asoenergía
Energía para la competitividad

Informe Sectorial No. 62

Trimestre I 2026

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA INDUSTRIALES Y COMERCIALES
ASOENERGÍA
ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD

Informe Sectorial No. 62

Trimestre I 2026

Asociación colombiana de grandes consumidores de energía industriales y comerciales – Asoenergía

Asesor Técnico

Jair Castañeda

asesortecnico@asoenergia.com

Contenido

01 Introducción 2

02 Actualidad del mercado energético 3

03 Energía Eléctrica 10

3.1 Hidrología del SIN 10

3.2 Generación de electricidad 11

3.3 Demanda de electricidad 14

3.4 Precios y transacciones 15

04 Gas natural 17

05 Avances regulatorios 20

asoenergía
Energía para la competitividad

01 Introducción

La Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales – **Asoenergía** – agrupa a los grandes consumidores colombianos de energía de carácter industrial y comercial, propende por la competitividad de la industria en temas energéticos, impulsando un mercado y una regulación eficiente que permitan contar con precios de energía competitivos, considerando que, para la demanda, el precio competitivo incluye calidad, disponibilidad y seguridad.

En su objetivo de realizar un constante seguimiento al sector energético, al comportamiento del mercado, y especialmente a los indicadores que interesan especialmente a la demanda energética No Regulada, **Asoenergía** publica un Informe Sectorial. Este documento presenta el informe correspondiente al primer trimestre del año 2026, el cual incluye un análisis del sector de la energía eléctrica en el 2025, su comportamiento a nivel mundial, el crecimiento de la demanda y los precios, así como el comportamiento en Colombia y las perspectivas en cuanto a la oferta del energético y el análisis del precio para la industria en el 2025.

Este informe considera además la actualidad sectorial comparada con algunas referencias internacionales, y el contenido presentado expresa la visión particular de **Asoenergía**; de la misma manera, **Asoenergía** no se responsabiliza por el uso que se le dé a la información publicada.

Actualidad del Mercado Energético 02

En el 2025, el consumo de energía eléctrica a nivel mundial tuvo un incremento del 3% con respecto a la demanda del 2024, aumento que es menor al 4,4% registrado en el 2024. Esto va muy en línea con las perspectivas de crecimiento de la demanda de la Agencia Internacional de Energía (IEA), que en el 2024 esperaba que el crecimiento promedio para el 2026 fuera de 3,4%. Ahora, las proyecciones apuntan a que el crecimiento hasta el 2030 será en promedio del 3,6%, influenciado claramente por los fenómenos climáticos y el crecimiento económico mundial.

Esto último fue el factor determinante que marcó un crecimiento limitado con respecto a lo esperado. Gracias a las inestabilidades políticas que se presentaron en el comercio mundial, el crecimiento fue moderado y se vio reflejado con el 5,1% y 1,4% de crecimiento en la demanda que tuvieron China e India, que fue mucho menor que el registrado en el 2024 del 6,6% y 5%, respectivamente; mientras que Estados Unidos tuvo una reducción en su crecimiento, con un 2,1%, que está algo lejos del 2,8% registrado en el 2024. Por su parte, el Sudeste asiático tuvo una reducción en el crecimiento de su consumo, pasando de un 8,6% en el 2024 a un 3% en el 2025. Este comportamiento también lo reflejó la Unión Europea, que en el 2024 tuvo un crecimiento de 1,6% y para el 2025 este fue de tan solo el 0,9%.

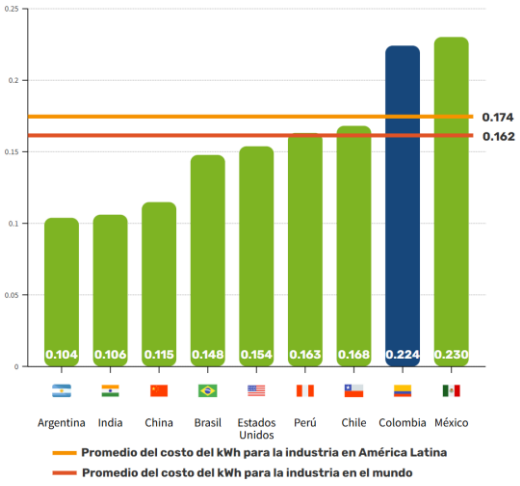
En cuanto a los sectores de consumo, el sector industrial representa cerca del 42% del crecimiento de la demanda, duplicando su participación en el crecimiento comparado con el periodo de 2015 a 2020. Por su parte, el transporte representa el 6% del crecimiento, que puede parecer poco, pero es el sector de consumo que más ha crecido su participación en comparación con el periodo de cinco años atrás. Otro sector que ha presentado un crecimiento significativo ha sido el de data center, que representa aproximadamente un 5% del crecimiento del consumo de electricidad a nivel mundial y con proyecciones a triplicar su crecimiento para los próximos 5 años. El restante en el crecimiento de la demanda está dado por los sistemas de refrigeración, que representan cerca de un 14%, el consumo residencial, que representa cerca del 28%, y otros sectores, que representan cerca de 5%. Por su parte, la generación de electricidad a nivel mundial llegó a cerca de 32.000 TWh, donde el 34% es producida con carbón, el 25% es generada con gas y la energía solar fotovoltaica cada vez tiene más participación con cerca del 10% de la energía, participación que está muy aproximada al 12% de la energía eólica.

Por su parte, en América Latina y el Caribe, el incremento en la demanda fue de 3,7%, lo que indica una senda positiva en la electrificación de la región, que se ve respaldada por la generación, que transforma sus fuentes primarias; en donde el gas

aumentó su participación un 12% y fuentes como el carbón y combustibles líquidos disminuyeron su participación en un 21 y 31%, respectivamente.

En cuanto a los precios, mientras países desarrollados como Estados Unidos y Japón tienen precios de la energía para su industria de 0,154 USD/kWh y 0,182 USD/kWh respectivamente, países emergentes como China e India tienen precios de 0,115 USD/kWh y 0,106 USD/kWh respectivamente. Por otro lado, cuando miramos a países de la región, Paraguay tiene los menores precios con 0,052 USD/kWh; Argentina está muy cerca con 0,104 USD/kWh y ya otros como Perú, Brasil y Chile tienen costos más altos de 0,163 USD/kWh, 0,148 USD/kWh y 0,198 USD/kWh, respectivamente, mientras que Colombia es el cuarto país con los precios de la energía para la industria más caros de la región con 0,224 USD/kWh, solo por detrás de México, El Salvador y Costa Rica con 0,23 USD/kWh, 0,24 USD/kWh y 0.249 USD/kWh, respectivamente.

