capacidad nacional de almacenamiento estratégico"

Desde la perspectiva regulatoria y técnica del sector, es necesario distinguir entre la capacidad de almacenamiento operativo de las terminales de regasificación e infraestructura existente y el concepto formal de almacenamiento estratégico nacional.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 60 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

En la actualidad, la regulación colombiana no contempla un marco de almacenamiento estratégico para gas natural (entendido como reservas de seguridad del Estado destinadas exclusivamente a atender emergencias extremas). El desarrollo, regulación y remuneración de un esquema de inventarios estratégicos de gas natural es un aspecto que aún debe ser formulado y reglamentado dentro del marco normativo y técnico del país por parte del Ministerio de Minas y Energía y la CREG.

A nivel de infraestructura de importación existente, la única capacidad de almacenamiento de GNL operativa en el país corresponde a la terminal de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG) en Cartagena, la cual cuenta con una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) con capacidad nominal de almacenamiento de 170.000 m³ de GNL (equivalentes a aproximadamente 3.500 MPCD o 3,5 GPC de gas en estado gaseoso). No obstante, esta capacidad es de naturaleza operativa y comercial, utilizada por los agentes del mercado para la logística de recepción de metaneros, enfriamiento y respaldo de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) del sector termoeléctrico y contratos del mercado mayorista.

Por su parte, la planeación de la UPME contenida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) contempla requerimientos de capacidad de almacenamiento proyectados para las nuevas infraestructuras de importación, tales como 170.000 m³ de GNL para la infraestructura del Pacífico (Buenaventura) y 120.000 m³ de GNL para el proyecto de La Guajira. Estas cifras corresponden a especificaciones técnicas de proyectos en fase de planeación y no a existencias o inventarios físicamente disponibles hoy en el mercado.

Finalmente, resulta técnicamente improcedente trasladar o contabilizar las capacidades de almacenamiento de otros energéticos, como el Gas Licuado de Petróleo (GLP) o los combustibles líquidos, como si fuesen reservas de gas natural. Si bien estos energéticos sirven como respaldo por sustitución técnica en plantas duales o procesos industriales, no constituyen almacenamiento directo de gas natural en la red del Sistema Nacional de Transporte.

“92. ¿Se han realizado simulaciones de escenarios críticos?”

Sí. La UPME ha desarrollado ejercicios de modelación del abastecimiento y de la red de transporte para identificar condiciones de insuficiencia, restricciones



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 61 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

regionales y necesidades de infraestructura. El ETPAGN y su complemento permiten analizar el comportamiento del sistema bajo distintas hipótesis de oferta y demanda, mientras que el análisis de confiabilidad incorpora la indisponibilidad de elementos de la red. El alcance de cada ejercicio debe conservarse al interpretar sus resultados.

Como ya se ha explicado a lo largo del documento, el ETPAGN desarrolla tres escenarios de oferta y tres de demanda. El contraste volumétrico considera trayectorias con diferentes niveles de incorporación de recursos nacionales y capacidad de importación. La demanda media sirve de referencia para los resultados que se presentan a continuación; por tanto, estos no constituyen predicciones incondicionales ni incorporan automáticamente la totalidad de contingencias posibles.

Escenario frente a demanda media	Resultado consignado en la respuesta institucional
Oferta 1	Necesidad adicional del orden de 200 GBTUD hacia finales de 2026, durante un periodo no inferior a tres meses; posteriormente, déficit creciente a partir del primer trimestre de 2029.
Oferta 2	Necesidad adicional del orden de 100 GBTUD hacia 2030, por aproximadamente tres meses; desde inicios de 2032 se identifica un déficit creciente.
Oferta 3	No se identifica déficit volumétrico agregado en el horizonte evaluado bajo sus supuestos de incorporación de recursos y capacidad importada. Persisten consideraciones de transporte y confiabilidad.

El ETPAGN distingue el balance volumétrico de la simulación de transporte. Esta última utiliza las Ofertas 1 y 2 y la Demanda 2, e incorpora un escenario de recomendaciones de infraestructura. El complemento precisa que los recursos costa afuera no se incluyen en la simulación de transporte; por ello no debe afirmarse que todas las combinaciones de oferta y demanda fueron simuladas sobre la red.

