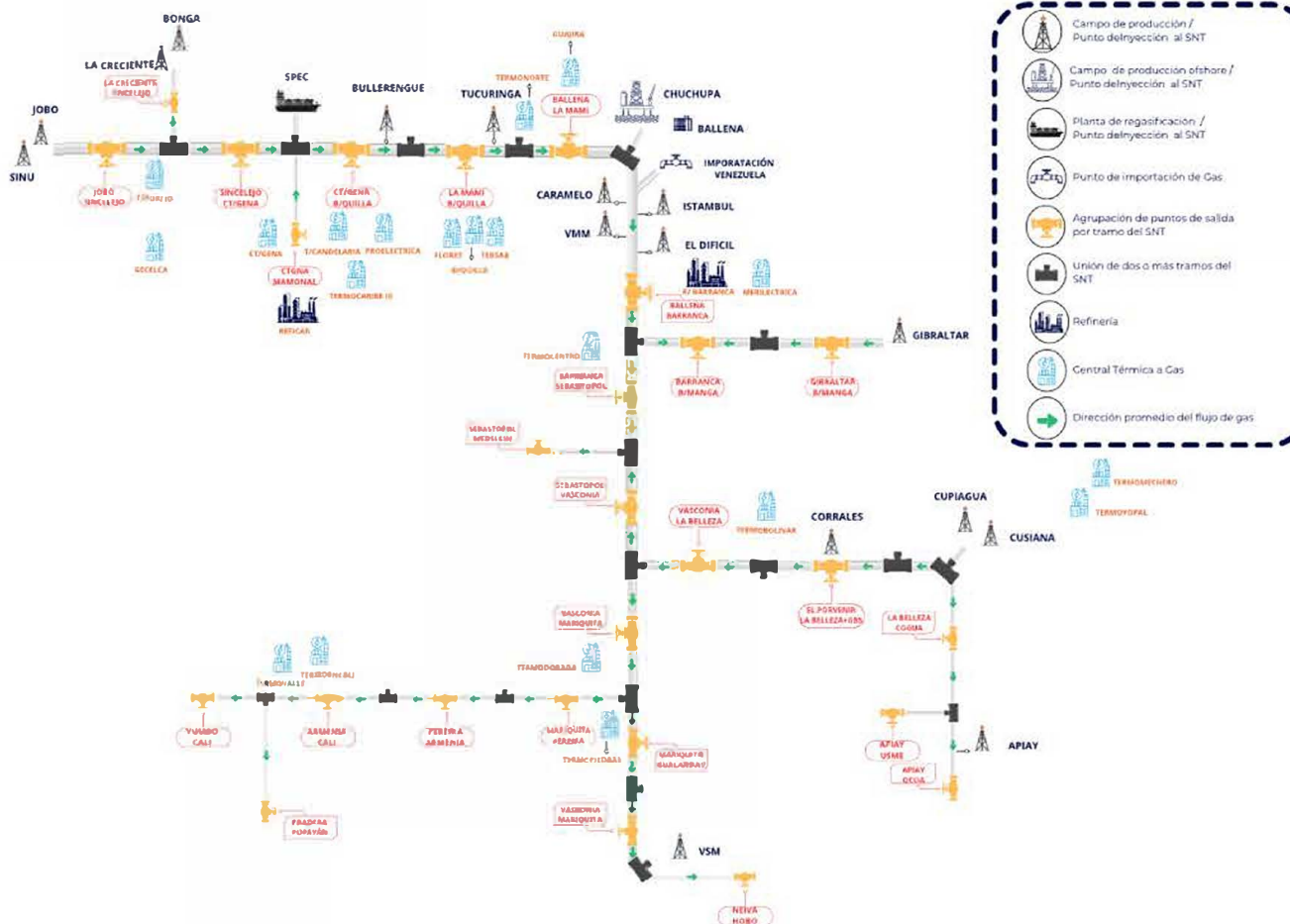


CONTEXTO OPERATIVO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT)

Mapa Topológico del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT)



INFORMACIÓN BÁSICA

Periodo de análisis:

Dic 2025-Feb 2026

Variables analizadas:

- Uso de capacidad
- Holgura operativa
- Restricciones
- Mantenimientos

DATOS CLAVE

- Nivel de utilización promedio:
Interior 68 %, Costa 31 %
- Tramos de alta saturación: **14 % (>90 %)**
- Volumen Restringido
Promedio Trimestral: **62 MPCD**
- Eventos de MTTO: **47**

ACCIONES TEMPRANAS

Fortalecimiento del monitoreo de:

1. Saturación de tramos.
2. Plan de Mantenimiento.
3. Eventos de restricciones por contingencias.

Seguimiento y evaluación de:

