

BOLETÍN DE Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas

Junio 2025 - agosto 2025



**Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios**



FELIPE DURÁN CARRÓN

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

OMAR CAMILO LÓPEZ LÓPEZ

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO UMMEG

Álvaro Barbosa Duarte

Claudia Eslendy Jara Orduz

Iván Darío Gómez Reyes

Jorge Fernando Morales Machado

Juan Pablo Ortega Walteros

Nelson Fabian Molina Molina

Beatriz Herrera Jaime

Laura Eva Barragán Torres

Jorge Andrés Vanegas Ramírez



Contenido

1	Resumen Ejecutivo	12
2	Mercado Mayorista de Gas Natural	14
2.1	Seguimiento de mercado	15
2.1.1	Mercado Primario	16
2.1.2	Mercado Secundario	26
2.1.3	Mercado minorista de gas natural	34
2.1.4	Índice de precios nacional vs importado	38
2.2	Seguimiento operativo	40
2.2.1	Producción	40
2.2.2	Demanda	44
2.2.3	Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	57
2.2.4	Disponibilidad de la infraestructura de gas natural	63
3	Ánalisis del Mercado de Gas Natural en Colombia – Año 2025	67
3.1	Contexto del Mercado	68
3.2	Oferta Nacional	69
3.3	Evolución de la Demanda Nacional	71
3.4	Precios del Mercado de Gas Natural	74
3.4.1	Diferencial de los Precios	77
3.4.2	Relación de los Precios	79
3.4.3	Evolución de Precios y Volúmenes por Modalidad Contractual	83
3.5	Dinámica Comercial	86
3.5.1	Relación entre Transacciones Comerciales y Consumo Total	90
3.5.2	Relación de Transacciones Mercado Mayorista - Consumo Total y sus Precios	94
3.5.3	Comportamiento del Mercado Regulado	96
3.5.4	Relación de Transacciones Mercado Mayorista Regulado Consumo Regulado y Precios	99
3.6	Ánalisis Integral	102
4	Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	104
4.1	Análisis de mercado	104
4.1.1	Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa	104
4.2	Indicadores para agentes generadores	110
4.2.1	Comparación de variables por agente	110



4.2 Seguimiento operativo	132
4.2.1 Volumen Útil del Sistema	132
<i>Figura 4-25. Comportamiento general 2020-2025 del volumen útil de los embalses.</i>	132
<i>Figura 4-26. Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).</i>	133
4.2.2 Hidrología del sistema	134
4.2.3 Hidrología por plantas	136
4.2.4 Vertimientos	144
4.2.5 Generación de energía por recurso	144
4.2.6 Demanda	148
4.2.7 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	151

Lista de Figuras

Figura 2-1. Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario.	17
Figura 2-2. Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.	19
Figura 2-3. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción... ..	20
<i>Figura 2-4. Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.</i>	21
<i>Figura 2-5. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.</i>	22
<i>Figura 2-6. Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.</i>	22
<i>Figura 2-7. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.</i>	23
<i>Figura 2-8. Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.</i>	24
<i>Figura 2-9. Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural</i>	26
<i>Figura 2-10. Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.</i>	27
<i>Figura 2-11. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.</i>	29
<i>Figura 2-12. Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.</i>	30
<i>Figura 2-13. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.</i>	31
<i>Figura 2-14. Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.</i>	32
<i>Figura 2-15. Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas Natural.....</i>	34
<i>Figura 2-16. Precios promedio ponderado del mercado minorista por modalidad.</i>	35
<i>Figura 2-17. Cantidad contratada del mercado minorista por modalidad.</i>	36
<i>Figura 2-18. Precios promedio ponderado del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.</i>	37
<i>Figura 2-19. Cantidad contratada del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.</i>	38
<i>Figura 2-20. Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.</i>	39
<i>Figura 2-21. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.</i>	40
<i>Figura 2-22. Producción agregada de gas durante el último trimestre.</i>	41
<i>Figura 2-23. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.</i>	42
<i>Figura 2-24. Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.</i>	43
<i>Figura 2-25. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.</i>	44



<i>Figura 2-26. Distribución de la demanda por tipo de usuario.</i>	45
<i>Figura 2-27. Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.</i>	47
<i>Figura 2-28. Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.</i>	48
<i>Figura 2-29. Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.</i>	49
<i>Figura 2-30. Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.</i>	50
<i>Figura 2-31. Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.</i>	52
<i>Figura 2-32. Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.</i>	53
<i>Figura 2-33. Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.</i>	54
<i>Figura 2-34: Demanda diaria de gas sector Petrolero en el periodo de análisis.</i>	55
<i>Figura 2-35. Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.</i>	56
<i>Figura 2-36. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.</i>	57
<i>Figura 2-37. Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.</i>	58
<i>Figura 2-38. Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.</i>	59
<i>Figura 2-39. Porcentaje de utilización gasoductos Centro.</i>	60
<i>Figura 2-40. Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.</i>	61
<i>Figura 2-41. Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.</i>	62
<i>Figura 2-42. Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.</i>	63
<i>Figura 2-43. Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.</i>	64
<i>Figura 2-44. Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.</i>	65
<i>Figura 3-1. Oferta y Demanda Nacional de Gas Natural</i>	69
<i>Figura 3-2. Estructura de la Demanda Nacional de Gas Natural</i>	72
<i>Figura 3-3. Evolución y Diferencial de los Precios Ponderados en el Mercado de Gas Natural</i>	75
<i>Figura 3-4. Evolución de la Relación de Precios en el Mercado de Gas Natural</i>	80
<i>Figura 3-5. Evolución de Transacciones y Precios Modalidades Firmes y Con Interrupción</i>	83
<i>Figura 3-6 Comportamiento de Transacciones Comerciales del Mercado y Demanda de Gas Natural</i>	88
<i>Figura 3-7. Relación de Transacciones Comerciales y Consumo de Gas Natural</i>	91
<i>Figura 3-8. Relación de Transacciones Comerciales y Consumo de Gas Natural</i>	93
<i>Figura 3-9. Relación de Transacciones Comerciales - Consumo y Relación de Precios</i>	95
<i>Figura 3-10. Comportamiento de Transacciones Comerciales del Mercado Regulado y su Demanda</i>	98
<i>Figura 3-11. Relación Transacciones Mercado Reguladas - Consumo y Relación de Precios</i>	100
<i>Figura 4-1: Fijación precios de bolsa por planta para junio de 2025.</i>	105