Ilustración 1. Costo promedio de la Energía Eléctrica para la industria por países en el 2025



Fuente: Global Petrol Prices - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

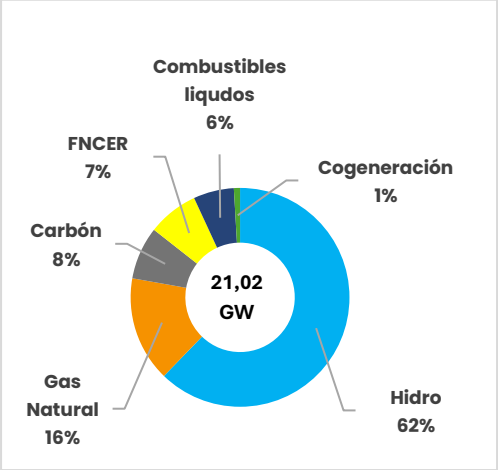
En Colombia, la demanda de electricidad fue de 84.049,10 GWh, que representó un crecimiento de 2,68%, en esta oportunidad jalonado por la demanda no regulada que presentó un aumento de 4,03%, mientras que la demanda regulada creció un 2,05% con respecto al 2024, contrastando con el incremento que se presentó en el 2024, cuando la demanda creció 2,3%, siendo jalonada principalmente por la demanda regulada que presentó un crecimiento de 4,24%, mientras que la demanda no regulada presentó una reducción de 1,82%. El crecimiento de la demanda no regulada en el 2025 podría deberse principalmente al incremento en la migración de procesos industriales que se venían desarrollando con gas natural y, al perder el suministro, están migrando en parte a soluciones eléctricas.

Esto se puede ver, en parte, cuando analizamos el comportamiento del crecimiento de la demanda no regulada por sector de consumo comparado con las contribuciones del crecimiento del PIB del 2025 respecto al del 2024. Donde tenemos que los sectores de manufactura y explotación de minas y canteras tuvieron un crecimiento de 4,42% y 9,93%, respectivamente, representando los mayores sectores de consumo de la demanda no regulada con 39,42% y 31,62%, respectivamente. Mientras que cuando miramos la variación de estos sectores en el crecimiento del PIB, el sector manufacturero presentó un crecimiento de 1,9%, mientras que el sector de minas y canteras presentó una reducción de 6,2%, lo que no va en el mismo sentido del incremento en el consumo de energía. En otros años, como 2022, 2023 y 2024, este comportamiento estuvo en sintonía; la variación en el consumo de energía de estos sectores estuvo acorde con la variación en la contribución al PIB nacional.

Por otro lado, en cuanto a la capacidad instalada total del sistema, esta se vio reducida en 1,5% con respecto al cierre del 2024, donde se tenía una capacidad instalada efectiva neta de 21.368,9 MW. Esto debido principalmente a que, durante el fenómeno de El Niño 2023–2024, se habilitaron plantas de generación que no cumplían con todas las condiciones que exige la regulación para ser consideradas en operación y finalmente se dio por terminada esta medida, lo que redujo la capacidad efectiva neta, que al cerrar el 2025 fue de 21.028,56 MW, donde están sumados los 380,26 MW que entraron en operación en ese año, de los cuales 333,87 MW son solares, 5,3 MW son hidráulicos y 41,09 MW son térmicos, que en total representan tan solo el 10,8% de los 3.517 MW que se esperaba que entraran en el 2025.

Esto es algo que preocupa mucho a la demanda, principalmente porque si miramos la capacidad de generación que ha entrado en los últimos 5 años, como se puede ver en la **ilustración 3**, en el mejor de los casos solo ha entrado el 25% de la capacidad esperada, que fue en el año 2024, pero la constante han sido niveles de ingreso muy inferiores, logrando solo hasta el 2023 ingresar en el acumulado lo que se esperaba que entrara en el 2022, indicando que la capacidad instalada lleva un retraso de cinco (5) años con respecto a lo que se espera que ingrese en la matriz de generación, preocupando aún más que el cumplimiento está desmejorando, ya que para enero del 2026 se esperaba que entrara en operación 715,86 MW y tan solo entraron 18,81 MW, representando un cumplimiento de tan solo el 2,6%, a pesar de la política de promoción de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Ilustración 2. Participación de Capacidad instalada neta por tipo de fuente de generación a noviembre del 2025



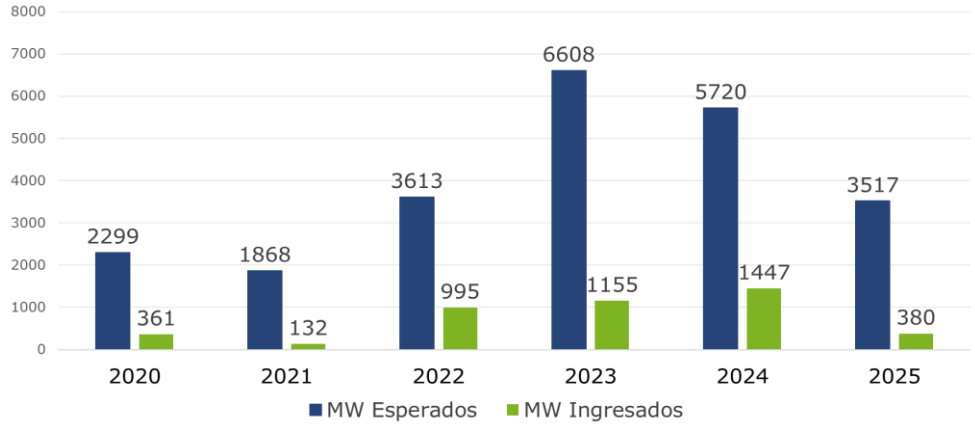
Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

Tabla 1. Capacidad Instalada Neta por tipo de fuente de generación al cierre del 2025.

Fuente primaria	**Generación [MW]**
Hidro	13.209,97
Gas Natural	3.298,62
Carbón	1.654,90
FNCER	1.594.52
Combustibles líquidos	1.271,00
Cogeneración	192,50
Total	**21.028,56**

Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

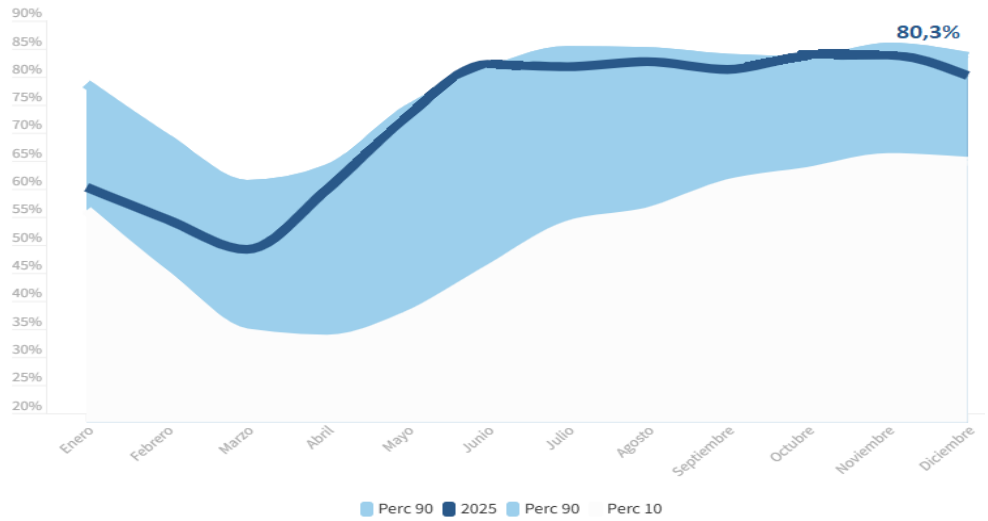
Ilustración 3. Capacidad de generación de energía esperada vs capacidad de generación ingresada



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Como se sabe, la mayoría de la energía generada en Colombia proviene de centrales hidroeléctricas, por lo que el principal insumo para el sistema eléctrico colombiano es el recurso hídrico. En cuanto a las reservas hídricas, el agregado nacional en el 2025 ha presentado un comportamiento favorable, pasando de niveles del 49,25% en la época más crítica del año, alrededor de marzo y abril, al 80,3% que se presentó en diciembre y se ha mantenido en niveles cercanos desde junio. Esto podría significar que el nivel para afrontar los periodos secos sería bueno; todo depende del manejo que se pueda dar en los próximos meses. Aunque el nivel ha disminuido y en enero se ubicó en 76,35%, lo cierto es que está por encima del promedio histórico para esta época del año. Según se ha pronosticado por parte de las agencias internacionales, a partir de julio de este año se tendría fenómeno de El Niño; sin embargo, ante esto hay que ser cautos, los pronósticos iniciales tienden a trasladarse en el tiempo y empezar después, lo que podría significar que el verdadero reto para el sistema no estaría en julio, sino a finales del 2026 e inicios del 2027.