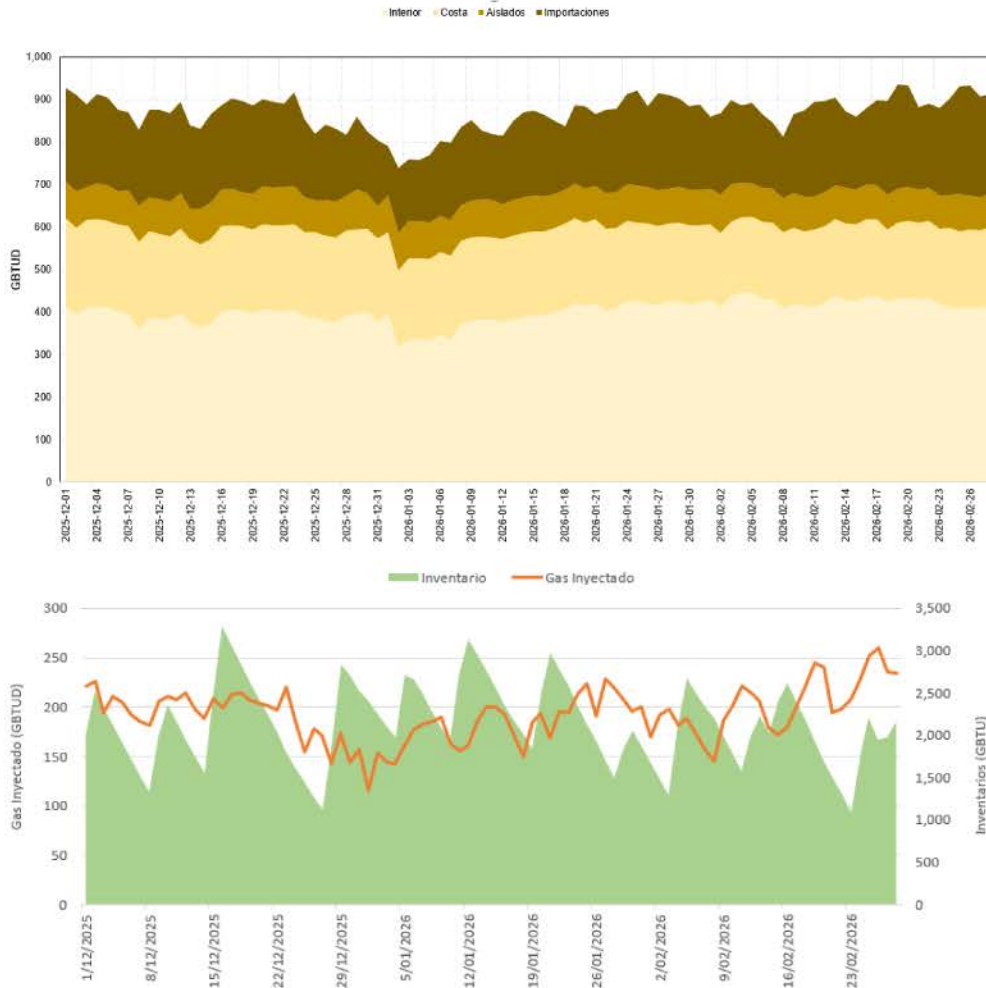
1. Impactos de restricciones sobre el mercado.
2. Balance operativo ante condiciones de estrechez en tramos críticos.
3. Saturación física y contractual del SNT.

SÍNTESIS

- En el SNT se presenta alta concentración de flujo en pocos tramos críticos.
- (92% de restricciones en 5 sistemas).
- Se evidencia reducción de holgura operativa en condiciones de máximo estrés.
- Existe alta dependencia de condiciones operarias asociadas a los mantenimientos.
- Las restricciones impactan directamente la capacidad disponible.
- El sistema opera cercano al límite en ciertos segmentos.
- En escenarios de alta demanda, existe la probabilidad de congestión en los tramos críticos.

El Sistema Nacional de Transporte presenta condiciones de estrechez operativa en tramos específicos, donde la disponibilidad efectiva depende críticamente de la gestión de mantenimientos y restricciones, lo que sugiere un factor estructural de riesgo para la seguridad de abastecimiento de la demanda de gas natural.

Evolución de la Producción - Importación



INFORMACIÓN BÁSICA

Periodo de análisis: Dic 2025 - Feb 2026

Variables analizadas:

- Producción Gas Natural Nacional
- Gas Natural Importado

DATOS CLAVE

- Promedio producción nacional: **676,4 GBTU**
- Importaciones: **192,7 GBTU**
- La producción disminuyó en **9,3 %**
- Las importaciones aumentaron **11,6 %**.

ACCIONES TEMPRANAS

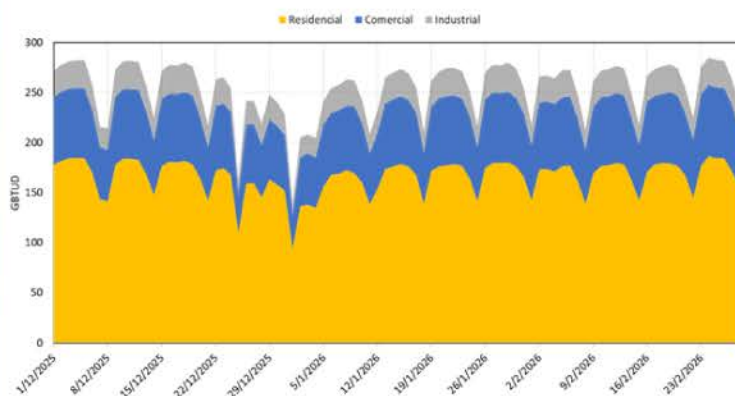
1. La producción de gas depende de los campos Cupiagua-Cusiana y de las importaciones.
2. La planta de regasificación presentó un nivel de inventario bajo, ya que no supera el 70 % en la mayor parte del periodo.