Figura 4-2: Fijación precios de bolsa por planta para julio de 2025.....	106
Figura 4-3: Fijación precios de bolsa por planta para agosto de 2025.....	107
Figura 4-2 Precio de bolsa y Volumen útil.....	110
Figura 4-8: Comparación de variables: AES Colombia.....	111
Figura 4-9: Comparación de variables: Celsia.....	113
Figura 4-10: Comparación de variables: Enel.....	114
Figura 4-11: Comparación de variables: EPM.....	116
Figura 4-12: Comparación de variables: Isagen.....	118
Figura 4-13: Comparación de variables: Urrá.....	119
Figura 4-14 Comparación de variables Gensa	121
Figura 4-15 Comparación de variables Gecelca	122
Figura 4-16 Comparación de variables Sochagota	123
Figura 4-17: Comparación de variables Nitro Energy.....	124
Figura 4-18 Comparación de variables TEBSA	125
Figura 4-19 Comparación de variables Termocandelaria.....	127
Figura 4-20 Comparación de variables Prime.....	128
Figura 4-21: Comparación de variables Proeléctrica.....	129
Figura 4-22 Comparación de variables TermoEmcali.....	130
Figura 4-23 Comparación de variables Termonorte.....	131
<i>Figura 4-25. Comportamiento general 2020-2025 del volumen útil de los embalses.</i>	132
<i>Figura 4-26. Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).</i>	133
Figura 4-27: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	135
Figura 4-28: Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM	135
Figura 4-29: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.....	138
Figura 4-30: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.....	139
Figura 4-31: Aportes y volumen útil por planta de baja regulación.....	140
Figura 4-32. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas.	142
Figura 4-33. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	143



Figura 4-34. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua menor a 2 semanas.....	143
Figura 4-35: Participación de la generación por recurso.....	145
Figura 4-36: Participación de generación por fuente.....	146
Figura 4-37: Generación térmica por combustible.	147
Figura 4-38: Generación otros recursos.	148
Figura 4-39: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037	149
Figura 4-40: Evolución de la demanda diaria del SIN.	150
Figura 4-41: Comportamiento mensual de la demanda.	150
Figura 4-42: Costo de restricciones y precio de bolsa.	151
Figura 4-43: Generación de seguridad vs fuera de mérito [GWh/día]	152
Figura 4-44: Generación de fuera de mérito por área [GWh/día].....	153
Figura 4-45: Generación de seguridad por área [GWh/día]	154

Lista de Tablas

<i>Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).</i>	41
<i>Tabla 2-2: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).</i>	43
<i>Tabla 2-3: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).</i>	45
<i>Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio para agosto 2025 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).</i>	46
<i>Tabla 2-5: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).</i>	50
<i>Tabla 2-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).</i>	51
<i>Tabla 2-7: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).</i>	53
Tabla 4-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para junio de 2025.	105
Tabla 4-2: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para julio de 2025.	106
Tabla 4-2: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para agosto de 2025.	108
Tabla 4-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.	112
Tabla 4-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.	114
Tabla 4-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.	115
Tabla 4-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.	117
Tabla 4-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.	118
Tabla 4-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.	120
Tabla 4-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa	121
Tabla 4-12 Estadísticos básicos Gecelca	122
Tabla 4-13 Estadísticos básicos Sochagota....	124
Tabla 4-14: Estadísticos básicos Nitro Energy	125
Tabla 4-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA	126
Tabla 4-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaia	127
Tabla 4-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime	128
Tabla 4-18: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica	129



Tabla 4-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali	131
Tabla 4-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte	132
Tabla 4-25: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.	136
Tabla 4-26 Energía vertida por área (Cifras en GWh).	144

Lista de siglas

- ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
- CERE: Costo Equivalente Real de Energía
- CNO Gas: Consejo Nacional de Operación del Sector Gas
- CNO Eléctrico: Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico
- CREG: Comisión de Regulación de Energía Gas
- GNCV: Gas Natural Comprimido Vehicular
- GNL: Gas Natural Licuado
- GT: Grupo Térmico
- HHI: Índice Herfindahl-Hirschman
- IOR: Índice de Oferta Residual
- MC: Precio Promedio de Ponderado de Contratos
- MEM: Mercado de Energía Mayorista
- MME: Ministerio de Minas y Energía
- OCG: Opción de Compra de Gas
- OEF: Obligaciones de Energía Firme
- OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista
- PC: Pague lo Contratado
- PD: Pague lo Demandado
- SICEP: Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas
- SIN: Sistema Interconectado Nacional
- SNT: Sistema Nacional de Transporte
- STN: Sistema de Transmisión Nacional
- TPC: Tera Pies Cúbicos
- UPME: Unidad de Planeación Minero Energética
- USD: Dólar Estadounidense

1 Resumen Ejecutivo

El presente boletín contiene un análisis de los mercados mayoristas de energía eléctrica y gas natural en Colombia durante el periodo de junio de 2025 a agosto de 2025, en el cual se evalúan las dinámicas de precios, cantidades y comportamientos de los principales indicadores que permiten un seguimiento detallado del mercado, con énfasis especial en los precios de oferta de las plantas hídricas y los precios de gas natural según la modalidad contractual. El documento está estructurado en tres capítulos principales: Mercado Mayorista de Gas Natural, Análisis del Mercado de Gas Natural en Colombia – Año 2025 y Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

En el primer capítulo, dedicado al Mercado Mayorista de Gas Natural, se realiza un análisis del comportamiento operativo y comercial del sector en los distintos segmentos del mercado en torno a la oferta, la demanda y precios, incluyendo una comparación por fuente de producción y sector de consumo. De forma complementaria, incorpora un indicador que permite comparar el precio del gas natural producido localmente frente el gas importado y se presenta un seguimiento detallado de variables operativas clave como la producción, la demanda por región y sector de consumo, importaciones de GNL y la disponibilidad y uso de la infraestructura de transporte, entre otros elementos de estudio.