Ilustración 4. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año

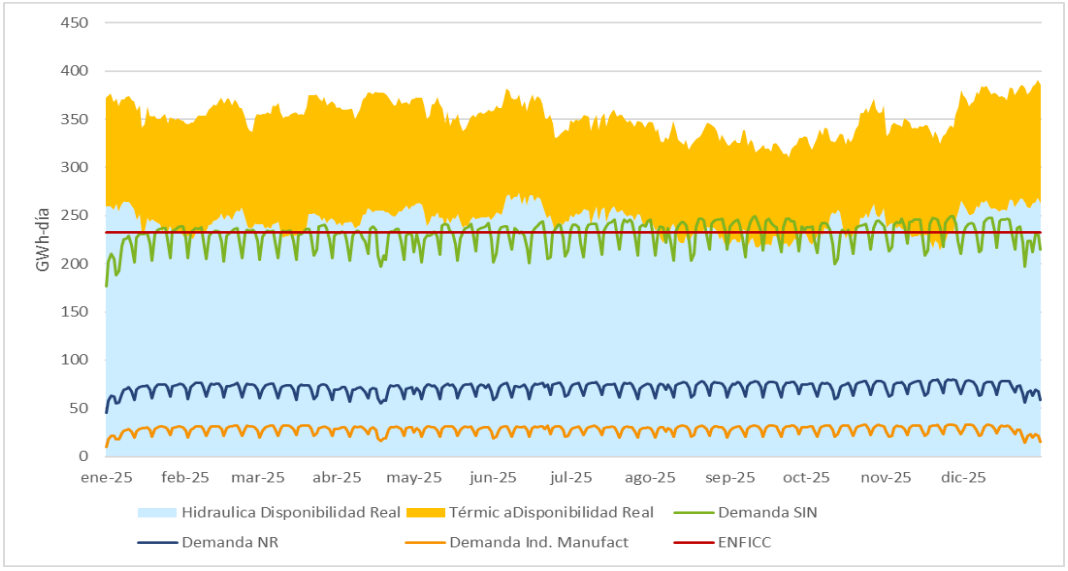


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Esto puede ser una señal de alerta. Aunque en el 2025 la generación térmica no haya superado el 30% de participación, en épocas de sequía puede llegar a superar el 50% en la participación de la generación y con ello un incremento en los precios de bolsa que en el mediano y largo plazo se ve reflejado en un incremento en los precios de los contratos, esto es evidente en el promedio de los contratos, ya que para contratos del mercado no regulado que se firmaron antes de 2024 los precios no superaban los 274 $/kWh y el promedio podría estar cercano a los 260 $/kWh; luego del fenómeno de El Niño 2023 – 2024 el precio de los nuevos contratos firmados llegó hasta los 481,94 $/kWh y con un promedio que se ubica cerca de los 330 $/kWh, con la particularidad de que, aunque al inicio de año los contratos que se firman tienen precios más altos que los que se cierran a final de año, para este 2026 el precio va al alza, con precios de 350 $/kWh para los que se firmaron en febrero, y con los pronósticos climáticos que se están empezando a presentar, el conflicto en Oriente Medio que incrementa los precios del gas natural y de combustibles líquidos es conveniente buscar implementar una estrategia de cubrimiento amplia que permita dar tranquilidad en este y el próximo año.

Como ya vimos, la mayoría de la energía generada en Colombia proviene de centrales hidroeléctricas, conforme a la misma relación que se tiene de capacidad instalada, donde el 63% son plantas hidroeléctricas, y esto se ve reflejado en la energía disponible real, la cual, en promedio para el 2025, ha sido de 243,04 GWh-día, mientras que el gran complemento de la energía hidráulica es la energía termoeléctrica, la cual, en promedio de disponibilidad real, está en 107,83 GWh-día, lo que, a simple vista, puede indicar que se tiene una disponibilidad real promedio total de 350,87 GWh-día, que, comparado con la demanda promedio diaria durante el 2025, que ha sido de 229,55 GWh-día, se tiene gran capacidad de energía para el sistema. Sin embargo, esta energía no necesariamente representa firmeza; y tal como se puede ver en la **ilustración 5**, cuando observamos la energía ENFICC, que es la máxima energía que una planta puede suministrar de forma continua incluso en condiciones de baja hidrología, el panorama es diferente, ya que para el 2025 esta es de 232,5 GWh-día, que solo es 1,2% superior a la demanda promedio diaria, lo que indica que el sistema está bastante ajustado. La vulnerabilidad del balance es evidente y, ante fallas de plantas con capacidad de generación considerable en épocas de baja hidrología u otro problema en el sistema, este no tendría mucha capacidad de reacción para atender a la demanda.

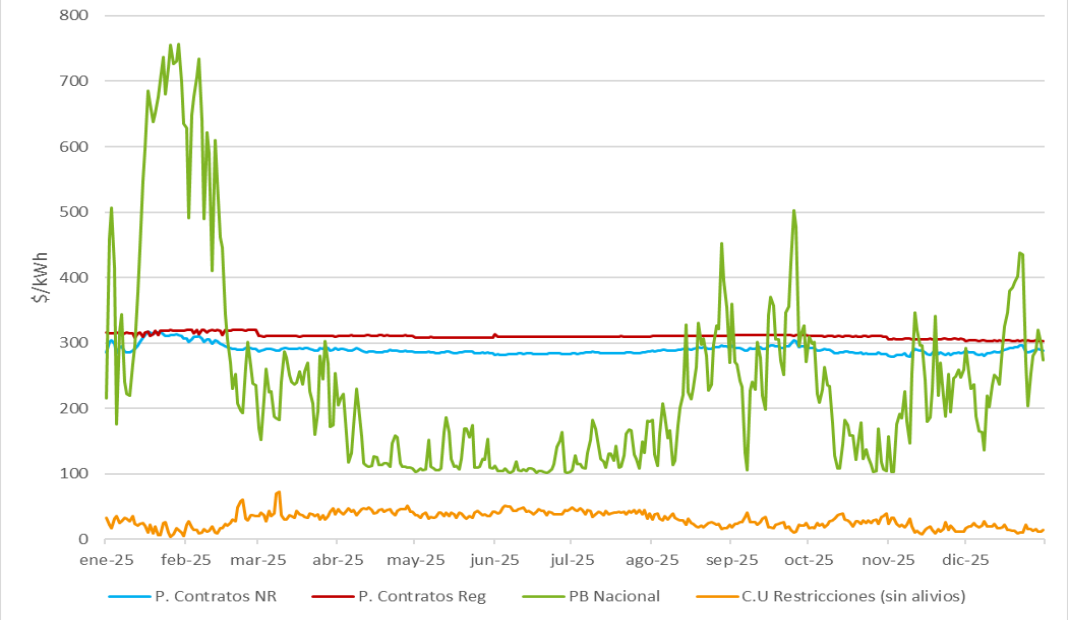
Ilustración 5. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Estos dos últimos factores: (i) la posibilidad de ocurrencia de un fenómeno climático extremo y (ii) el ajustado balance entre la oferta de energía en firme y la demanda creciente de energía pueden generar que los precios se incrementen considerablemente en el mediano – largo plazo. El año 2024 terminó con precios altos producto de la lenta recuperación de los embalses luego del fenómeno de El Niño, y esto se vio marcado por el precio de bolsa que se presentó en enero y febrero, donde se llegó a precios de hasta 756 $/kWh, precios muy elevados a razón de cómo debieron estar tras una situación hidrológica marcada por la neutralidad y con un anuncio de fenómeno de La Niña en los pronósticos en esa época.