SÍNTESIS

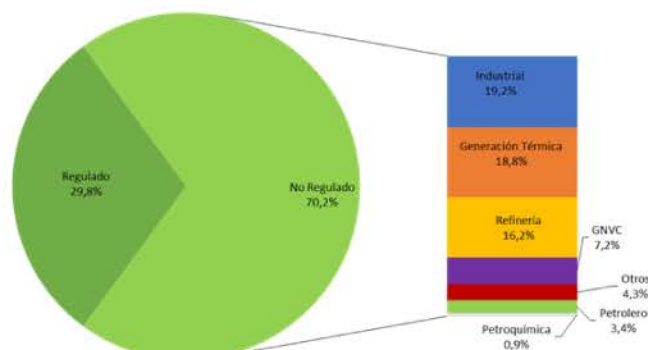
- La mayor producción de gas natural está situada en la región interior del país.
- Respecto a producción, tres de las cuatro áreas de insumo presentan reducción respecto al trimestre anterior.
- Los mayores campos de producción fueron Cupiagua - Cusiana con una participación del 38 %.
- Al finalizar el trimestre la capacidad de almacenamiento de la planta se ubica en 54,2 %.
- La participación de TPL en el consumo del gas importado es del 29%.

El comportamiento de la producción nacional y las importaciones de gas natural evidencia una mayor dependencia de fuentes externas para atender la demanda, en un contexto de reducción en la producción interna.

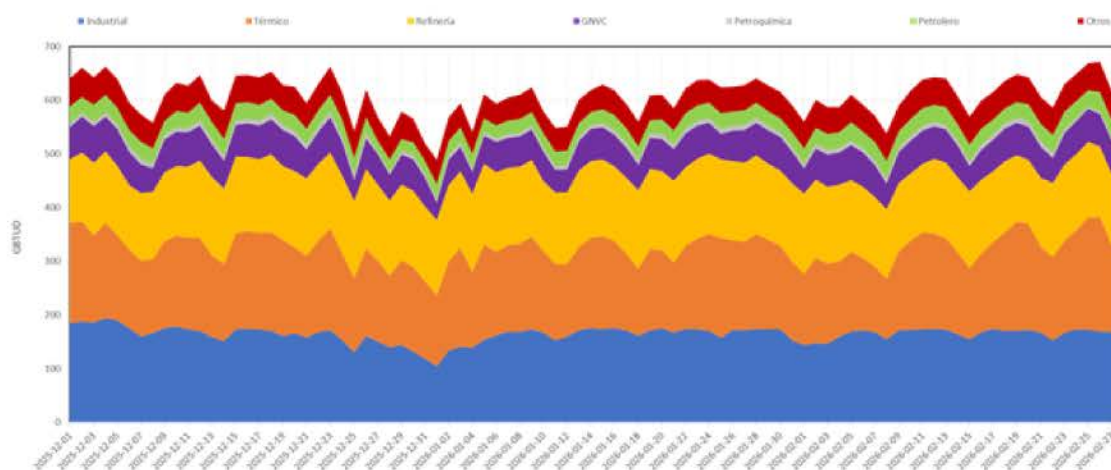
Demanda diaria sector regulado por grupo de consumo



Distribución de la demanda por tipo de usuario



Demanda diaria sector no regulado por grupo de consumo



INFORMACIÓN BÁSICA

Periodo de análisis: Dic 2025 - Feb 2026

Variables analizadas:

- Mercado Regulado.
- Mercado No regulado.
 - Consumos para generación térmica:
 - Región costa.
 - Regiones del interior

DATOS CLAVE

- Consumo promedio nacional: 862,1 GBTUD.
- Participación según tipo de demanda:
 - 70% no regulado
 - 30% regulado
- Disminución en la demanda en 85,1 GBTUD (-9,6 %)

ACCIONES TEMPRANAS

Evaluar relación de demanda con:

1. Precio del gas.
 2. Transacciones comerciales - celebración de contratos.
 3. Calidad en prestación del servicio.
- Analizar la disminución de los consumos con el posible surgimiento o aumento de demanda de otros combustibles sustitutos y su influencia en la prestación del servicio público domiciliario.