La sección 7.6 del ETPAGN calcula el valor esperado de la demanda no abastecida, a partir de indisponibilidades de fuentes y tramos. El ejercicio considera estados sin fallas y con falla de un elemento, bajo sus hipótesis de independencia, y distingue la demanda no atendida aun sin fallas de aquella asociada a la falla de una fuente o tramo.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 62 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Este análisis acredita una evaluación de contingencias de infraestructura, pero no equivale a una simulación de todas las fallas simultáneas posibles ni a una probabilidad general de desabastecimiento del país. Tampoco demuestra por sí solo la realización de un simulacro operativo nacional o de un ejercicio específico de interrupción total del mercado internacional de GNL.

Los resultados permiten identificar dónde se requiere nueva oferta, qué corredores limitan la entrega y cómo las alternativas de infraestructura pueden reducir esas restricciones. La lectura regional es esencial: un balance agregado suficiente puede coexistir con dificultades en el interior si las fuentes disponibles no cuentan con capacidad de transporte hacia la demanda. Este aspecto se desarrolla en la respuesta 10 del documento institucional.

La comparación de escenarios también orienta el seguimiento de los proyectos. Si una fuente o una obra cambia su fecha de entrada, debe revisarse su contribución durante los periodos de mayor requerimiento. Del mismo modo, una oferta potencial no debe tratarse como suministro firme hasta verificar las condiciones que permiten su utilización. La modelación aporta evidencia para estas decisiones, sin sustituir la operación del sistema ni las competencias para adoptar medidas de contingencia.

En los términos expuestos, la UPME presenta el aporte técnico correspondiente a las preguntas consultadas y reitera su disposición para suministrar los estudios y antecedentes que permitan verificar los supuestos, resultados y recomendaciones de la planeación del abastecimiento de gas natural.

“98. ¿Quién responderá políticamente si las proyecciones de abastecimiento resultan erradas?”

Las proyecciones elaboradas por la UPME corresponden a ejercicios de modelación prospectiva condicionados al rigor de la información disponible y a supuestos explícitos definidos para el conocimiento público en cada estudio técnico de referencia.

La comparación permanente entre lo proyectado y el comportamiento real del mercado es una práctica técnica estándar que permite evaluar la sensibilidad del modelo, identificar desviaciones en las variables explicativas (como la velocidad de



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 63 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

declinación de campos o la demanda efectiva) y actualizar oportunamente las recomendaciones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Es precisamente por la naturaleza cambiante del entorno energético que resulta fundamental el ejercicio permanente y dinámico de actualización de los planes de abastecimiento.

No obstante, la efectividad de este proceso de planeación indicativa depende del compromiso ético y la corresponsabilidad de todos los actores de la cadena de valor: los análisis de la UPME solo son precisos y oportunos si los productores, comercializadores, transportadores y promotores entregan información veraz, transparente y actualizada sobre sus reservas, declaraciones de producción, cronogramas de obras y capacidades disponibles. El sistema de planeación energética funciona como un engranaje donde la responsabilidad técnica es compartida entre el planificador y los agentes del mercado que proveen los insumos primarios.

En el marco de sus atribuciones legales, la responsabilidad misional de la UPME se circunscribe a garantizar la calidad, objetividad, trazabilidad metodológica y fundamentación científica de sus estudios, así como a alertar de manera oportuna al país sobre los riesgos y necesidades de infraestructura.

Debe distinguirse con claridad la labor prospectiva de la Unidad frente a las decisiones operativas, normativas y de inversión que corresponden a otras instancias: la formulación de política pública es competencia del Ministerio de Minas y Energía; la regulación y señales tarifarias corresponden a la CREG; y la ejecución de obras, contratación de molécula y obtención de permisos ambientales o portuarios corresponden a los agentes públicos y privados desarrolladores de los proyectos.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 64 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

En lo relacionado a las preguntas No. 1, 2, 3, 4, 5 11, 12, 13, 14 y 15.

