

Los problemas de aplicar rebaja de COP 500 en la gasolina

Las estaciones de servicio advirtieron dificultades para aplicar de forma inmediata la reducción de COP 500 por galón en el precio de la gasolina anunciada por el Gobierno. Según el gremio Somos Uno, que agrupa a Comce y Fendipetróleo, la medida presiona los márgenes de las estaciones, porque el combustible se compra a precio

fijo y con antelación, lo que obliga a agotar inventarios antes de adquirir producto más barato. De acuerdo con el gremio, bajar el precio sin haber vendido el combustible comprado previamente generaría pérdidas directas y riesgos financieros para estaciones pequeñas y medianas. “Una estación no puede vender hoy un

combustible que compró ayer como si lo hubiera comprado hoy”, explicó el gremio.

Aunque Somos Uno no cuestiona la reducción del precio, lanzó críticas a sus tiempos de implementación, y pidió coordinación institucional para evitar confusión al consumidor y riesgos de sanciones.

» La reducción en el precio de la gasolina se enmarca en el ajuste del déficit del FEPC, que se ha reducido de forma significativa en los últimos años.

Negocios

Nuevas ideas

Colombia está ampliando su capacidad de importar gas, pero se necesitan reglas claras

Sobre la mesa hay varios proyectos que ayudarán a atender el déficit de gas local, pero expertos advierten que se necesita una regulación clara para evitar que en el futuro parte de esa infraestructura quede subutilizada.

REDACCIÓN ECONOMÍA

El gas que se produce en Colombia ya no es suficiente para atender la demanda, y la necesidad de importar seguirá aumentando.

Este lunes se conoció la firma de un contrato entre Ecopetrol y Frontera Energy para servicios de regasificación. La petrolera estatal dijo que el negocio permitirá asegurar el suministro de gas natural a partir del tercer trimestre de este año. “Esta solución se desarrollará a través de la infraestructura existente de la sociedad portuaria Puerto Bahía, ubicada en Cartagena y de propiedad de Frontera Energy, que ofrecería la alternativa más rápida y eficiente disponible para la importación de volúmenes adicionales de gas natural”, señaló la empresa.

Con el proyecto ingresarían 126 millones de pies cúbicos de gas por día en 2026 y, más adelante, se hará una expansión para alcanzar los 370 millones de pies cúbicos diarios en 2028. Este proyecto se suma a otros que en los últimos meses han anunciado las empresas. En este momento es vital aumentar la capacidad, pero para que sea viable a largo plazo, como advirtió un análisis de la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco) y del Centro Regional de Estudios de Energía (CREE), se necesita regulación.

La situación del gas en el país

Colombia importa gas desde 2016 para respaldar a las plantas térmicas (con las que se genera energía), pero desde diciembre de 2024 también ha sido necesario importar para atender la demanda de hogares, comercios y vehículos.

En este momento la única opción para importar es SPEC GNL, ubicada en Cartagena. La regasificadora tiene una capacidad de 475 millones de pies cúbicos diarios: 400 millones se usan para respaldar las plantas térmicas y otros 75 millones se destinan a atender la demanda.

Sí bien la capacidad extra de SPEC ha sido suficiente hasta ahora, la necesidad de gas importado sigue aumentando. En diciembre, la Aso-



En este momento la única opción que tiene Colombia para importar es SPEC LNG. / SPEC

cación Colombiana de Gas Natural (Naturgás) aseguró que para 2026 el déficit de gas nacional en firme (cuyo suministro está asegurado) es del 26 %.

El último informe de la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC), gestor del mercado del gas natural, indica que para 2026 el faltante promedio de gas está entre el 6 y 16 % de la demanda. Esas cifras ya están considerando el gas importado que estaba disponible con corte a diciembre.

El problema es estructural, como destacó Tomás González, director del CREE: Colombia pasó de tener 13,6 años de reservas en 2010 a 5,9 años de reservas en 2024, una baja del 57 %.

Luz Estela Murgas, presidenta de Naturgás, explicó que la demanda

de 2026 se cubrirá con gas nacional y con gas importado en firme, pero que en esta coyuntura también será necesario usar gas nacional sujeto a interrupciones, porque proviene de campos que están en fase de pruebas y no en producción. En palabras de Murgas, esto significa que “no tenemos margen de maniobra para reaccionar a contingencias”.

Colombia seguirá dependiendo del gas del exterior al menos hasta que entre al mercado el gas del pozo Sirius, un proyecto costa afuera de Ecopetrol y Petrobrás que promete aumentar las reservas de este hidrocarburo en un 200 %.

Claramente, el gas local es más barato que el importado. Además del costo de la molécula, el precio del gas importado aumenta por la logística. Para traer este hidrocarburo

desde fuentes como Estados Unidos o Trinidad y Tobago es necesario comprimirlo para convertirlo en gas natural licuado (GNL) y transportarlo en buques especializados. Luego se regasifica para inyectarlo a la red nacional.