Debido a la necesidad de diversificar la oferta de gas natural, el aumento de la demanda y los desafíos relacionados con la infraestructura existente, el mercado atraviesa un periodo de transformación. Aunque la producción local sigue siendo una fuente significativa de gas, ha mostrado señales de estancamiento, lo que ha incrementado la dependencia del país de las importaciones de Gas Natural Licuado (GNL). Además, las limitaciones en la capacidad de transporte y distribución resaltan la urgencia de realizar inversiones en infraestructura para garantizar la estabilidad del suministro a largo plazo.

En el segundo capítulo se realiza un análisis sobre la evolución y la dinámica del mercado de gas natural en Colombia durante el año 2025. Este ejercicio busca ofrecer una visión integral sobre el desempeño del sector, considerando la interacción entre sus componentes fundamentales: la oferta nacional y las importaciones, los niveles de consumo total, la formación de precios en los mercados primario y secundario, y las características de las transacciones comerciales.

El tercer capítulo se centra en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, abordando algunos indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores.

En este capítulo también se realizó un seguimiento a las variables hidrológicas tales como embalse y aportes, resaltando que para el trimestre de análisis el sistema tuvo aportes recibidos cercanos a la media histórica, con excepción del mes de enero. Así mismo se encuentra que, el nivel del embalse agregado se ubicó en todo momento por encima de la Senda de Referencia.

2 Mercado Mayorista de Gas Natural

Este capítulo ofrece un análisis integral y detallado de las principales variables e indicadores del Mercado Mayorista de Gas Natural en Colombia. Este mercado, regido por las fuerzas de la oferta y la demanda, permite la negociación de transacciones de gas natural esenciales para garantizar el abastecimiento a los consumidores finales bajo condiciones de precios competitivos. Se compone de tres segmentos principales: el Mercado Primario, el Mercado Secundario y el Mercado Minorista de gas natural.

En este contexto, las condiciones de compraventa de gas natural se definen mediante diversas modalidades de contratación diseñadas para adaptarse a las necesidades específicas de los participantes del mercado; las cuales buscan ofrecer flexibilidad, transparencia y previsibilidad en las transacciones, garantizando así un suministro confiable. Los contratos se clasifican según la topología contractual establecida en el Decreto 1073 de 2015, dividiéndose principalmente en contratos firmes e interrumpibles. Los contratos firmes, caracterizados por garantizar la firmeza del suministro, son ideales para usuarios que requieren seguridad y confiabilidad. Por su parte, los contratos interrumpibles, que permiten interrupciones bajo ciertas condiciones, ofrecen una mayor flexibilidad para los participantes del mercado.

Este informe también incluye un monitoreo completo de los aspectos operativos del sistema, con un enfoque en la infraestructura de oferta y transporte, los precios y el comportamiento general del mercado. Entre las variables analizadas se encuentran la producción y demanda de gas natural por región y sector de consumo, la disponibilidad de infraestructura, las importaciones y el uso efectivo de las capacidades de transporte. Adicionalmente, se realiza un análisis detallado de los indicadores clave relacionados con la estructura del mercado mayorista, incluyendo la comparación de precios por fuente de producción, la evaluación de los precios del gas nacional frente a los del gas importado, y el estudio de indicadores de concentración y participación de mercado.

El análisis presentado permite identificar las tendencias actuales, así como los desafíos y oportunidades que enfrenta el mercado mayorista de gas natural en Colombia. Este enfoque integral contribuye a una mejor comprensión de la dinámica del mercado en un entorno competitivo y diverso, destacando su capacidad para responder a las necesidades de abastecimiento energético. Además, identifica áreas clave para mejorar su eficiencia y competitividad en el contexto de un sistema energético en transición.

2.1 Seguimiento de mercado

En concordancia con la Resolución CREG 102 015 de 2025 y sus modificaciones, se destaca la inclusión de las negociaciones trimestrales, la eliminación y creación de modalidades contractuales, dando una mayor flexibilidad en la contratación y permitiendo a los agentes ajustar los términos de sus contratos en función de las necesidades cambiantes del mercado. Adicionalmente, las modificaciones han fortalecido los mecanismos para garantizar la transparencia y equidad en las negociaciones, lo que contribuye a una mejor asignación de recursos y una mayor competitividad en el mercado.

Este análisis incorpora todas las modalidades contractuales definidas, las cuales facilitan no solo transacciones de tipo Firme e Interrumpible, sino también mixtas. Las modalidades mixtas combinan compromisos de volúmenes firmes e interrumpibles, permitiendo la comercialización de gas natural proveniente de fuentes en situaciones excepcionales. En este marco, las modalidades contractuales de suministro en el mercado primario se agrupan de la siguiente manera:

- Firme (Incluye las modalidades Firme al 95%, Firme al 80%, Firmeza Condicionada, Take or Pay)
- Con Interrupciones
- Opción de compra
- Contingencia

Con el objetivo de proteger los intereses de los consumidores y garantizar un suministro de gas natural confiable y a precios justos, se lleva a cabo un monitoreo detallado del mercado. A través de indicadores de desempeño, se evalúa la eficiencia de los agentes, la concentración del mercado y la evolución de los precios, seguimiento que permite identificar posibles riesgos para la competencia y eficiencia, y tomar medidas correctivas para evitar prácticas que puedan perjudicar a los usuarios finales. Al asegurar un mercado competitivo y transparente, se contribuye a mejorar la calidad del servicio público domiciliario de gas natural.

2.1.1 Mercado Primario

El mercado primario de gas natural en Colombia desempeña un papel fundamental en el suministro de energía del país. Como primer eslabón de la cadena de valor, este mercado establece las bases para la comercialización y distribución del gas natural a los diferentes sectores de la economía. Su funcionamiento se basa en una serie de mecanismos y procesos que garantizan la transparencia y eficiencia de las transacciones. Las transacciones en el mercado primario se realizan a través de negociaciones bilaterales entre los participantes, las cuales pueden ser a largo plazo o a corto plazo.