Ilustración 6. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

asoenergía
Energía para la competitividad

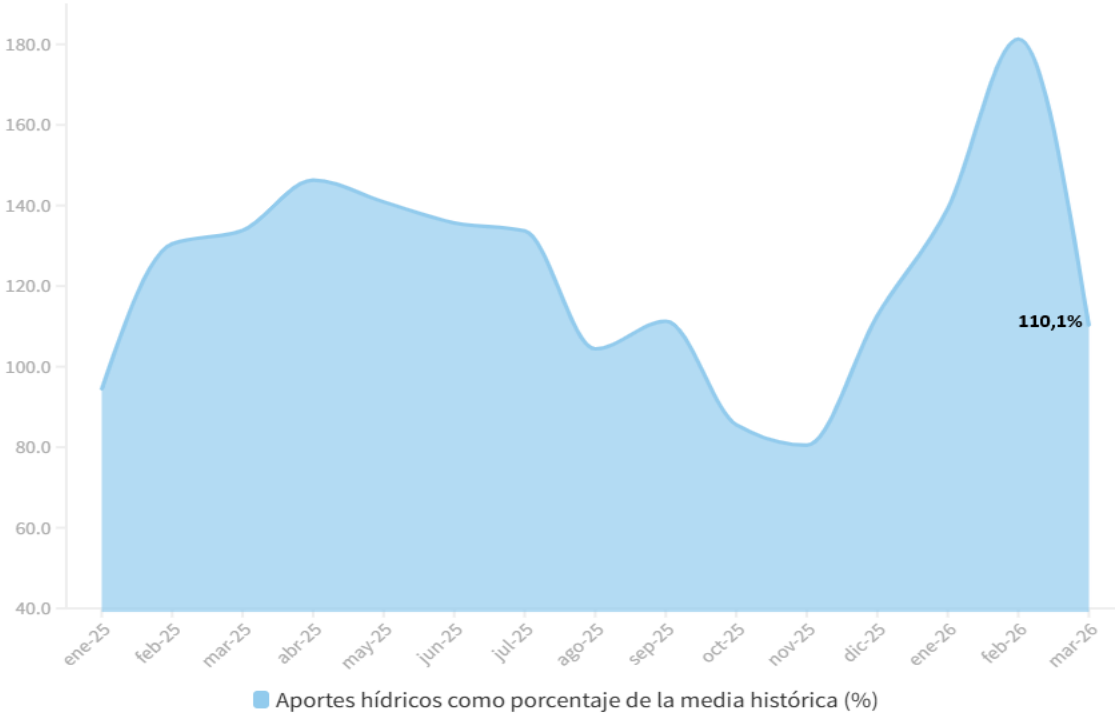
Como se puede ver en la **ilustración 6**, el incremento en los precios de bolsa repercutió directamente en los precios de los contratos, que, tanto para los mercados regulado y no regulado, mostraron una elevación, mismo comportamiento que se vivió desde inicios de septiembre hasta mediados de octubre, donde el precio de bolsa presentó un incremento que influyó en un leve incremento en el precio de los contratos para el mercado no regulado. De igual manera, se puede ver el reflejo de la poca oferta de energía en firme del sistema en los precios, ya que los precios de los contratos para el mercado no regulado estuvieron en promedio en 289,76 $/kWh; precio que está por encima del precio promedio de bolsa en el 2025, que fue de 240,63 $/kWh.

03 Energía eléctrica

3.1 Hidrología del SIN

Colombia cuenta con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico. En función de lo anterior, la **Ilustración 7** muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en el primer trimestre del 2026. Se anota que este análisis es sistémico.

Ilustración 7. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año



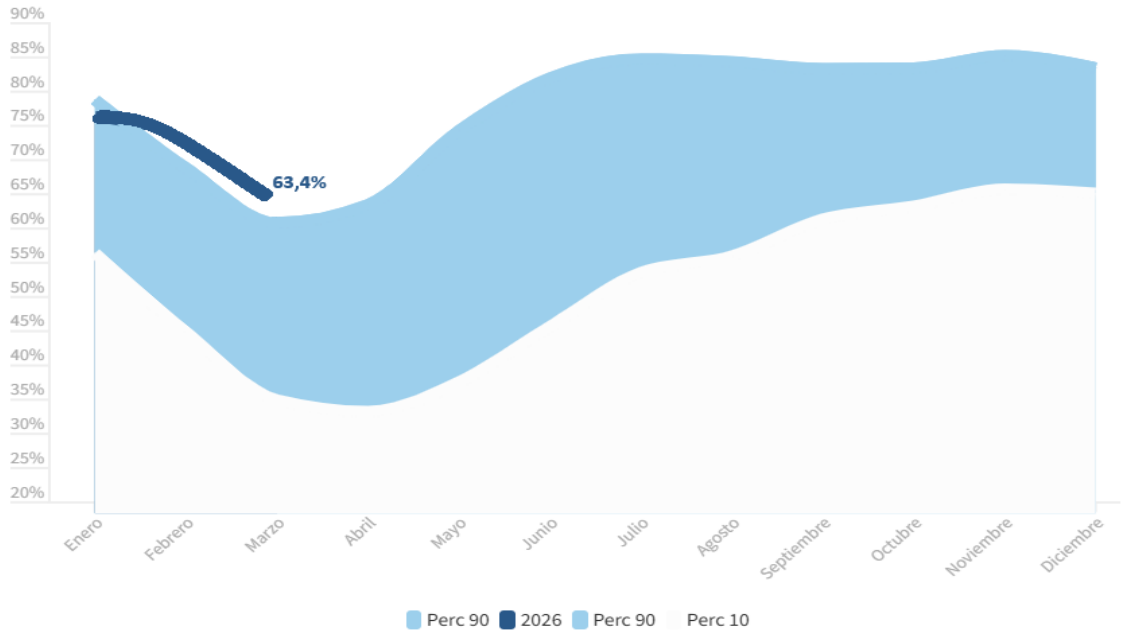
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el primer trimestre del 2026 los aportes hídricos presentaron un comportamiento fluctuante, aumentando 26,5 p.p. en el mes de enero con respecto a diciembre del 2025, volviendo a aumentar en el mes de febrero 42,1 p.p. para disminuir 71,3 p.p. en el mes de marzo.

Durante este periodo el valor promedio de los aportes hídricos presentó un valor de 196,85 GWh-día, reflejando un pico de 181,3% como porcentaje de la media histórica para el mes de febrero.