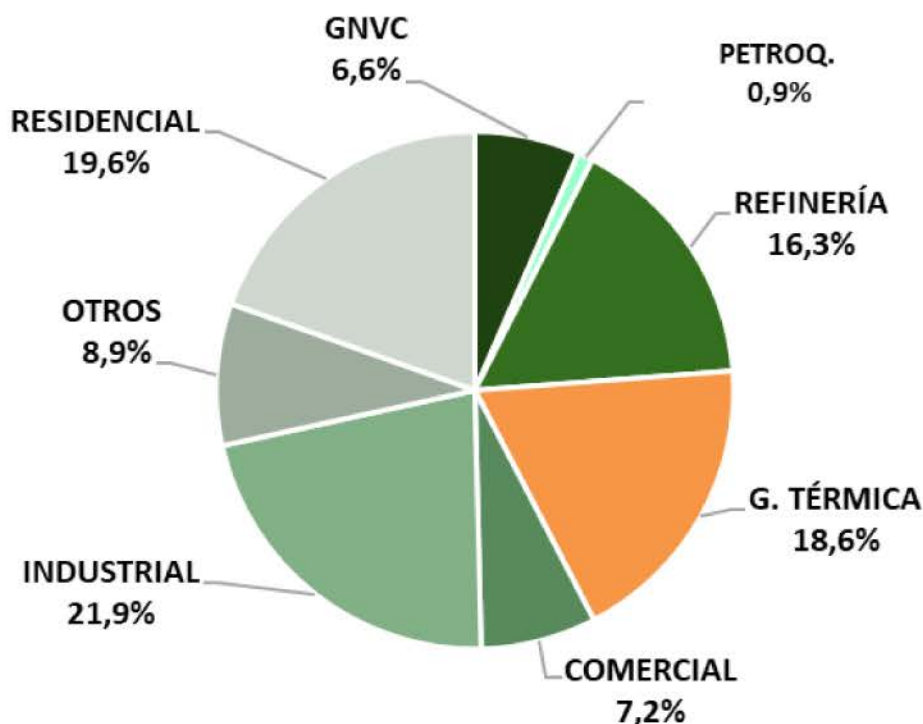
SÍNTESIS

- El comportamiento de la demanda fue irregular con concentración regional significativa en la costa y tendencia al alza.
- En regiones interiores la tendencia fue a la baja, con un comportamiento más regular.

La demanda de gas natural ha venido disminuyendo en comparación con periodos anteriores, es decir que viene presentando una tendencia decreciente. No obstante, se mantienen los comportamientos de consumo en cada uno de los mercados y sectores.

DINÁMICAS RECIENTE DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Distribución de la demanda de Gas Natural



INFORMACIÓN BÁSICA

Periodo de análisis: Dic 2025 - Feb 2026

Variables analizadas:

- Oferta de gas natural.
- Evolución y dispersión de precios.
- Variación de la demanda.
- Participación de los agentes. Papel del mercado secundario.

DATOS CLAVE

- Abastecimiento de la demanda:
Gas Nacional: 78 %, Gas Importado: 22 %
- Volumen transado:
Mercado primario (Mp) 42 %. Mercado secundario (Ms) 60 %.
- **60 % de las transacciones del Ms** ejecutadas por comercializadores puros.

ACCIONES TEMPRANAS

Fortalecimiento del monitoreo de:

1. La concentración del mercado de producción nacional y de la oferta total (Gas Nal. + Gas Importado).
2. Participación por tipo de agente en la comercialización por segmento de mercado.
3. Condiciones de acceso a la infraestructura de transporte y regasificación.
4. La formación de precios de GN

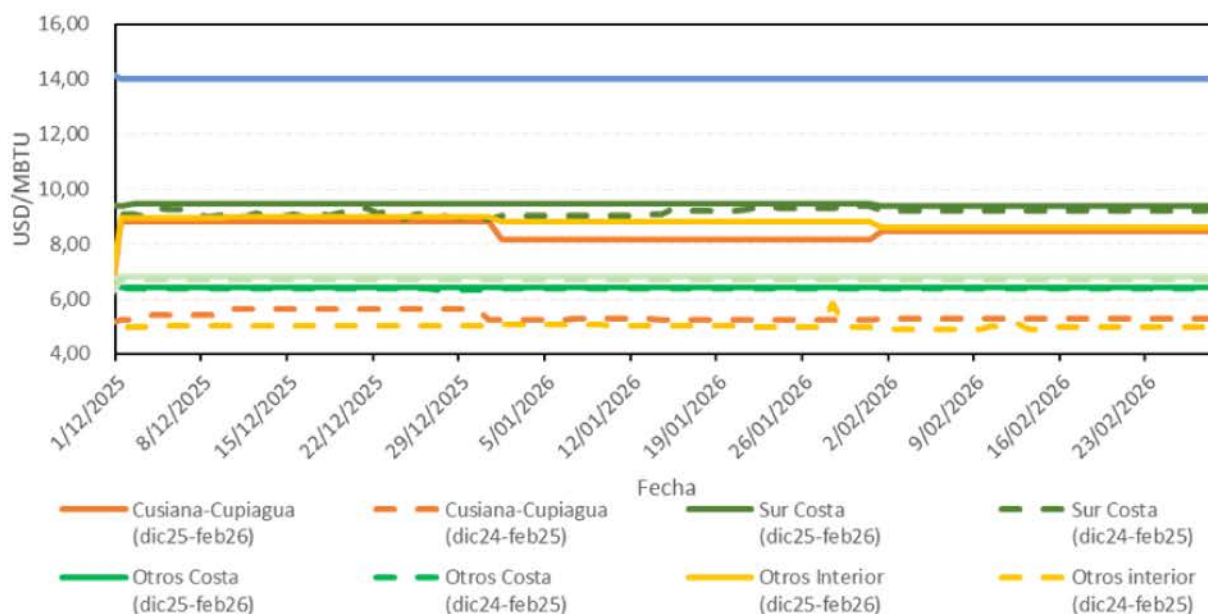
SÍNTESIS

- El gas importado se ha vuelto clave en picos de demanda y respaldo térmico, lo que traslada señales de precios internacionales al mercado local.
- El Mercado secundario dejó de ser marginal y hoy es central en la reasignación del gas.
- El comportamiento del Ms refleja que está basado en gestión de portafolios, reasignación de volúmenes y arbitraje comercial, más allá del consumo físico.
- Los precios en el Ms se ubicaron por encima de los del Mp, lo que sugiere la incorporación de condiciones coyunturales de escasez relativa, urgencia de suministro y costo de oportunidad del gas.