En Colombia, la Bolsa Mercantil de Colombia opera como el gestor del mercado de gas natural y proporciona una plataforma electrónica donde los participantes pueden publicar ofertas y demandas, facilitando así la negociación y el descubrimiento de precios. Para ciertos tipos de gas o en determinadas condiciones de mercado, se pueden realizar subastas para determinar el precio de venta del gas. Una vez que se llega a un acuerdo entre las partes, se formaliza a través de un contrato que establece las condiciones de la transacción, incluyendo el volumen de gas, el precio, la calidad y las condiciones de entrega y el gas natural adquirido en el mercado primario es transportado a través de la infraestructura de gasoductos hasta los puntos de entrega acordados en los contratos.

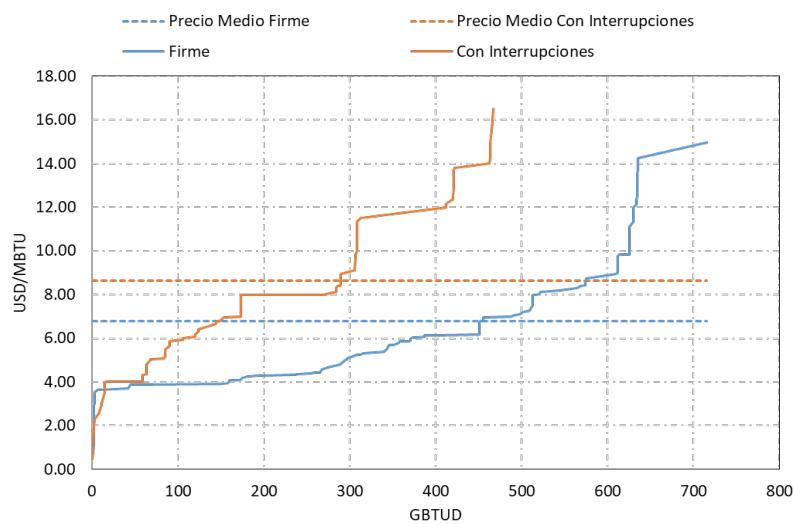
En general, el mercado primario de gas natural es un sistema complejo que requiere de una constante adaptación a las condiciones del mercado y a los cambios en la regulación. La transparencia, la eficiencia y la competencia son elementos clave para garantizar un funcionamiento adecuado de este mercado y un suministro confiable de gas natural para los consumidores.

A continuación, se presenta la curva agregada de oferta, la cual representa la cantidad total de gas natural que los productores están dispuestos a ofrecer a diferentes precios. así como el análisis de precios y cantidades y la modalidad contractual, con lo cual se ofrece una visión general de la capacidad de producción del mercado y su sensibilidad a las variaciones del precio.

Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

En la Figura 2-1 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario de gas, diferenciada por las modalidades Firme (azul) y Con Interrupciones (naranja). El análisis considera los contratos vigentes durante el mes de agosto de 2025.

Figura 2-1. Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

El análisis de la curva de contratos modalidad Firme permite poner de manifiesto los siguientes aspectos:

- El precio promedio ponderado de los contratos bajo esta modalidad fue de 6,8 USD/MBTU.
- Un 22,2% de las cantidades contratadas alcanzaron precios inferiores a 4,0 USD/MBTU, indicado que una pequeña porción de compradores pudo negociar precios más bajos.
- Alrededor del 18,1% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU, mostrando diversidad de precios a los que se adquirió el gas en esta modalidad.
- En el rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU, se adquirió alrededor del 23,3% de la cantidad total de gas durante el período.
- Para el 21.5% de las cantidades contratadas su precio osciló entre los 7,0 USD/MBTU y los 9,0 USD/MBTU.

- Las categorías de precios más altas, mayor 9,0 USD/MBTU representaron el 14,9% de la cantidad contratada.

La curva acumulada de contratos modalidad Con Interrupciones registra las siguientes observaciones:

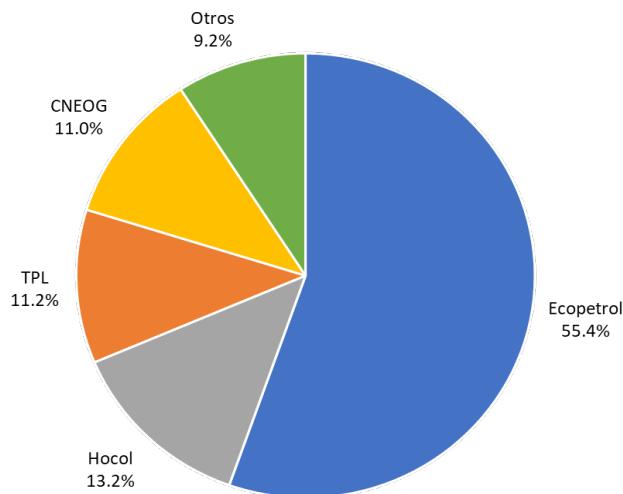
- El precio promedio ponderado de los contratos de gas en la modalidad Con Interrupciones fue de 8,6 USD/MBTU, indicando una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.
- Cerca del 22,7% del total de gas contratado registró precios inferiores a 6,0 USD/MBTU. Si bien este porcentaje es pequeño, sugiere que algunos compradores pudieron negociar precios más bajos.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 15,5%, representando una porción baja de los contratos.
- Es importante destacar que el 27,4% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU.
- Los contratos con precios entre 10,0 USD/MBTU y 12,0 USD/MBTU comprenden el 1,5% del total de cantidades contratadas y el 23,4% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios entre 12,0 USD/MBTU y 14,0 USD/MBTU.
- Finalmente, los contratos con precios superiores a 15,0 USD/MBTU concentran el 9,5% de las cantidades contratadas.
- La distribución de precios en la modalidad Con Interrupciones muestra una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.

Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

En la Figura 2-2 se ilustra la distribución de la participación de los productores en los contratos en modalidad Firme del Mercado Primario. Durante este trimestre, Ecopetrol mantuvo la participación más alta en el mercado, con un 55,4% del volumen total negociado, una tendencia que ha persistido desde el inicio del desarrollo de este boletín. Hocol por su parte, participó con un 13,2% del volumen total negociado. Por otro lado, TPL (gas importado) registró una participación del 11,2% durante el periodo analizado, mientras que los restantes productores con un 20,2%.