El período de verano en Colombia inicia tradicionalmente en el mes de enero, finalizando normalmente en el mes de abril, y a partir de los meses de mayo y junio se tiene la expectativa de recuperación del nivel de los embalses. El volumen útil ha presentado una leve disminución en los últimos meses. En la **Ilustración 8** se observa el nivel del embalse en el primer trimestre de 2026, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico de este indicador.

Ilustración 8. Volumen útil del embalse agregado del SIN



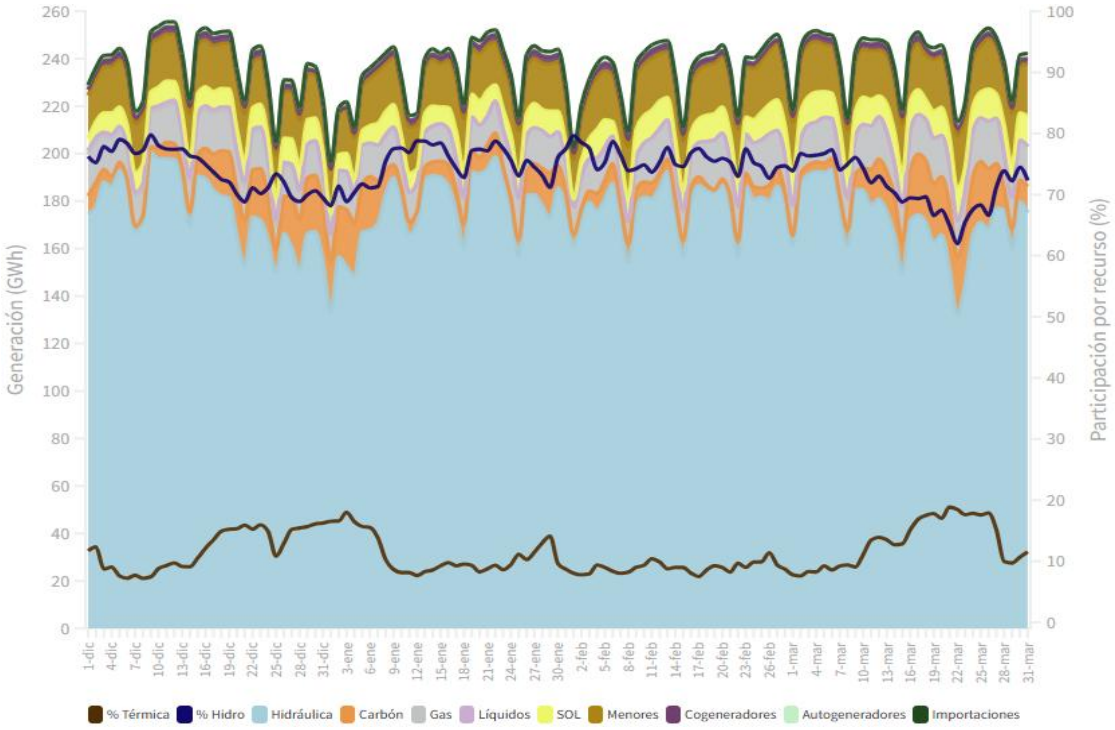
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Para el mes de marzo de 2026 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 63,4%, presentando una disminución de 9,6 p.p. con respecto al mes de febrero de 2026 donde el nivel se había situado en 73,0% finalizando el mes, tras un decaimiento en enero y febrero de 3,9 y 3,3 p.p. respectivamente, representando una caída de 16,9 p.p. en el primer trimestre del 2026 comparado con el mes de diciembre del 2025.

Generación de electricidad 3.2

Durante el primer trimestre del 2026, la generación de electricidad presentó una disminución en su valor con respecto al mes de diciembre del 2025. En la **Ilustración 9** se presenta el comportamiento de la generación de electricidad del SIN por tecnología y el porcentaje de generación hidráulica y térmica del total durante los últimos cuatro meses.

Ilustración 9. Generación de electricidad del SIN y participación por recurso – último bimestre (GWh)



Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La generación de electricidad promedio en el primer trimestre del 2026 alcanzó un valor de 236,8 GWh-día, presentando una disminución de 0.4% con respecto al mes de diciembre, aumentando un 4% con respecto al mismo trimestre del año anterior. La participación hidráulica en la generación del trimestre se mantuvo en 74,0%, mientras que el aporte térmico disminuyó en 0,4 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 11,0% para el primer trimestre de 2026[1]. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural aumentó 5,1% en el primer trimestre con respecto al mes de diciembre de 2025, llegando a 15,5 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón presentó una disminución de 16,0% con respecto al mes de diciembre, alcanzando un valor de 10,6 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), para el primer trimestre de 2026 se importó 6.766,8 kWh-día. La energía eléctrica proveniente de Ecuador se ha mantenido en el 2025 y

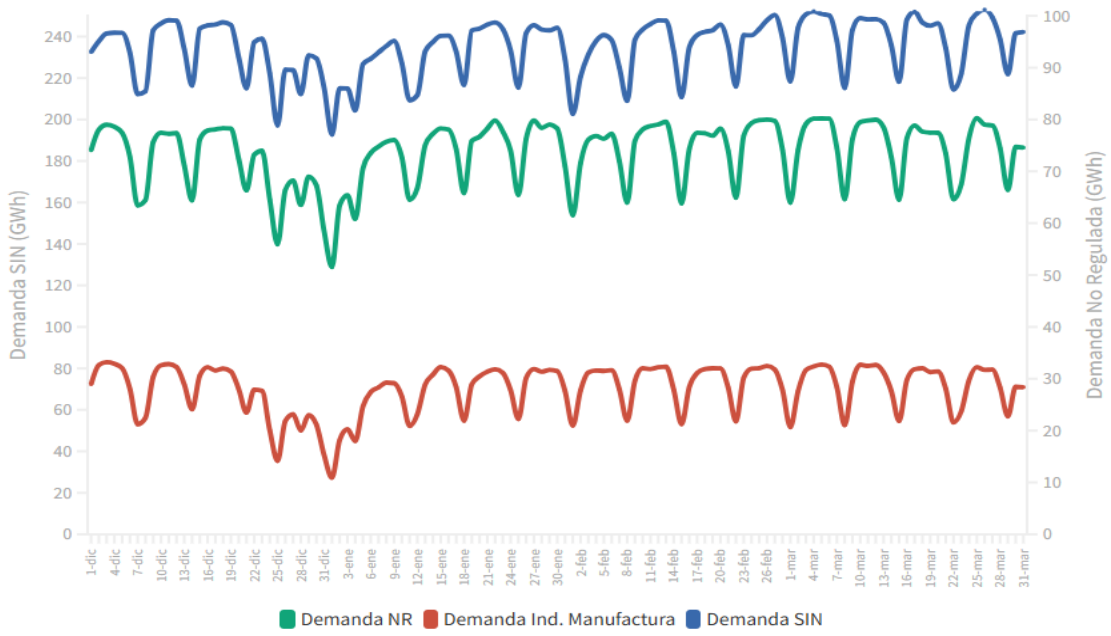
[1] La participación hidráulica y térmica señalada no incluye a las plantas menores.

lo corrido del 2026 entre un valor mínimo mensual de 1.243,1 kWh-día (enero) y un máximo de 2.148.765,8 kWh-día en el mes de marzo de 2025; por otra parte, las exportaciones de energía para el primer trimestre de 2026 tuvieron una disminución de 344,21% respecto al mes de diciembre, alcanzando 1.360.723,2 kWh-día.