La dinámica de precios no depende únicamente de los costos de producción o de las condiciones físicas de oferta y demanda, sino también de las estrategias de comercialización y de gestión de portafolios de los agentes que participan en el mercado. (Mercado de transacciones y de intermediación comercial).

SEGUIMIENTO DEL MERCADO PRIMARIO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Precios promedios en firme por modalidad



INFORMACIÓN BÁSICA

Periodo de análisis: Dic 2025 - Feb 2026

Variables analizadas:

- Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario. Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.
- Precios y cantidades por fuente de producción, modalidad y tipo de uso para el Mercado Primario.

DATOS CLAVE

- El precio promedio ponderado de los contratos firmes llegó a 8,1USD/MBTU y el precio de los contratos con interrupciones fue de 8,7 USD/MBTU.
- Ecopetrol agrupó el 52,2 % del total contratado en firme seguido de CNE OIL con 14,2 %
- Los precios promedio asociados al gas importado se ubicaron en 14,0 USD/MBTU El mayor volumen contratado corresponde a los campos del sur de la costa, con un precio promedio de 9,4 MBTU.

ACCIONES TEMPRANAS

Fortalecimiento del monitoreo de:

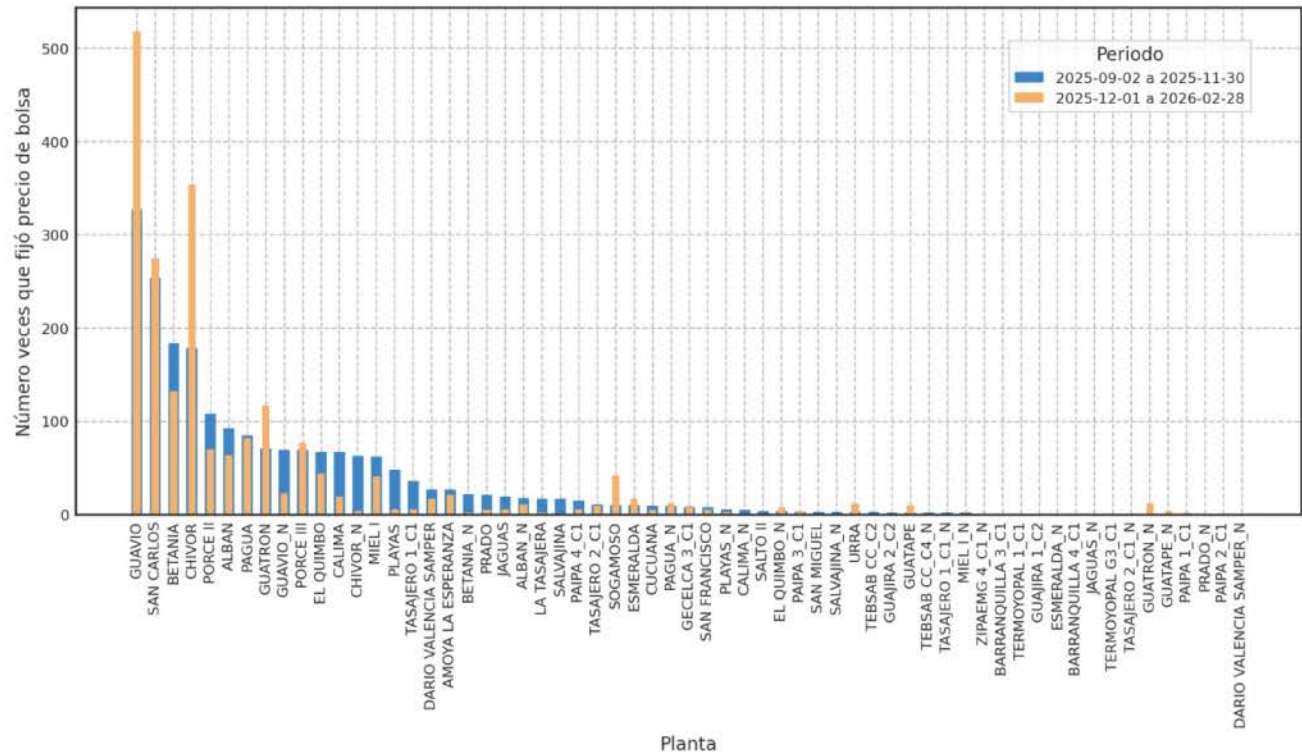
1. Incrementos sustanciales en los precios promedio ponderados.
2. Cambios abruptos en la dispersión de precios.
3. Diferencias significativas entre precios del gas nacional e importado.
4. Identificación de cambios en precios de campos en declive.

SÍNTESIS

- El mercado primario de gas funciona según la oferta, la demanda, la infraestructura y la regulación, siendo clave la transparencia, eficiencia y competencia para asegurar el abastecimiento.
- El análisis de la curva acumulada de contratos sugiere que la disponibilidad de gas a precios bajos es limitada y que los volúmenes adicionales se contratan a precios más altos.
- La estructura de participación en el mercado primario presenta un nivel significativo de concentración, con un productor que mantiene una participación mayoritaria en la contratación.
- Los precios promedio ponderados por fuente de producción muestran tendencia al alza, lo anterior puede estar asociado a la reducción de la oferta disponible de gas nacional, el aumento en la participación del gas importado como fuente de respaldo, entre otros.