El mercado de gas natural en Colombia continúa mostrando una alta concentración, con Ecopetrol como actor dominante. Si bien la participación de otros actores ha aumentado en los últimos trimestres, aportando cierta diversidad al mercado, aunque su participación es pequeña, aún no alcanzan niveles que puedan desafiar el liderazgo de la empresa estatal.

Figura 2-2. Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

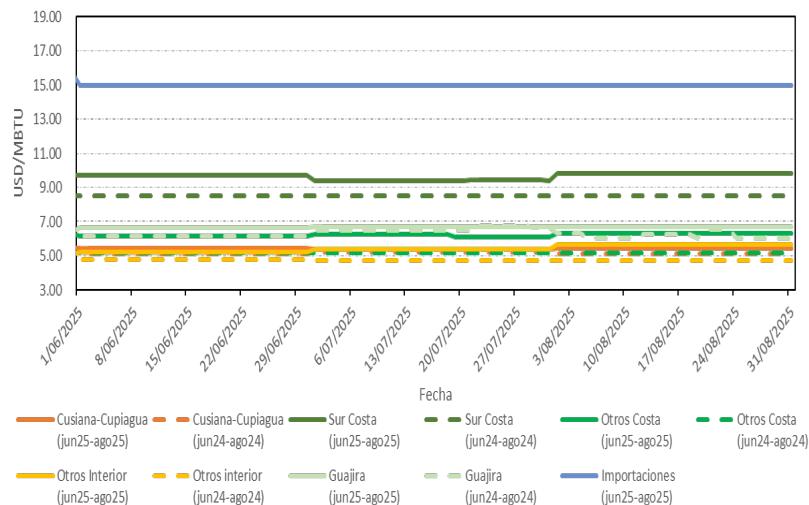
Precios y cantidades por fuente de producción para el Mercado Primario:

Continuando con el análisis del Mercado Primario, la Figura 2-3 muestra el precio promedio ponderado de los contratos según la fuente de producción. Los contratos asociados a gas importado registraron el precio promedio ponderado más alto, alcanzando los 15,0 USD/MBTU durante el trimestre. Esta fuente surgió el trimestre nov 2024 – feb 2025 y se consolida como la fuente de producción con mayor costo en el mercado primario.

Por otra parte, los precios de los contratos provenientes de Sur Costa se ubicaron en segundo lugar, alcanzando un promedio de 9,6 USD/MBTU. Los precios del gas Guajira se ubicaron en tercer lugar, alcanzando un promedio cercano a los 6,7 USD/MBTU durante el trimestre. Este precio es inferior al de Sur Costa, y presenta una disminución de 0,4 USD/MBTU en comparación con mismo trimestre del año anterior.

Los precios medios ponderados por fuente de producción en el Mercado Primario revelan una tendencia al alza.

Figura 2-3. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.

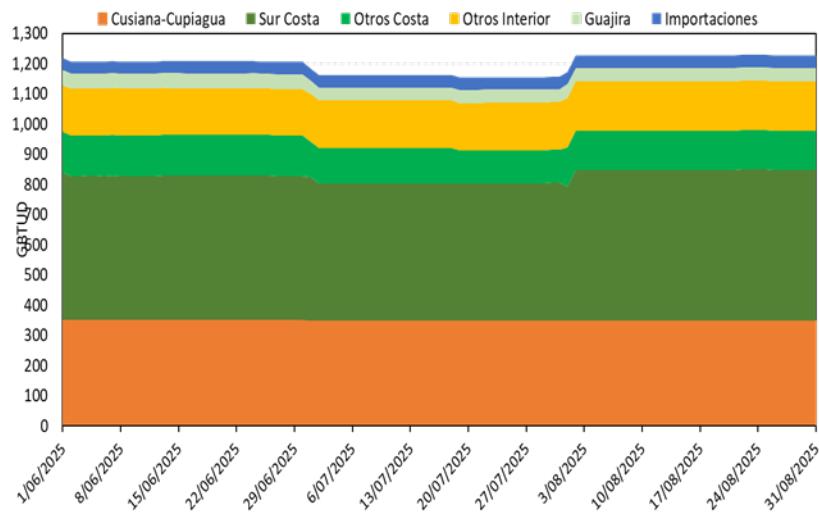


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Así mismo, se revisaron las cantidades contratadas en el Mercado Primario por fuente de producción (ver Figura 2-4). Este análisis revela que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Sur Costa, con un promedio de 476,5 GBTUD durante el trimestre, seguido de cerca por el volumen de los campos Cusiana-Cupiagua, con un promedio aproximado de 349,8 GBTUD. En comparación con el trimestre anterior, no se observa un incremento del volumen total.

Se evidencia el volumen contratado con gas importado que representa un 3,3% del total de la contratación en el mercado primario para el trimestre en análisis.

Figura 2-4. Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

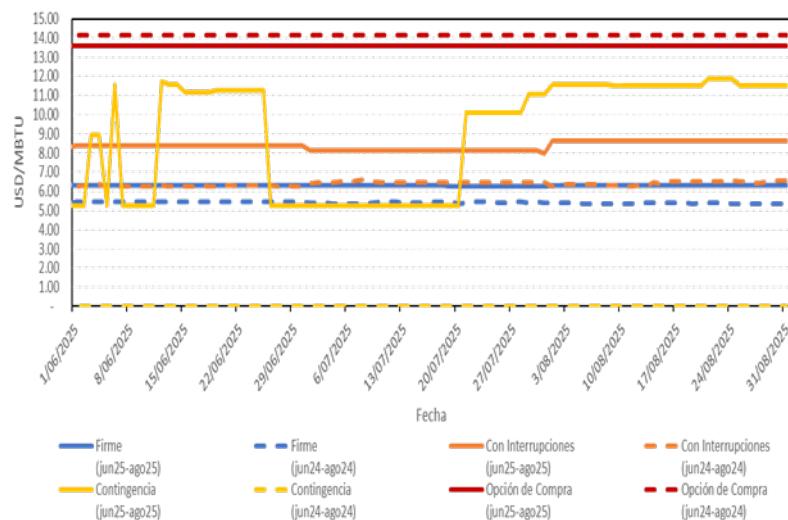
Precios y cantidades por modalidad:

También se llevó a cabo el seguimiento de la contratación en el Mercado Primario por modalidad. En este contexto, se observa que La modalidad Opción de Compra registró el precio promedio ponderado más alto, alcanzando un valor cercano a los 13,6 USD/MBTU durante el trimestre. Este precio no presenta variación con respecto al trimestre anterior, consolidando a la Opción de Compra como la modalidad más costosa del Mercado Primario (ver Figura 2-5).