3.3 Demanda de electricidad

Durante el primer trimestre de 2026, la demanda eléctrica aumentó en 1,5% con respecto al valor del mes de diciembre. La **Ilustración 9** muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad en los últimos cuatro meses. La gráfica presenta la demanda del SIN en el eje izquierdo, y la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera en el eje derecho.

Ilustración 9. Evolución de la demanda de electricidad durante el último bimestre (GWh)



Fuente: XM – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La demanda del SIN en primer trimestre fue de 235,7 GWh-día, aumentando un 4,4% de manera interanual. La demanda No Regulada aumentó en 3,6% comparada con diciembre y aumentó 5,8% de carácter interanual, llegando a 74,2 GWh-día de promedio en el trimestre. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras aumentó 5,5% con respecto al mes de diciembre y aumentó 2,1% con respecto al mismo trimestre del año anterior, ubicándose en 28,5 GWh-día.

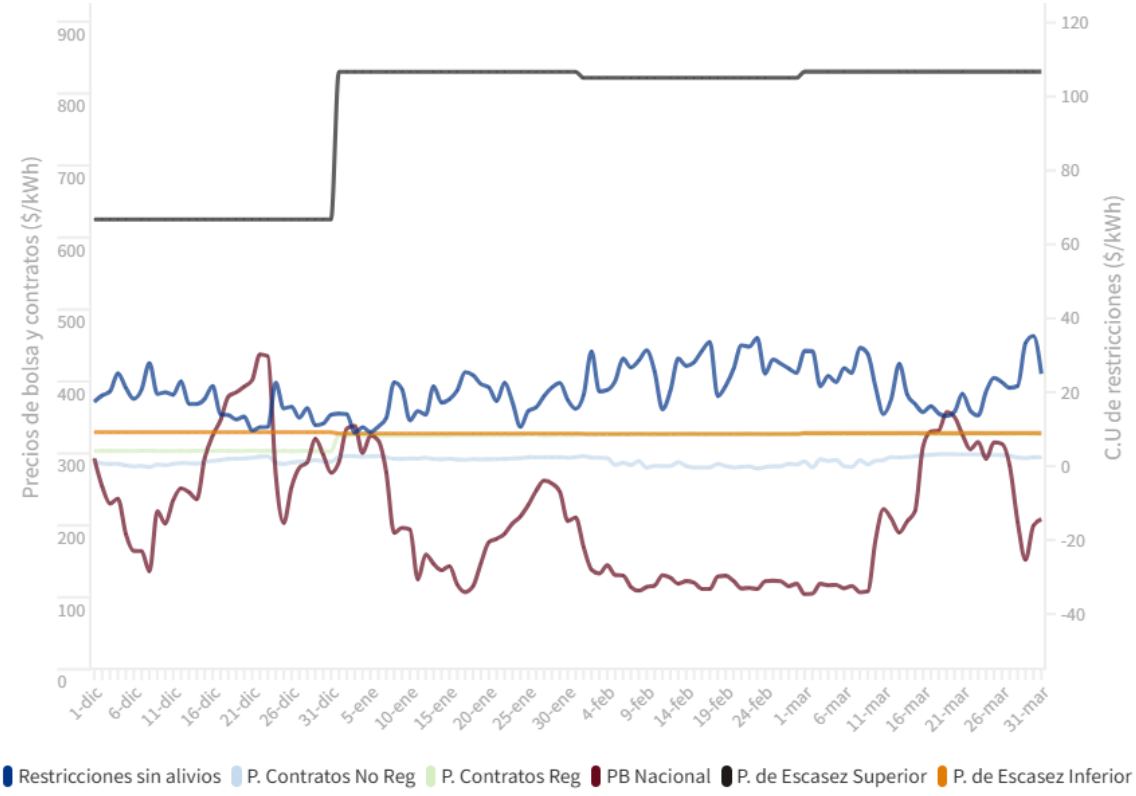
La demanda del primer trimestre se ubicó 3,6% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME[2] para dicho trimestre. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 6,4% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 0,6% por debajo de lo estimado por el planeador.

[2] La UPME publicó en el mes de julio de 2022 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 – 2036', las proyecciones del valor esperado se proponen bajo el escenario medio para la demanda energética acompañado de dos intervalos de confianza del 68% y 95%.

Precios y transacciones 3.4

Tras los contextos mencionados anteriormente con la hidrología, la generación de electricidad y la demanda de electricidad, las transacciones del mercado mayorista no se han visto impactadas considerablemente en el primer trimestre del 2026 con precios de bolsa por debajo de los precios de los contratos en la mayoría del trimestre. La **Ilustración 10** presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía para el primer trimestre del 2026, junto a su evolución a partir del mes de diciembre. El eje vertical izquierdo muestra el Precio de Bolsa (PB), el precio de los contratos regulados y No Regulados, además del precio de escasez superior e inferior del cargo por confiabilidad; mientras que, en el eje vertical derecho, se encuentra el costo unitario de las restricciones.

Ilustración 10. Transacciones y precios del MEM en el último bimestre ($/kWh)



Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

En el primer trimestre de 2026 el PB se mantuvo gran parte del trimestre por debajo de los precios de los contratos, tanto del mercado regulado como del no regulado. En el trimestre el PB tuvo una disminución de 33,4% comparada con diciembre de 2025 y una reducción interanual de 52,7%, alcanzando un valor promedio de 185,5 $/kWh, valor que se encuentra por debajo del precio de escasez superior, el cual se ubicó en promedio en 827,6 $/kWh y por

encima del precio de escasez inferior, el cual se ubicó en promedio en 327,8 $/kWh.

En el último mes, el PB tuvo un comportamiento al alza mensual de 77,9% y una reducción interanual de 3,5%, alcanzando un valor promedio de 220,4 $/kWh. El valor máximo del PB se situó en 357,4 $/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez superior, el cual se ubicó en 830,6 $/kWh y por encima del precio de escasez inferior, el cual se ubicó en 328,3 $/kWh.