Se informa que estas no corresponden al ámbito de competencia de la UPME, por las razones que se exponen a continuación:

"A. Seguridad Energética y Balance Oferta-Demanda

Situación actual de reservas y producción

1. *¿Cuál es el volumen actualizado de reservas probadas, probables y posibles de gas natural en Colombia?*
2. *¿Cuál ha sido la evolución de estas reservas durante los últimos diez años?*
3. *¿Cuál es la relación reservas-producción vigente y cuáles son las proyecciones para los próximos cinco y diez años?*
4. *¿Qué campos concentran actualmente la mayor producción nacional de gas?*
5. *¿Cuál es la capacidad efectiva de producción nacional de gas hoy?*

Exploración y producción

11. *¿Cuántos contratos de exploración y producción de gas se encuentran actualmente vigentes?*
12. *¿Cuáles son los principales proyectos exploratorios con potencial gasífero?*
13. *¿Cuál es el cronograma previsto para la entrada en operación de nuevas fuentes nacionales?*
14. *¿Qué impacto tendrá la política gubernamental de transición energética sobre las inversiones en exploración de gas?*
15. *¿Cuánto se ha reducido o incrementado la inversión exploratoria en gas desde 2022?"*

Revisado el contenido de los interrogantes anteriormente transcritos, se observa que estos comprenden solicitudes de información relacionadas con reservas y producción de gas natural, contratos de exploración y producción, proyectos exploratorios, potencial gasífero e inversión en actividades de exploración, materias respecto de las cuales la Agencia Nacional de Hidrocarburos ejerce funciones de administración, seguimiento, evaluación y gestión de información.

En consecuencia, de conformidad con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011 – Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA), se efectuó el traslado de la solicitud a la Agencia Nacional de hidrocarburos a través del radicado UPME 202601700303201 del 28 de



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 65 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

septiembre de 2026, con el fin de que dicha entidad atienda los interrogantes transcritos en el ámbito de sus competencias.

En lo relacionado a las preguntas No. 66, 67, 68, 69, 70 y 71.

Se informa que estas no corresponden al ámbito de competencia de la UPME, por las razones que se exponen a continuación:

"F. Impacto sobre la Inflación y la Economía Inflación

66. *¿Cuál es la estimación oficial del impacto del aumento de tarifas de gas sobre el IPC?*

67. *¿Cuántos puntos porcentuales podría agregar a la inflación anual?*

68. *¿Qué análisis ha realizado el Banco de la República al respecto?*

69. *¿Qué efectos indirectos se esperan sobre alimentos, transporte y manufactura?*

Competitividad

70. *¿Cómo afectará el aumento del costo del gas la competitividad frente a otros países de América Latina?*

71. *¿Qué sectores exportadores podrían verse afectados?*

Revisado el contenido de los interrogantes anteriormente transcritos, se observa que estos se encuentran relacionados con el análisis de los efectos que las variaciones en las tarifas y en los costos del gas pueden generar sobre la inflación, el nivel general de precios y otras variables de carácter macroeconómico, asuntos respecto de los cuales el Banco de la República desarrolla análisis y seguimiento en cumplimiento de las funciones que le han sido constitucional y legalmente atribuidas.

En consecuencia, de conformidad con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011 – Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA), se efectuó el traslado de la solicitud al Banco de la República a través del radicado UPME 202601700303161 del 28 de septiembre de 2026, con el fin de que dicha entidad atienda los interrogantes transcritos en el ámbito de sus competencias.



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 66 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

En lo relacionado a las preguntas No. 25, 30, 42, 43, 44, 49, 50, 51, 52, 55, 56, 57, 58, 59 y 93.