La contratación en el mercado primario evidencia una alta participación de la modalidad Con Interrupciones. Lo anterior no significa que exista una mayor disponibilidad efectiva de gas, sino que refleja la estrategia de los agentes para gestionar el riesgo de abastecimiento mediante portafolios de contratación con diferentes niveles de firmeza.

Distribución de la demanda de Gas Natural



INFORMACIÓN BÁSICA

Periodo de análisis: Dic 2025 - Feb 2026

Variables analizadas:

- Fijaciones y precio de bolsa.

DATOS CLAVE

- ENEL fue el que más veces fijó el precio, con 799 veces y una participación del 38,36 %, seguido de ISAGEN que tuvo 375 fijaciones, participando con el 18,01 %. Por último, EPM, fijó en 340 ocasiones, lo que representa el 16,32 % del total.
- En diciembre, las 10 principales plantas representaban el 79,66 % de las fijaciones, para febrero de 2026 esta participación aumentó a 86,14 %, evidenciando una mayor centralización de la actividad de fijación en un grupo reducido de plantas.

ACCIONES TEMPRANAS

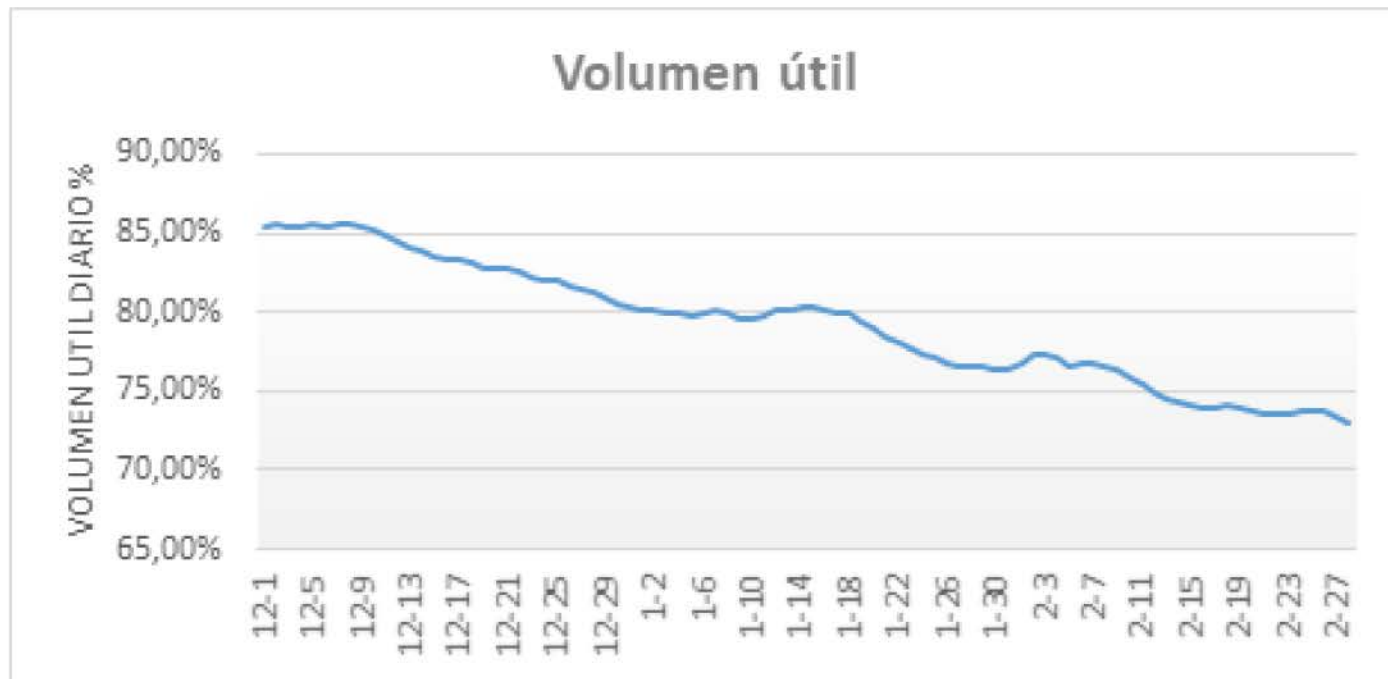
- Concentración de precios de oferta en cuatro agentes.
- Persistencia de episodios de precios altos.
- Sensibilidad del precio a condiciones operativas específicas.

SÍNTESIS

- El precio de bolsa presentó una tendencia decreciente pasando de 278,76 \$/kWh en diciembre, hasta los 123,86 \$/kWh en febrero, lo que representa una variación total de -55,57 %.
- Se observa una reducción en los niveles promedio del precio de bolsa; sin embargo, persisten episodios de volatilidad y una alta concentración en la fijación de precios, lo que evidencia que el comportamiento del mercado continúa siendo influenciado por un número reducido de agentes.

La dinámica de precios refleja riesgos asociados a concentración y episodios de volatilidad en el mercado. Se presentan precios de bolsa altos, aún en condiciones hídricas favorables.

Comportamiento del volumen útil del sistema. (Diciembre de 2025 al febrero de 2026.)



INFORMACIÓN BÁSICA

Periodo de análisis: Dic 2025 - Feb 2026

Variables analizadas:

- Embalses, aportes hídricos y generación

DATOS CLAVE

1. Se observa un descenso en los niveles típicos, para estas épocas del año. Sin embargo, las reservas hídricas del sistema se encuentran en niveles muy superiores a los históricos.
2. El año inició con niveles moderados, en torno al 80 %, y con una tendencia a la disminución, aun así, reflejando una condición hidrológica favorable.