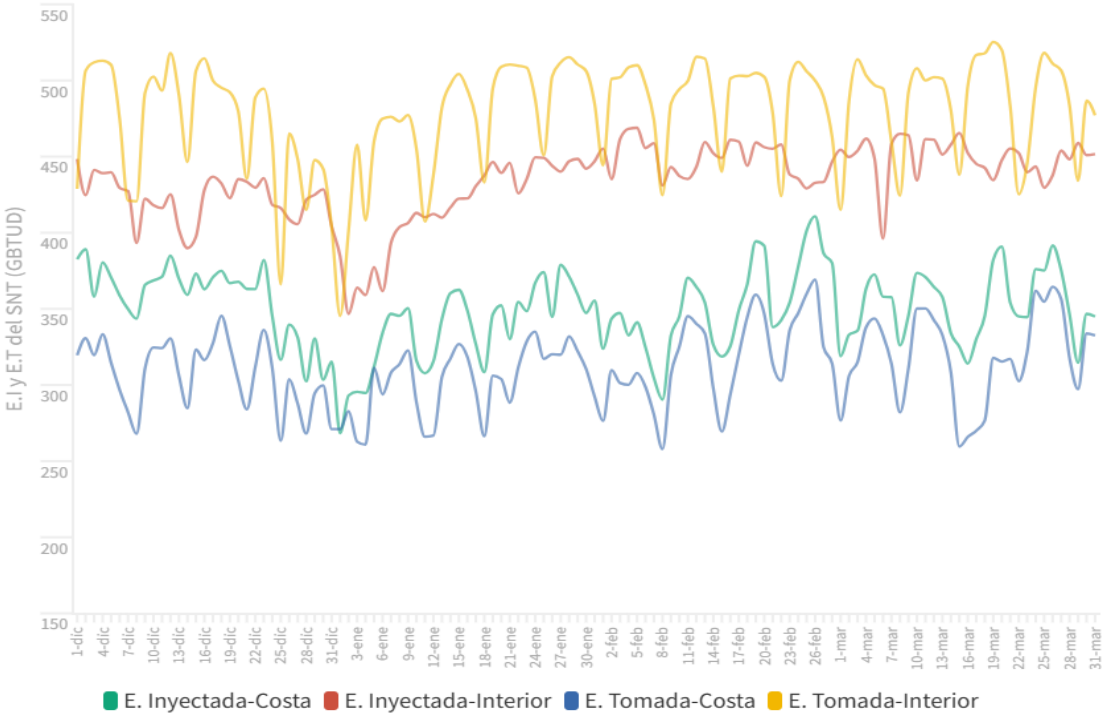
El componente de restricciones presentó un aumento llegando a un valor promedio en el trimestre de 21,9 $/kWh, aumentando 28% comparado con diciembre y disminuyendo 21,5% en comparación con el primer trimestre del 2025. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 236,3 $/kWh evidenciando un aumento de 7,5% con respecto a diciembre y un aumento de 3,5% con respecto al mismo trimestre del año anterior, comportamiento contrario a los que tuvieron los precios de los contratos del mercado No Regulado, donde aumentó 0,9% con respecto al mes de diciembre y una disminución de 2,3% con respecto al mismo trimestre de 2025, llegando a un promedio en el trimestre de 290,6 $/kWh[3].

[3] Es importante recordar que estos precios son en el Mercado Mayorista y no del Mercado Minorista. En cuanto a los contratos del mercado mayorista no regulado, cabe aclarar que todos los contratos registrados en el ASIC son catalogados como contratos de largo plazo.

Gas natural 04

Para el primer trimestre de 2026 las nominaciones de gas natural aumentaron (29,4%) comparado con diciembre de 2025 e interanual aumentaron (18,1%) ubicándose en 943.5 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la **Ilustración 11** se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de diciembre de 2025 y el primer trimestre de 2026. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos (2) grandes transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

Ilustración 11. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)



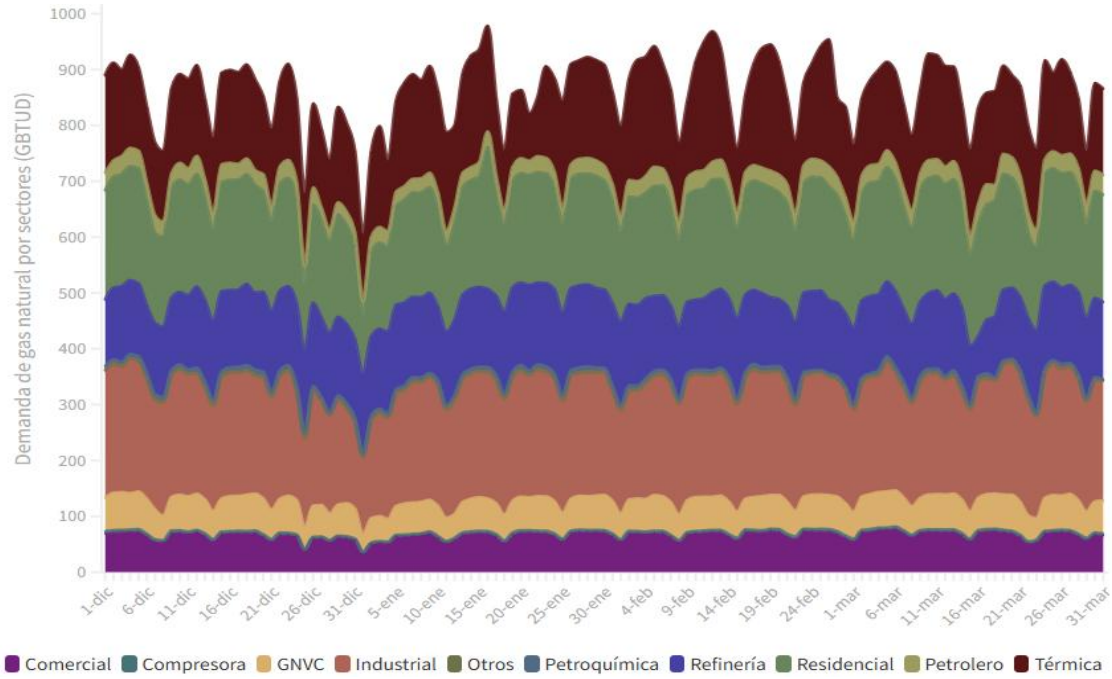
Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

La energía inyectada promedio en el primer trimestre fue de 785,3 GBTUD, representando un cambio interanual negativo de 8,2%; en igual sentido, la energía tomada del SNT disminuyó en 8,4%, llegando a un valor promedio de 795 GBTUD[4]. Para el primer trimestre 2026 el 74,66% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural

[4]El valor de la energía inyectada y tomada del SNT puede presentar una variación en los reportes, de acuerdo con los ajustes realizados por la BMC. En este informe se tuvo en cuenta los últimos reportes disponibles en la fecha de expedición del presente informe.

importado de 25,34%. En consecuencia, en la **Ilustración 12** se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante los últimos cuatro meses.

Ilustración 12. Demanda de gas natural en puntos de salida del SNT en el último bimestre (GBTUD)



Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La demanda total de gas natural[5] en el primer trimestre de 2026 fue de 866,4 GBTUD, presentando una disminución de 8,1% interanual y un aumento de 2,3% con respecto al mes de diciembre. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 586,8 GBTUD lo que representó un aumento comparado con diciembre de 2,4% y una disminución de 14,1% con respecto al mismo trimestre del 2025. Finalmente, la demanda industrial registra un aumento de 1,1% comparado con el mes de diciembre y disminuyó en 21,4% de manera interanual, la demanda industrial de gas en el primer trimestre fue de 219,1 GBTUD. En cuanto a los sectores específicos, el sector comercial (21,6%) presentó un incremento; por otro lado, los sectores que tuvieron una caída, con respecto al mismo trimestre de 2025 fueron, el sector de compresores (35,1%), GNVC (33,3%), residencial (6%), generación térmica (9,7%), refinería (1%) y el sector industrial (21,7%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados[6] disminuyó 7,2% de manera interanual y se ubicó en 275,8 GBTUD.

En la **Tabla 2** se presenta el comportamiento en los precios del gas

[5] Los valores correspondientes a la demanda total de gas natural, así como la demanda No Regulada y la demanda industrial, puede presentar una variación en los reportes, de acuerdo con los ajustes realizados por la BMC. En este informe se tuvo en cuenta los últimos reportes disponibles en la fecha de expedición del presente informe.