Se informa que estas no corresponden al ámbito de competencia de la UPME, por las razones que se exponen a continuación:

"B.- Importaciones de Gas Natural y Gas Natural Licuado (GNL)

Costos de importación

25. *¿Cuál es la estructura completa de costos de una molécula de gas importado?*

30. *¿Qué efecto tendrá esta diferencia sobre las tarifas reguladas y no reguladas?*

C. Regasificadoras Existentes y Proyectos en Construcción

Planeación

42. *¿Cuál será el costo total que asumirán los usuarios para financiar estas infraestructuras?*

43. *¿Qué mecanismos tarifarios permitirán recuperar estas inversiones?*

44. *¿Se trasladarán estos costos directamente a los usuarios finales?*

D. Transporte por Gasoductos

Costos regulados

49. *¿Cuál ha sido la evolución del cargo por transporte durante los últimos cinco años?*

50. *¿Qué porcentaje de la tarifa final corresponde al transporte?*

51. *¿Qué incrementos tarifarios se esperan por las nuevas inversiones?*

52. *¿Cómo afectarán dichos incrementos a usuarios residenciales, comerciales e industriales?*

Confiabilidad

55. *¿Existen planes de modernización de la red troncal? Trasladar a CREG*

E. Impacto Tarifario sobre los Usuarios

Hogares

56. *¿Cuál es el aumento esperado en las tarifas del gas domiciliario como consecuencia de mayores importaciones?*

57. *¿Cuál será el efecto sobre los estratos 1, 2 y 3?*

58. *¿Cuántos hogares podrían verse afectados?*

59. *¿Cuál sería el incremento promedio mensual en la factura residencial?*



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 67 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

I. Riesgos para la Seguridad Energética

93. ¿Cuánto pagará un hogar promedio adicionalmente durante los próximos cinco años?

Revisado el contenido de los interrogantes anteriormente transcritos, se observa que estos se encuentran relacionados con aspectos asociados a la regulación económica de los servicios públicos de gas combustible, particularmente en materia tarifaria, costos regulados, transporte e infraestructura, asuntos respecto de los cuales la CREG ejerce las funciones que le han sido legalmente asignadas.

En consecuencia, de conformidad con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011 – Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA), se efectuó el traslado de la solicitud a la COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG) a través del radicado UPME 202601700303381 del 29 de septiembre de 2026, con el fin de que dicha entidad atienda los interrogantes transcritos en el ámbito de sus competencias.

En lo relacionado a las preguntas No. 16, 17, 19, 20, 21, 28, 29 y 45.

Se informa que estas no corresponden al ámbito de competencia de la UPME, por las razones que se exponen a continuación:

"B.- Importaciones de Gas Natural y Gas Natural Licuado (GNL)

Dependencia de importaciones

16. ¿Cuánto gas está importando actualmente Colombia?

17. ¿Qué porcentaje de la demanda nacional depende hoy de importaciones?

19. ¿Desde qué países se está importando actualmente el GNL?

20. ¿Cuáles son los contratos vigentes para importación de gas?

21. ¿Cuál es el precio promedio del gas importado frente al costo del gas producido en Colombia?

Costos de importación

28. ¿Cuál es el costo final puesto en el Sistema Nacional de Transporte

29. ¿Cuál es la diferencia entre el costo del gas nacional y el importado?



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 68 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

D. Transporte por Gasoductos

Estado del sistema

45. ¿Cuál es la capacidad efectiva actual del Sistema Nacional de Transporte de gas?

Revisado el contenido de los interrogantes anteriormente transcritos, se observa que estos comprenden solicitudes relacionadas con información transaccional y operativa del mercado mayorista de gas natural, cantidades provenientes de fuentes externas, contratos de suministro, precios y contratación de capacidad de transporte, respecto de las cuales el Gestor del Mercado desarrolla actividades de recopilación, verificación, registro, publicación y conservación de información, de conformidad con la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-.

En consecuencia, se efectuó el presente traslado parcial para que el Gestor del Mercado a través del radicado UPME 202601700303191 del 28 de septiembre de 2026 se pronuncie en el ámbito de los servicios a su cargo y con fundamento en la información que recopila y administra, sobre los requerimientos anteriormente señalados.

En lo relacionado a las preguntas No. 70 y 71.