Los contratos bajo la modalidad Contingencia se ubicaron en segundo lugar, con un precio promedio de 9,1 USD/MBTU. Este precio presenta un aumento de 3,4 USD/MBTU en comparación con el trimestre anterior. La diferencia de precios entre Opción de Compra y Contingencia refleja las distintas características de estas dos modalidades, en términos de flexibilidad y riesgo para los compradores.

Los contratos bajo la modalidad Con Interrupciones presentan un precio promedio ponderado de 8,4 USD/MBTU y los contratos en modalidad Firme, presentan un precio promedio ponderado de 6,3 USD/MBTU, manteniéndose 0,1 USD/MBTU por debajo del trimestre anterior.

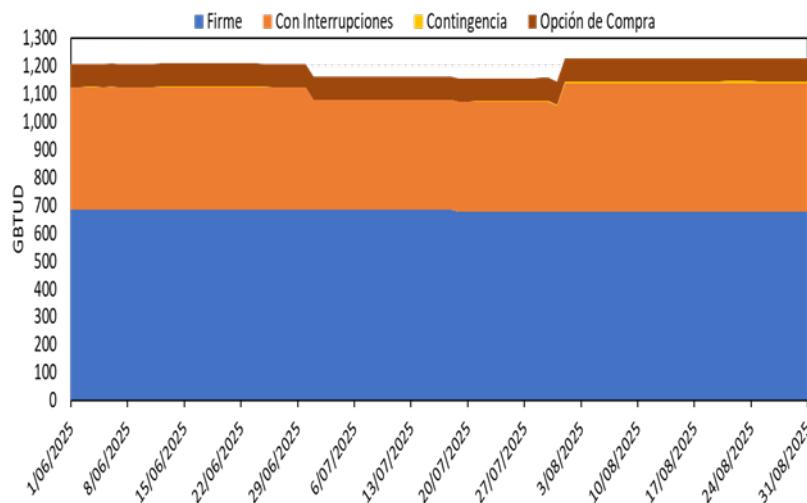
Figura 2-5. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 2-6 muestra que la contratación en Firme alcanzó el mayor volumen con un valor medio que superó los 679,8 GBTUD, la que continúa siendo la más utilizada, seguida por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones, cuyo valor fue cercano a 432,0 GBTUD, siendo ésta, una modalidad atractiva para algunos compradores que buscan optimizar sus costos. Además, la gráfica revela que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.196,9 GBTUD, siendo prácticamente el mismo valor registrado en el trimestre anterior.

Figura 2-6. Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.



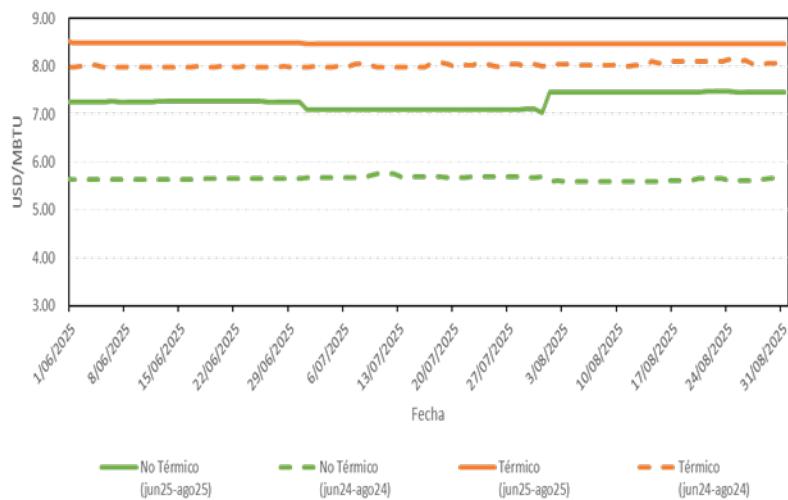
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Precios y cantidades por tipo de uso (Térmico y No Térmico):

En el análisis del Mercado Primario también se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. Los contratos de gas natural con destino al sector Térmico registraron los precios promedio ponderados más altos durante el trimestre, alcanzando valores cercanos a los 8,5 USD/MBTU. Esta cifra representa un aumento en comparación con el mismo período del año anterior (ver Figura 2-7). En tanto que, el gas natural para otros usos (Residencial, Industrial, Comercial, GNCV y Otros) se contrató a precios promedio de 7,3 USD/MBTU, valor que igualmente representa un aumento en comparación con el mismo período del año anterior.

De manera general, el aumento generalizado de precios en todos los tipos de uso responde a diversos factores, como: disminución de la producción nacional debido a la madurez de algunos campos, a la falta de nuevas inversiones en exploración y explotación y aumento de la demanda, entre otros elementos.

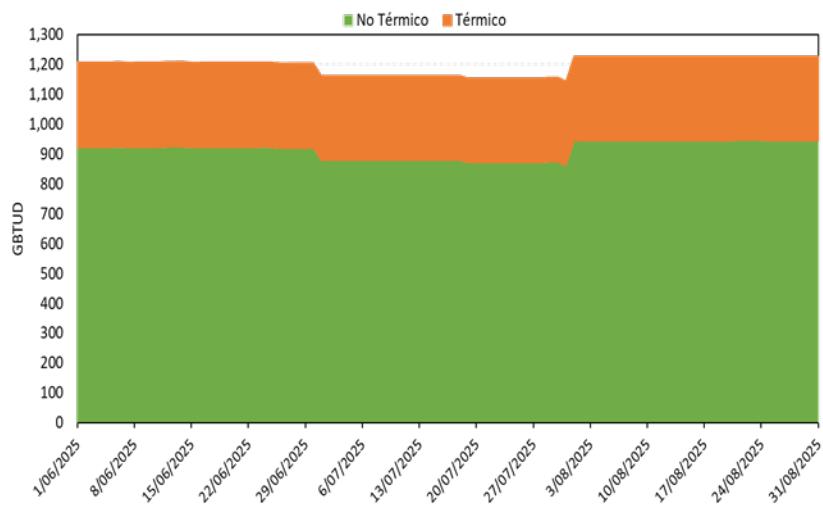
Figura 2-7. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Complementando el análisis, se presenta la evolución de la distribución de las cantidades contratadas por tipo de uso del gas natural en el Mercado Primario (ver Figura 2-8). El gas natural con destino No Térmico registró el mayor volumen contratado durante el trimestre, con un promedio de 913,4 GBTUD, mientras que el gas natural con destino Térmico se ubicó en segundo lugar, con un volumen contratado promedio de 283,5 GBTUD.