Los contratos de gas se vencen el 30 de noviembre; por lo tanto, el año gas comienza el 1º de diciembre.

Las empresas que tuvieron que firmar nuevos contratos a finales de 2025, según Murgas, encontraron precios más elevados en el mercado. Tanto así, que el gas vehicular subió en varias partes del país. En el sector residencial, para este año, según Naturgás, los incrementos están alrededor del Índice de Precios al Consumidor, lo que es normal en un servicio público, a excepción del Eje Cafetero y Antioquia,

donde se verán alzas entre el 20 y 25 % en febrero.

La situación más crítica la ha sentido la industria, que además de enfrentar mayores precios, según explicó Naturgás, ha tenido que cubrir más del 40 % de su demanda con contratos de gas no en firme, es decir, con suministro sujeto a interrupciones.

El informe “Un balance de gas centrado en el usuario”, que presentaron el CREE y Andesco la semana pasada, consideró 12.000 posibles escenarios en tres circunstancias de demanda de las plantas térmicas: uno promedio, en el que llueve mucho, y uno en el que llueve poco.

En un escenario en el que llueve mucho y la demanda térmica es mínima, este año habría déficit en el 34 % de los casos. Si la demanda

Exviceministra Karen Schutt será comisionada de la CREG

El Ministerio de Minas y Energía confirmó el nombramiento de Karen Schutt como nueva experta comisionada de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Schutt venía desempeñándose como viceministra de Energía desde julio de 2025 y ocupará la vacante que dejó Orlando Velandia, quien era parte de la

Comisión como comisionada encargada. La designación se da tras la renuncia de Velandia a la presidencia de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), una salida que volvió a afectar la conformación de la CREG. Por ley, el organismo regulador debe contar con seis expertos comisionados para poder sesionar y adoptar decisiones

en los mercados de energía eléctrica y gas combustible. Actualmente, la CREG está integrada por Antonio Jiménez, quien ejerce como director; Fanny Guerrero y William Abel Mercado, comisionados en propiedad; además de Álvarez y Jiménez. La llegada de Schutt se suma a los recientes cambios en la conformación del organismo.

Por ley, la CREG debe contar con seis expertos comisionados para poder sesionar y adoptar decisiones regulatorias.

térmica es promedio, habría déficit en el 39,1 % de los casos. Pero si llueve poco y la demanda térmica es máxima, habría déficit en el 53,1 % de los casos. En 2027 el panorama es más crítico.

Frente a la pregunta de cuánto gas se necesita para garantizar el abastecimiento en cualquiera de los escenarios de déficit, el informe concluye que, según esta metodología, para asegurarse en un 99 % se necesitarían casi 500 millones de pies cúbicos de capacidad por día para 2027.

Ahora bien, como destaca González, hay una buena noticia: sobre la mesa hay 14 proyectos de importación que están en estructuración o construcción.

¿Todos son sostenibles?

El primer proyecto que se puso en marcha fue la Regasificadora del Pacífico. Ecopetrol contrató servicios de recibo y almacenamiento en Buenaventura y de regasificación en Buga, con una capacidad de 60 millones de pies cúbicos por día. Este gas entrará al mercado colombiano en el segundo trimestre de 2026.

En octubre, la petrolera estatal también puso en marcha un proyecto en Coveñas (Sucre), aprovechando la infraestructura de su filial Cenit. En la primera fase se podrán incorporar 110 millones de pies cúbicos de gas por día para el primer trimestre de 2027. Para la segunda fase será necesario convertir el Oleoducto de Colombia en un gasoducto. Estas adecuaciones permitirán incorporar 400 millones de pies cúbicos de gas por día.

Inicialmente se habían planteado dos alternativas: el proyecto en Coveñas o uno en Ballenas, La Guajira. En octubre, Roa defendió que la opción en Sucre era la mejor, teniendo en cuenta los resultados de estudios técnicos adelantados por la empresa junto con expertos internacionales. Hasta ese momento parecía descartado el proyecto en Ballenas, promovido por TGI, filial del Grupo Energía Bogotá.

En noviembre, el Ministerio de Minas y Energía, en cabeza de Edwin Palma, anunció que también se adelantaría esta iniciativa liderada por TGI, en alianza con Hocol, filial de Ecopetrol. A finales de enero se firmó un acuerdo de conexión y derecho de uso de la línea de transferencia con Hocol, que per-

mitirá conectar la unidad flotante de almacenamiento y regasificación a la línea Chuchupa-Ballena. El proyecto, que entrará en operación en 2027, permitirá el ingreso de hasta 250 millones de pies cúbicos por día.

Si los 14 proyectos anunciados se materializan, según el informe de Andesco y el CREE, Colombia tendría una capacidad de importación de 2.500 millones de pies cúbicos por día, más la oferta que puede venir de los proyectos costa afuera.