Se informa que estas no corresponden al ámbito de competencia de la UPME, por las razones que se exponen a continuación:

"F. Impacto sobre la Inflación y la Economía Competitividad

70. ¿Cómo afectará el aumento del costo del gas la competitividad frente a otros países de América Latina?

71. ¿Qué sectores exportadores podrían verse afectados?

Revisado el contenido de los interrogantes anteriormente transcritos, se observa que estos se encuentran relacionados con los posibles efectos del incremento en los costos del gas sobre la competitividad de la economía colombiana y el desempeño de los sectores exportadores, asuntos vinculados con las funciones de formulación, adopción, dirección y coordinación de las políticas en materia de



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 69 de 73



Radicado No.: 202601000315311

Fecha: 2026-10-07

desarrollo empresarial, productividad, competitividad y comercio exterior a cargo del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.

En consecuencia, de conformidad con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011 – Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA), se efectuó el traslado de la solicitud al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo a través del radicado UPME 202601700303171 del 28 de septiembre de 2026, con el fin de que dicho Ministerio atienda los interrogantes transcritos en el ámbito de sus competencias.

En lo relacionado a las preguntas No. 60, 72, 73, 75, 90, 91, 94, 95, 96, 97, 98 y 99.

Se informa que estas no corresponden al ámbito de competencia de la UPME, por las razones que se exponen a continuación:

"E. Impacto Tarifario sobre los Usuarios Hogares

60. *¿Qué medidas contempla el Gobierno para proteger a los usuarios más vulnerables?*

F. Impacto sobre la Inflación y la Economía Competitividad

72. *¿Se contempla algún mecanismo temporal de alivio para la industria nacional?*

G. Regulación y Política Pública Planeación del sector

73. *¿Por qué Colombia pasó de proyectar autosuficiencia gasífera a depender crecientemente de importaciones?*

75. *¿Qué responsabilidades institucionales se identifican?*

I. Riesgos para la Seguridad Energética

90. *¿Existen protocolos de racionamiento?*

91. *¿Qué sectores tendrían prioridad de suministro en caso de emergencia?*

94. *¿Qué compromisos concretos asume el Gobierno para evitar incrementos desproporcionados en las tarifas?*

95. *¿Cuál es la hoja de ruta para recuperar la autosuficiencia gasífera del país?*



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 70 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

96. *¿Qué metas verificables existen para reducir la dependencia de importaciones?*
97. *¿Qué mecanismos de seguimiento y rendición de cuentas serán implementados?*
98. *¿Quién responderá políticamente si las proyecciones de abastecimiento resultan erradas?*
99. *¿Puede el Gobierno garantizar hoy que los colombianos no enfrentarán riesgos de desabastecimiento ni incrementos tarifarios incompatibles con su capacidad de pago?"*

Revisado el contenido de los interrogantes anteriormente transcritos, se observa que estos se refieren a la definición y adopción de medidas de política pública, mecanismos de protección y alivio para los usuarios y la industria, protocolos y prioridades de suministro ante situaciones de emergencia, compromisos y metas gubernamentales, así como aspectos asociados a la responsabilidad política frente a las decisiones adoptadas en materia de abastecimiento de gas natural.

En consecuencia, respecto de los asuntos que corresponden a la definición, orientación y adopción de la política pública sectorial por parte del Gobierno Nacional, se efectuó el traslado de la solicitud al Ministerio de Minas y Energía a través del radicado UPME 202601700303391 del 29 de septiembre de 2026, de conformidad con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011 – Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA), con el fin de que dicho Ministerio atienda los interrogantes transcritos en el ámbito de sus competencias.

En lo relacionado a las preguntas No. 31, 32, 33 y 89.