Figura 2-8. Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Concentración y participación en el mercado primario

El análisis de los indicadores de concentración del mercado primario de gas natural evidencia diferencias estructurales entre la oferta de los productores y la distribución de los contratos celebrados en este mercado. En general, la oferta se caracteriza por un alto nivel de concentración, mientras que en demanda muestra una estructura más competitiva y diversificada, lo que revela distintos grados de poder de mercado entre los agentes.

Durante el periodo comprendido entre enero de 2023 y julio de 2025, el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) de la oferta primaria se mantuvo en niveles elevados, entre 3.000 y 4.500 puntos, clasificando el mercado como altamente concentrado. Este comportamiento se complementa con un Índice de los cuatro mayores (I4) superior al 85 %, lo que confirma que un número reducido de fuentes concentra la mayor parte de la oferta disponible.

Entre 2023 y mediados de 2024, el HHI presentó fluctuaciones marcadas, reflejando episodios de restricciones en la producción nacional y ajustes en los volúmenes de suministro. Estas variaciones coincidieron con el fenómeno de El Niño 2023-2024, periodo en el cual se incrementó la demanda térmica y

la preferencia por contratos firmes, reforzando temporalmente la concentración de la oferta en los productores con mayor respaldo físico y contractual.

A partir del segundo semestre de 2024 y durante 2025, se observa una tendencia descendente en el HHI de oferta, con valores cercanos a 3.000 puntos hacia mediados de 2025. Este comportamiento obedece, en parte, a la mayor participación del gas importado en la estructura de oferta, no solo destinado al despacho térmico, sino también a otros segmentos de demanda. La inclusión de las importaciones como parte de la oferta primaria ha contribuido a ampliar la base de abastecimiento y reducir parcialmente la concentración, aunque los niveles siguen reflejando una estructura dominada por pocos oferentes estructurales.

El I4 de oferta, pese a esta leve reducción, se mantiene alrededor del 90 %, indicando que la dominancia de los principales productores —sumada a la concentración de las fuentes de importación— aún representa una condición estructural del mercado.

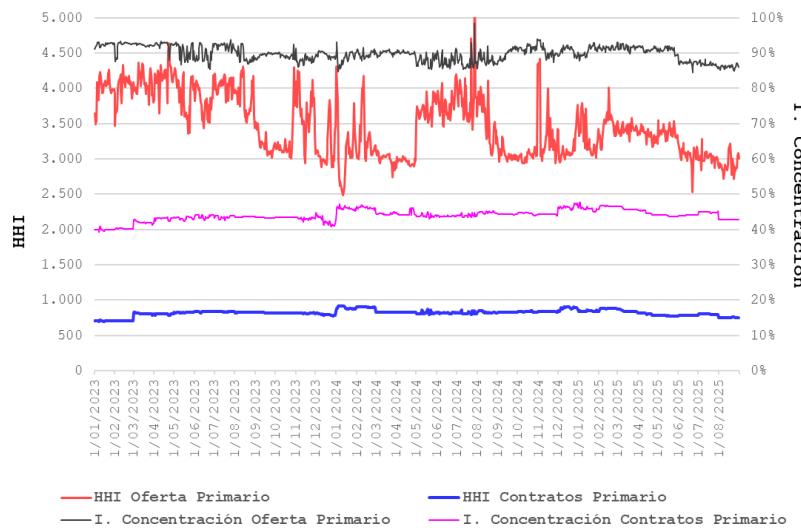
Por su parte, los índices de concentración de la demanda presentan valores considerablemente más bajos, lo que refleja una distribución más equilibrada entre los agentes compradores y comercializadores. El HHI de contratos se mantiene entre 700 y 1.000 puntos, evidenciando un mercado competitivo, mientras que el índice de los cuatro mayores (I4) oscila entre 40 % y 50 %, lo que denota una concentración moderada y estable.

Durante 2025, los indicadores de contratos conservan su estabilidad y bajos niveles de concentración, reflejando una recuperación de la liquidez y diversificación de las relaciones contractuales luego de la presión derivada del fenómeno de El Niño. Sin embargo, la oferta continúa presentando una estructura altamente concentrada, manteniendo asimetrías entre los segmentos de producción y demanda, con potenciales implicaciones en la formación de precios y en la capacidad de respuesta del sistema ante choques de suministro.

En conclusión, el año 2025 marca una leve mejora en la diversificación de la oferta gracias al mayor peso del gas importado en la canasta de suministro nacional, lo cual contribuye a moderar la concentración. No obstante, la persistente dominancia de pocos agentes productores e importadores sugiere la necesidad de profundizar estrategias que fomenten la competencia en la oferta primaria, incluyendo el desarrollo de

nueva infraestructura de transporte, almacenamiento y regasificación, así como mecanismos de entrada y expansión para nuevos oferentes que permitan fortalecer la seguridad y eficiencia del mercado. Ver Figura 2-9

Figura 2-9. Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

2.1.1 Mercado Secundario

Conforme con lo establecido en la Resolución CREG 102 015 de 2025, el Mercado Secundario funge como un espacio de negociación flexible donde los participantes pueden intercambiar sus derechos contractuales de suministro de gas natural, además es un espacio para que los participantes gestionen sus riesgos de suministro y demanda. Los Productores-comercializadores, los Comercializadores de gas importado y los comercializadores pueden participar como compradores en este mercado y los comercializadores y los usuarios no regulados podrán vender gas natural en el Mercado secundario.