ACCIONES TEMPRANAS

1. Se debe tener un monitoreo constante del comportamiento del sistema, de la evolución de los embalses y de las plantas que presenten indisponibilidades, con el fin de tener control en la evolución de la generación y la demanda del país.

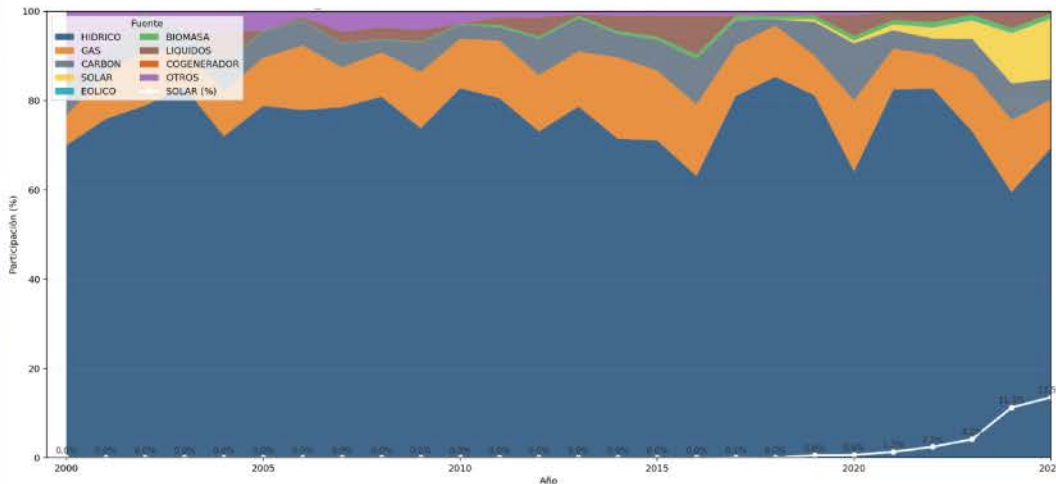
SÍNTESIS

- Aunque se observa una reducción alrededor de 12 puntos durante el trimestre, estos niveles superan los históricos desde que se tienen registros en el año 2000.
- La reducción en los niveles de volumen útil durante el trimestre refleja una dinámica consistente con el comportamiento estacional del sistema; no obstante, la trayectoria descendente evidencia la importancia de monitorear la velocidad de disminución, en la medida en que esta puede incidir en las condiciones de operación.

La reducción sostenida de los embalses exige un seguimiento continuo, dado su impacto directo en la operación del sistema y en las condiciones de generación.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

Generación en día de máxima demanda



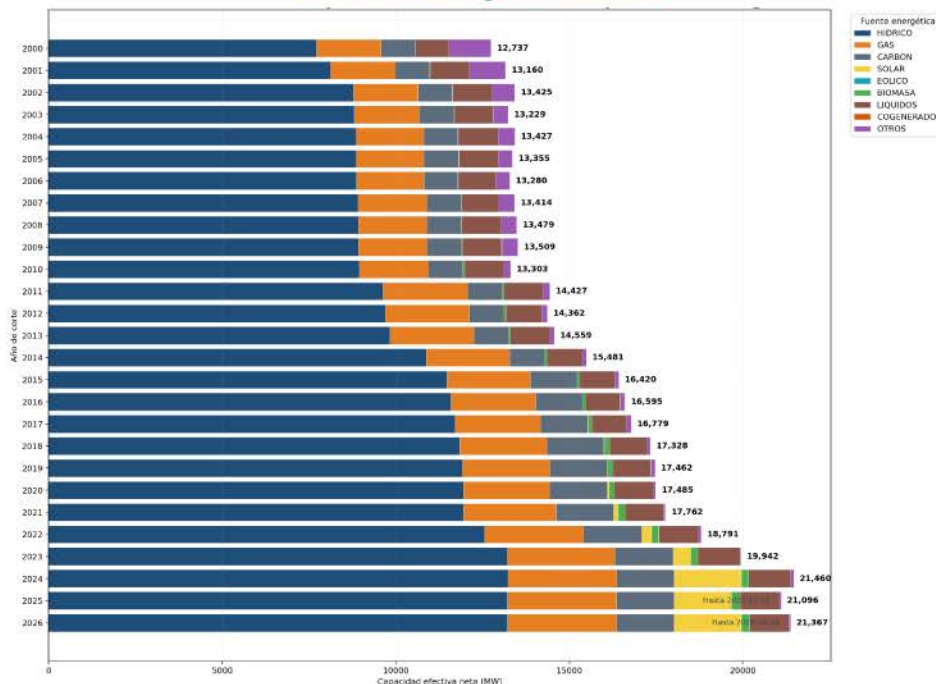
ACCIONES TEMPRANAS

1. Brecha entre capacidad instalada y energía firme disponible.
2. Necesidad de seguimiento a eventos hidrológicos atípicos.
3. Dependencia persistente de generación térmica para respaldo.

SÍNTESIS

- Se observa un crecimiento en la capacidad de generación solar dentro del sistema; sin embargo, su contribución a la energía firme aún es limitada, lo que mantiene la relevancia de fuentes convencionales en la operación.
- En condiciones de máxima demanda, la generación solar ha venido ganando participación de manera progresiva, consolidándose como un complemento cada vez más relevante dentro de la matriz de generación.