Se informa que estas no corresponden al ámbito de competencia de la UPME, por las razones que se exponen a continuación:

"C. Regasificadoras Existentes y Proyectos en Construcción Infraestructura actual

31. *¿Cuál es la capacidad actual de regasificación disponible en Colombia?*
32. *¿Cuál es la utilización promedio de dicha infraestructura*



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 71 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

33. *¿Cuál ha sido el nivel de uso durante fenómenos de El Niño y períodos de alta demanda?*

I. Riesgos para la Seguridad Energética

89. *¿Cuántos días de respaldo tiene actualmente Colombia?*

Revisado el contenido de los interrogantes anteriormente transcritos, se observa que estos se encuentran relacionados con la capacidad, utilización y operación de la infraestructura de regasificación operada por la Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. –SPEC LNG–, por lo que la información de carácter técnico y operativo de que dispone esa sociedad resulta necesaria para atender los requerimientos formulados.

En consecuencia, se efectuó el traslado de la solicitud a SPEC LNG a través del radicado UPME 202601700303371 del 29 de septiembre de 2026, con el fin de que dicha entidad atienda los interrogantes transcritos en el ámbito de las actividades desarrolladas.

En lo relacionado a las preguntas No. 19, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 56, 57, 58, 59 y 93.

Se informa que estas no corresponden al ámbito de competencia de la UPME, por las razones que se exponen a continuación:

"B.- Importaciones de Gas Natural y Gas Natural Licuado (GNL) Dependencia de importaciones

19. *¿Desde qué países se está importando actualmente el GNL?*

Costos de importación

25. *¿Cuál es la estructura completa de costos de una molécula de gas importado?*

26. *¿Qué porcentaje corresponde al precio internacional del gas?*

27. *¿Qué porcentaje corresponde a licuefacción, transporte marítimo, seguros y regasificación?*

28. *¿Cuál es el costo final puesto en el Sistema Nacional de Transporte?*

29. *¿Cuál es la diferencia entre el costo del gas nacional y el importado?*



Unidad de Planeación Minero Energética

FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 72 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

30. *¿Qué efecto tendrá esta diferencia sobre las tarifas reguladas y no reguladas?*

E. Impacto Tarifario sobre los Usuarios

Hogares

56. *¿Cuál es el aumento esperado en las tarifas del gas domiciliario como consecuencia de mayores importaciones?*

57. *¿Cuál será el efecto sobre los estratos 1, 2 y 3?*

58. *¿Cuántos hogares podrían verse afectados?*

59. *¿Cuál sería el incremento promedio mensual en la factura residencial?*

I. Riesgos para la Seguridad Energética

93. *¿Cuánto pagará un hogar promedio adicionalmente durante los próximos cinco años?*

Revisado el contenido de los interrogantes anteriormente señalados, se observa que algunos de ellos se encuentran relacionados con el comportamiento de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible, su aplicación por parte de los prestadores, la información tarifaria y de facturación reportada por estos y sus efectos sobre los usuarios, materias respecto de las cuales la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ejerce funciones de inspección, vigilancia y control y administra información sectorial a través del Sistema Único de Información(SUI).

En consecuencia, conforme a lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011 – Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA), se efectuó el presente traslado parcial a través del radicado UPME 202601700303181 del 28 de septiembre de 2026 para que esa Superintendencia se pronuncie, en el ámbito de sus competencias y con fundamento en la información de que disponga, sobre los requerimientos anteriormente señalados.

Con lo anterior, la UPME da respuesta al cuestionario de la referencia, en el marco de sus competencias, reiterando su disposición para suministrar la información que resulte necesaria y su compromiso con la debida atención del debate de control político.



Unidad de Planeación Minero Energética



FOR-GDR-004 V1 8/01/2026

Página 73 de 73



Radicado No.: **202601000315311**

Fecha: 2026-10-07

Atentamente,

2026/10/07 03:18:2

UPME

Rafael Enrique Fragozo Diaz
Director General
Dirección General

Elaboró: Julio Cesar Chaparro Rodriguez

Revisó: ELIANA RODRIGUEZ PARDO, DANNY KATHERINE SIERRA, KAROL ENRIQUE CIFUENTES THORRENS, ARIEL ALFONSO ACEVEDO ACEVEDO, RAFAEL ENRIQUE FRAGOZO DIAZ, JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS, LINA MARCELA GOMEZ AVILA

Aprobó: RAFAEL ENRIQUE FRAGOZO DIAZ