Aunque es una buena noticia que haya varios proyectos andando, el informe advierte que falta un marco regulatorio claro para las terminales de importación. El vacío actual, advirtió González, trae retos en proyectos claves por la incertidumbre, la probabilidad de sobreinversión y subutilización futura de la infraestructura y la posible concentración del mercado. Dicho de otra forma: en este momento se necesita la capacidad extra, ¿pero qué pasará con esos proyectos en el mediano y largo plazo?

El informe detalla que la regulación debe acelerar la entrada de proyectos, fomentar la competencia y, especialmente, proteger a los usuarios para que no terminen pagando de más. En esa línea, la propuesta regulatoria incluye definir cuánto gas realmente se necesita y asignar de manera transparente la "capacidad regulada", que implica que un número determinado de proyectos serían parte de la capacidad del sistema y, por ende, se establecería una tarifa regulada, entre otras cosas. En un escenario en el que hay más capacidad de la necesaria, los proyectos que no sean asignados quedarían en la modalidad "merchant": es decir, las empresas asumen la inversión y el riesgo.

Julio César Vera, presidente de Xua Energy, afirma que con los proyectos anunciados habrá suficiente gas para atender el déficit creciente hasta que en 2031 entre al mercado el gas del pozo Sirius. Sin embargo, coincide en que el reto es que el Gobierno expida una regulación que determine cuáles proyectos serán priorizados en el plan de abastecimiento del país, cómo se van a remunerar y cuáles serían con inversión riesgo. "De tal forma que se pueda visualizar si cada uno de los proyectos realmente tienen viabilidad y logran sus cierres operativos y financieros", dijo.



La iniciativa contemplaba multas de hasta COP 4,7 millones por viaje. / EFE

Regulación

Gobierno retiró proyecto que frenaba aplicaciones de transporte

Tras las críticas de gremios que aseguraron que el proyecto sacaba del mercado aplicaciones como Uber y Didi, la Supertransporte informó que ajustará el proyecto de ley.

La Superintendencia de Transporte anunció que retirará el proyecto de ley conocido como régimen sancionatorio del sector transporte. La iniciativa fue radicada en el Congreso recientemente, pero generó polémica por sus posibles efectos para las aplicaciones de transporte como Uber, DiDi, Cabify, inDrive, entre otras.

Luis Gabriel Serna, jefe de la oficina jurídica de la Superintendencia de Transporte, dijo que considerando las "múltiples, sincrónicas y erradas interpretaciones de algunos artículos del proyecto de Ley 347 de 2026, recientemente radicado en el Congreso, el Gobierno Nacional decidió retirarlo para hacer algunos ajustes al articulado". Serna aseguró que con las modificaciones el texto transmitirá mayor claridad a la opinión pública y será reflejo de las mesas de negociación que se han adelantado con los gremios de carga.

Aunque el texto planteaba "modernizar" el régimen sancionatorio del sector, gremios advirtieron que terminaría

sacando del mercado los servicios prestados con vehículos particulares a través de estas plataformas. Hasta hoy han operado en una zona de ambigüedad: no existe una habilitación legal específica, pero tampoco una prohibición expresa. El proyecto declaraba ilegales estos servicios y los sometía a un esquema de sanciones.

Los gremios advirtieron que entre las medidas previstas se incluían multas de hasta COP 4,7 millones por viaje, la inmovilización de vehículos por hasta 120 días y la posibilidad de suspender o cerrar preventivamente las plataformas. Además, señalaron que el texto no creaba un camino para que los conductores de aplicaciones pudieran operar de forma legal. Por el contrario, exigía documentos y requisitos que solo existen en modalidades de transporte reguladas.

Según la lógica del proyecto, solo podrían prestar el servicio sin sanciones quienes tuvieran un vehículo inscrito en una modalidad de transporte reconocida por la ley, vinculación a

una empresa habilitada (cuando aplique), documentos de transporte vigentes exigidos para esa modalidad, cumplimiento de tarifas, controles y despachos regulados. Esas figuras solo existen para vehículos adscritos a empresas habilitadas (taxis, especial, carga, entre otros).

Alianza In cuestionó el enfoque del proyecto. Su presidente ejecutivo, José Daniel López, señaló que la iniciativa no regulaba el fenómeno de las plataformas, sino que lo prohibía. "Los conductores que trabajan honestamente con sus vehículos particulares a través de apps serían víctimas de inmovilizaciones de 60 días la primera vez, 90 días la segunda y 120 días las siguientes", advirtió en redes sociales.

Otro de los puntos más sensibles es que el proyecto facultaba a la Superintendencia de Transporte, a las alcaldías y a las áreas metropolitanas para ordenar suspensiones inmediatas de plataformas o servicios sin una decisión judicial previa, lo que abriría la puerta a cierres administrativos con impacto masivo.

El informe de la CREE y Andesco sostiene que la regulación debe acelerar la entrada de proyectos, fomentar la competencia y, especialmente, proteger a los usuarios.