[6] Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores y GNVC.

natural y de crudo a lo largo del trimestre I de 2026 y su variación con respecto al mes de diciembre de 2025. Para el gas natural se observa el precio de referencia iGas, el cual representa un promedio de acuerdo con los índices en los puntos de entrega de Cusiana, Guajira y otros; además, se considera el precio con referencia de Estados Unidos con el Henry Hub, el precio del LNG en Japón-Corea y el NPB y TTF en el Reino Unido y Países Bajos respectivamente. (Unidad de Planeación Minero-Energetíca, 2026)

Tabla 2. Precios de combustibles Enero a Marzo de 2026.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES - ENERO A MARZO DE 2026							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Enero de 2026	11,0	4,1	10,5	11,6	8,5	64,3	60,0
Febrero de 2026	12,4	3,2	10,8	10,6	8,1	69,8	64,7
Marzo de 2026	12,1	3,1	18,8	17,0	12,7	102,3	93,6
(promedio) Vs. Mes anterior	-3,2%	-3,2%	74,4%	60,1%	56,3%	46,7%	44,7%

Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

05 Avances regulatorios

Resolución 101 097 de 2026

Energía Eléctrica. Por la cual se modifica la liquidación de las desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme definida el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 y se toman otras disposiciones.

Resolución 101 096 de 2025

Energía Eléctrica. Por la cual se modifica la Resolución CREG 101 024 de 2022 y se dictan otras disposiciones

Resolución 101 098 de 2026

Energía Eléctrica. Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Resolución 101 099 de 2026

Energía Eléctrica. Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto con usuarios de forma remota, se regulan aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN, y se establecen disposiciones respecto de recursos sin entrega de energía a la red.

Resolución 101 101 de 2026

Energía Eléctrica. Por la cual se modifican las reglas para determinar la tasa de descuento y otras variables de los procesos de libre concurrencia para suplir necesidades del Sistema de Transmisión Nacional mediante equipos en niveles de tensión inferiores a 220 kV.

Resolución 101 100 de 2026

Energía Eléctrica. Por la cual se definen las condiciones para el traslado de los precios de los contratos resultantes del mecanismo de comercialización de energía presentado por Conexión Energética S.A.S. E.S.P. y se establecen los indicadores de evaluación conforme a lo previsto en la Resolución CREG 114 de 2018.

Resolución 101 102 de 2026

Energía Eléctrica. Por la cual se habilita la oportunidad para acogerse al Precio de Escasez Inferior del Cargo por Confiabilidad.

Resolución 103 001 de 2026

Gas Licuado de Petróleo (GLP). Por medio de la cual se modifican los parágrafos 1, 4 y 5 del artículo 8 de la Resolución CREG 063 de 2016.

Resolución 40064 de 2026

Energía eléctrica. Por la cual se dictan lineamientos para los esquemas de exportaciones de electricidad y para las transacciones internacionales de electricidad en el marco de las disposiciones transitorias de la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones CAN 816 de 2017 y las Reglas Fundamentales establecidas en el Artículo 1 del Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador del Anexo 1 la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones CAN 757 de 2011 y demás reglas aplicables.

Resolución 40163 de 2026

Gas Natural. Por la cual se habilita transitoriamente el uso de las infraestructuras de importación de gas natural para promover la confiabilidad para el abastecimiento energético de la demanda de gas natural y electricidad, y se establecen otras disposiciones para el suministro del servicio público de gas combustible. .

Resolución 40178 de 2026

Energía Eléctrica. Por la cual se definen las reglas generales para la implementación de mecanismos de contratación a largo plazo de energía eléctrica, en cumplimiento de los objetivos y lineamientos establecidos en el artículo primero del Decreto 1091 de 2025.

Decreto 0393 de 2026

Energía Eléctrica. Por el cual se adicionan los lineamientos de política pública para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI) en la Sección 11 del Capítulo 8 del Título 111 de la Parte 2, del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía

Referencias

Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2026). *Portal BI*. Bogotá D.C.

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Análisis de la publicación de oferta de PTDVF y CIDPVF 2026 – I*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del, Mercado de Gas Natural: https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-12/Informe%20PTDVF%20y%20CIDVF%20DF%202026-I%20DF.pdf

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Análisis de los resultados del proceso de comercialización de GN Sep – Nov 2025*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC: https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-11/Informe%20TEN%20Sep%20a%20Nov%202025.pdf

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Análisis del sistema de transporte de GN*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del Mercado de Gas Natural: https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/informaci%C3%B3n-de-transporte

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Balance de Gas Natural en Colombia*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del Mercado de Gas Natural: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Balance_GAS_NATURAL_Agosto_2015.pdf

Bolsa Mercantil de Colombia. (001 de 2026). *Balance de oferta y demanda de gas natural Gestor del Mercado*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del Mercado de Gas Natural: [https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-12/Informe%20de%20disponibilidad%20-%20TEN%20diciembre%202025%20-%20febrero%202026%201.pdf](https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-12/Informe%20de%20disponibilidad%20-%20TEN%20diciembre%20202

Bolsa Mercantil de Colombia. (01 de 2026). *Mantenimiento de SPEC*. Obtenido de Boletín Electrónico Central - BEC del Gestor del Mercado de Gas Natural: https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2025-11/Informe%20operativo%20evento%20mantenimiento%20octubre%202025.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (01 de 2026). *Gestor Normativo* . Obtenido de CREG: https://creg.gov.co/loader.php?lServicio=Documentos&lFuncion=infoCategoriaConsumo&tipo=RE

Concesión Portuaria Cienaga LNG Energy. (01 de 2026). *Concesión Portuaria Cienaga LNG energy*. Obtenido de Cienaga LNG Energy: https://www.cienaga-lng.energy/concesion-portuaria

Ecopetrol. (01 de 2026). *Ecopetrol anuncia la comercialización de 110 GBTUD de gas importado a través de Coveñas*. Obtenido de Ecopetrol: https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/ecopetrol-anuncia-la-comercializacion-de-110-gbtud-de-gas-importado-a-traves-de-covenas

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (01 de 2026). *Búsqueda de Normatividad*. Obtenido de Minenergía: https://normativame.minenergia.gov.co/loader.php?lServicio=Normatividad&lTipo=User&lFuncion=buscar

Promigas. (01 de 2026). *Informe del Sector Gas Natural 2025: El gas natural: motor de equidad energética, competitividad y sostenibilidad*. Obtenido de Promigas: https://www.promigas.com/Paginas/NoticiasESP/Presentacion_Informe_Sector_gas_natural-2025.aspx

SPEC LNG. (Enero de 2026). *SPEC LNG*. Obtenido de https://www.promigas.com/Paginas/NoticiasESP/IMG/Documentos/5.%20JOSE%20MARIA%20CASTRO.pdf

Transportadora de Gas Internacional TGI. (01 de 2026). *TGI, filial del GEB, presenta propuesta estructural para evitar desabastecimiento de gas en Colombia en 2027*. Obtenido de Transportadora de Gas Internacional - TGI: [https://www.grupoenergiabogota.com/medios/comunicados-2025/tgi-filial-del-geb-presenta-propuesta-estructural-para-evitar-desabastecimiento-de-gas-en-colombia-en-2027](https://www.grupoenergiabogota.com/medios/comunicados-2025/tgi-filial-del-geb-presenta-

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (01 de 2026). *Estudio técnico para la adopción del plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038*. Obtenido de UPME: [https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf](https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_pa

Unidad de Planeación Minero-Energetíca. (01 de 2026). *UPME*. Obtenido de Proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2025-2039: https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

UPME. (2021). *Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2025 - 2039*. Bogotá D.C.

XM. (2024). *Portal BI*. Medellín.