Generación por fuente



INFORMACIÓN BÁSICA

Periodo de análisis: Dic 2025 - Feb 2026

Variables analizadas:

- Capacidad Efectiva Neta (CEN), generación por fuente, hidrología, precios de oferta.

DATOS CLAVE

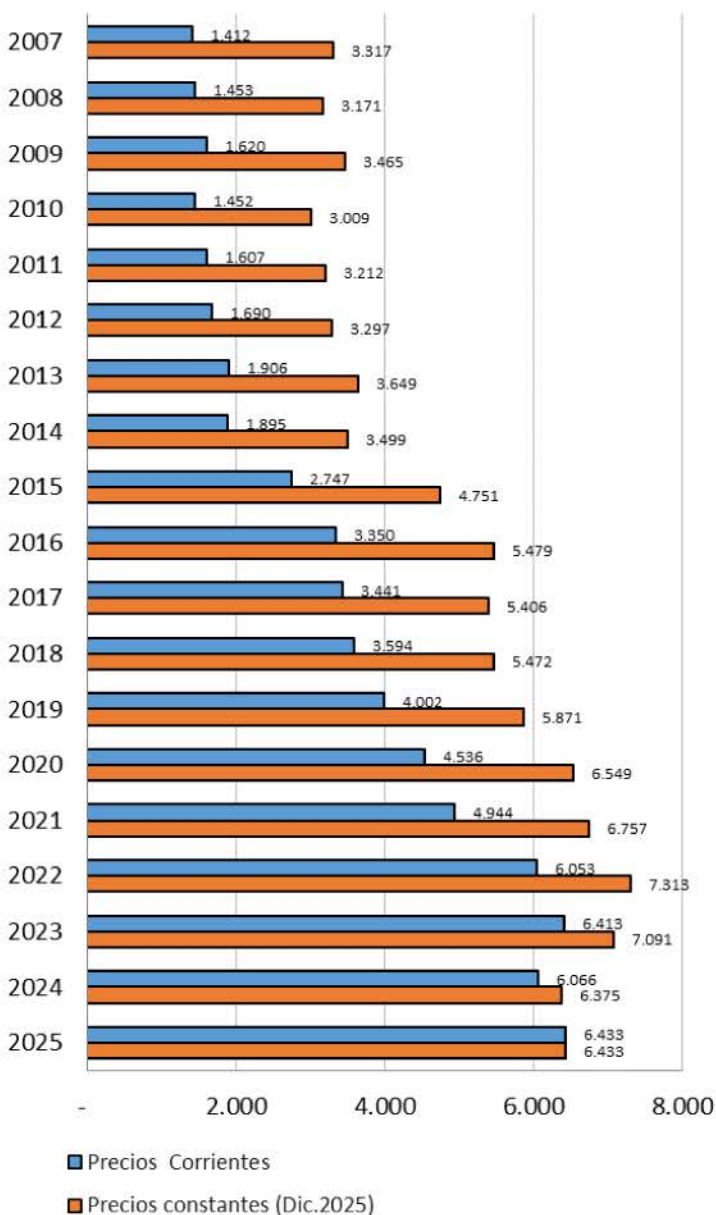
1. Crecimiento sostenido de la capacidad solar en el sistema.
2. Participación relevante de fuentes hidráulicas.
3. Generación térmica mantiene rol constante.
4. Episodios de alta variabilidad hidrológica (caso Urrá).

El crecimiento de las fuentes renovables no elimina los retos asociados a la confiabilidad y la gestión de la variabilidad del sistema, pero incrementa la seguridad ante eventos de estrés del sistema.



CARGO POR CONFIABILIDAD

RRID del Cargo por Confiabilidad en Miles de millones COP



ACCIONES TEMPRANAS

1. Incidencia del esquema del Cargo de Confiabilidad en la generación en el país
2. Brecha entre la remuneración RRID y del precio de escasez y expansión efectiva de la generación
3. Necesidad de seguimiento a OEF vs disponibilidad real vs ENFICC
4. Sensibilidad del sistema en escenarios de estrés operativo
5. Relevancia del monitoreo a la materialización de la energía firme

SÍNTESIS

El Cargo por Confiabilidad se mantiene como un componente central en los mecanismos para garantizar condiciones que permitan la continuidad del servicio de energía eléctrica, particularmente orientado a garantizar la disponibilidad de generación en escenarios de escasez. No obstante, la evidencia muestra una alta participación de plantas existentes en la asignación de recursos, lo que limita su incidencia como señal de expansión de nueva capacidad.

INFORMACIÓN BÁSICA

- **Periodo de análisis:** Análisis de la regulación vigente sobre precio de escasez y análisis de las subastas.
- **Variables analizadas:** Remuneración Real Individual Diaria (RRID), participación de plantas en subastas de OEF de plantas caracterizadas en existentes o nuevas y por tecnología.

DATOS CLAVE

1. Alta participación de plantas existentes en la RRID
2. Esquema regulatorio del Precio de escasez
3. Desempeño del Cargo por Confiabilidad para respaldo en escenarios de estrés

El esquema de cargo por confiabilidad continúa siendo relevante para el respaldo del sistema, aunque persisten retos en su efectividad como señal de expansión de capacidad de generación.