Los campos maduros están perdiendo producción de gas, con la importación al tope

El promisorio pozo Sirius aún debe esperar algunos años para comenzar a bombear y áreas como Cusiana, Cupiagua, Chuchupa y activos de Canacol bajan el rendimiento.

Paula Galeano Balaguera

EL GAS natural que consumen los hogares, las industrias y las plantas eléctricas de Colombia depende cada vez menos de los campos que durante décadas abastecieron el mercado.

Y las cifras muestran la velocidad de ese cambio: mientras la producción de varios de los principales yacimientos del país continúa disminuyendo, las importaciones ganan participación y en octubre de 2026 ya representaban el 41% del suministro.

Detrás de este comportamiento está la madurez de campos como Cusiana, Cupiagua, Chuchupa y Ballena, que llevan años en operación y cuya capacidad de producción ha venido reduciéndose. A esto se suma la menor incorporación de nuevas reservas, un proceso que dificulta reemplazar el gas que dejan de entregar los yacimientos actuales.

El panorama tiene implicaciones para los consumidores y para la economía. El gas es utilizado en las cocinas de millones de hogares, en procesos industriales y en la generación de electricidad. Por eso, cuando disminuye la producción nacional, el país necesita buscar otras fuentes para atender esa demanda, entre ellas el combustible que llega del exterior.

La reducción se observa en varias de las principales zonas productoras. Según el experto Sergio Cabrales, en el Piedemonte Llanero, donde están campos como Cusiana, Cupiagua, Floreña y Pauto Sur, la oferta pasó de superar los 600 GBTUD en sus mejores niveles de 2022 y 2023 a ubicarse en 407,9 GBTUD en octubre de 2026.



Esto representa una disminución de al menos 32%. Según Cabrales, el comportamiento responde a la declinación natural de los yacimientos y a que una parte del gas debe utilizarse para mantener las condiciones de producción, mediante procesos de reinyección.

En términos sencillos, no todo el gas que se extrae puede destinarse directamente al consumo. En algunos campos se necesita devolver una parte al yacimiento para mantener la presión y facilitar la extracción de los hidrocarburos.

En el Valle Inferior del Magdalena, la situación también se refleja en los activos VIM 5, VIM 21 y Esperanza, operados por Canacol. La producción conjunta de estos campos pasó de superar los 200 GBTUD en 2020 a 47,6 GBTUD en octubre de 2026.

La reducción también alcanza a La Guajira, una región que históricamente ha sido fundamental para el suministro nacional. Los campos Ballena y Chuchupa pasaron de producir cerca de 140 GBTUD en 2020 y 2021 a 63,3 GBTUD en octubre de este año, una disminución aproximada del 55%.

Otro caso es el de Gibraltar, cuya oferta cayó de un máximo de 40 GBTUD a 24,2 GBTUD, equivalente a una reducción de 39,5%. Este campo continúa siendo importante para el abastecimiento de Santander, Norte de Santander y la refinería de Barrancabermeja. La tendencia no se limita a estos activos. De acuerdo con el analista, la producción comercializada de gas natural ha disminuido 31% desde 2021. Se trata del gas que efectivamente se ofrece al mercado, después de considerar los requerimientos propios de la operación de los campos. La caída de la producción local se refleja en las cifras de abastecimiento. Según Campetrol, gremio del sector petrolera, entre enero y agosto de 2026 el país tuvo una disponibilidad promedio de 952,8 MPCD. De ese total, 704,2 MPCD provinieron de producción nacional y 248,6 MPCD correspondieron a gas importado.

LO QUE DICEN LAS CIFRAS

Aunque el volumen total disponible disminuyó 2,6% frente al mismo periodo de 2025, la composición cambió. La producción nacional comercializada cayó 12,8%, mientras que las importaciones aumentaron más de 40%.

Así, el gas comprado en el exterior pasó de representar 17,4% del suministro disponible entre enero y agosto de 2025 a 26,1% en igual periodo de 2026.

El crecimiento fue todavía más evidente en agosto. Ese mes, las importaciones alcanzaron 341,4 MPCD, un aumento de 126,8% frente al mismo mes del año anterior. Con ese resultado, representaron 32,3% del gas disponible en el país.

Es importante diferenciar estos datos del 41% reportado por Cabrales para octubre: corresponden a periodos y referencias distintas, pero ambos muestran una mayor participación del combustible importado.

> **En Piedemonte Llanero, donde están Cusiana, Cupiagua, Floreña y Pauto Sur, la oferta pasó de 600 GBTUD en 2023 a 407 GBTUD en octubre de 2026.**

Este cambio también tiene una explicación regulatoria. Hasta finales de 2024, el gas importado se destinaba principalmente a las plantas térmicas, que lo utilizan para producir electricidad. Pero desde ese momento comenzó a llegar también al mercado primario, donde se comercializa el combustible que utilizan hogares, comercios e industrias.

La modificación estuvo relacionada con las resoluciones 102-009 y 102-013 de 2024 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que dieron mayor flexibilidad a la comercialización en el mercado mayorista. Posteriormente, la Resolución 102-015 de 2025 estableció nuevas reglas y derogó la 102-013.

En 2026, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40163, que permitió transitoriamente comercializar en el mercado secundario el gas importado que no se utilizara para generar electricidad. También abrió la posibilidad de que algunas plantas térmicas sustituyeran el gas natural por combustibles como el gas licuado de petróleo (GLP), cuando sus instalaciones lo permitieran.

La intención de estas medidas es facilitar la distribución del combustible disponible y dar prioridad a los consumidores esenciales.

La preocupación por el abastecimiento también está relacionada con lo que ocurre bajo tierra. Según el informe de recursos y reservas de la ANH, las reservas probadas pasaron de 4.361 Gpc en 2015 a 1.717 Gpc en 2025.Una reducción de 60,6% en diez años.

Solo en 2025, las reservas disminuyeron 16,8% frente al año anterior. La relación entre reservas y producción, conocida como R/P, se ubicó en 5,9 años.

Banco Cooperativo CoopCentral

coopcentral.com.co

Informa que para el mes de **noviembre 2026** las tasas de interés para las operaciones y transacciones con las tarjetas de crédito, **Visa Clásica, Oro, Platino y Signature** serán: Compras **22.00% EA** – Avances **22.00% EA** - Sustitución de Pasivos **18.00% EA** - Mora **25.50%. EA. Empresarial**: Compras **22.00% EA** - Sustitución de Pasivos **16.00% EA.**