Este segmento permite a los participantes ajustar sus posiciones en el mercado de manera más ágil, respondiendo a cambios en la demanda, la oferta o las condiciones económicas, así como facilitar la asignación más eficiente del gas, al permitir que aquellos que lo valoran más puedan adquirirlo. Sin embargo, la mayor flexibilidad del mercado secundario puede generar una mayor volatilidad en los precios

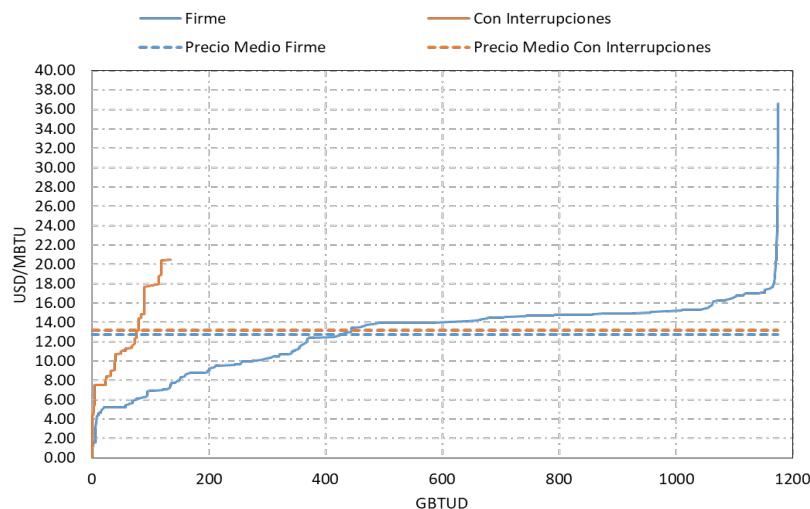
del gas, lo que puede incrementar la incertidumbre para algunos participantes, al igual que en algunos casos puede existir el riesgo de prácticas anticompetitivas o de manipulación del mercado por parte de agentes con mayor poder de mercado.

En general, el mercado secundario de gas natural en un mercado con superávit, demostró ser una herramienta valiosa para mejorar la eficiencia y la flexibilidad del mercado de gas. Sin embargo, es importante reconocer que, debido al escenario de estrechez en la producción de gas natural y la oferta con gas natural importado, su desarrollo plantea algunos desafíos que requieren de una regulación transitoria y diferencial.

Curva de oferta agregada de contratos:

En la Figura 2-10 se presenta la curva de oferta agregada de contratos en el Mercado Secundario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja), considerando los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de agosto de 2025.

Figura 2-10. Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

De la curva de contratos modalidad Firme se puede observar lo siguiente:

- El precio promedio de los contratos modalidad Firme se situó en 10,9 USD/MBTU durante el período analizado.
- Una pequeña proporción del 7,1% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, señalando que estos precios no son atractivos para los vendedores en la modalidad Firme.
- Alrededor del 15,7% de las cantidades contratadas se concentraron en un rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU.
- La mayor proporción de cantidades contratadas se concentran entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU y comprenden el 71,7%, resaltando la fuerte demanda de gas natural en esta modalidad, incluso a precios más altos.
- El restante 5,4 % de las cantidades contratadas, presentaban precios superiores a 15,0 USD/MBTU.

En conclusión, la curva de contratos modalidad Firme revela una fuerte demanda a precios entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU. Esta información es relevante para los actores del mercado que buscan comprender la dinámica de precios y tomar decisiones informadas en la modalidad Firme del Mercado Secundario de gas natural.

Al analizar la curva acumulada de contratos modalidad Con Interrupciones se observa lo siguiente:

- El precio promedio de los contratos modalidad Con Interrupciones se situó en 14,4 USD/MBTU durante el período analizado.
- Un porcentaje minoritario del 1,7% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, sugiriendo que estos precios no son atractivos para los vendedores, igualmente, cerca del 5,3% de las cantidades contratadas se agruparon en un rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU.
- Una proporción del 18,5% de las cantidades contratadas de suministro se ubicaron en el rango de precios entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU.
- Por último, se destaca que una mayoría significativa del 32,2% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones fijaron precios entre 10 USD/MBTU y 15 USD/MBTU.

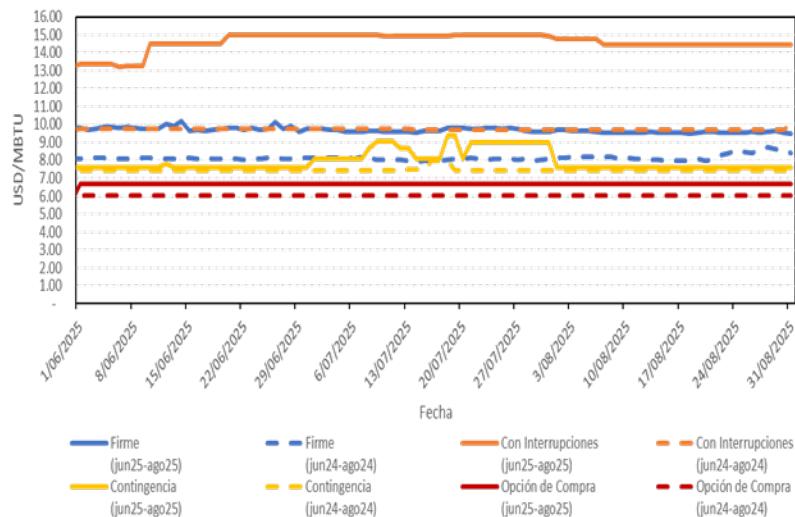
- El restante 0,8% corresponde a las cantidades contratadas de suministro cuyos precios están por encima de 15,0 USD/MBTU.
- La distribución de precios refleja una mayor tolerancia al riesgo por parte de los compradores que optan por la modalidad Con Interrupciones, ya que están dispuestos a pagar precios más altos a cambio de una mayor flexibilidad en el suministro.

Precios y cantidades por modalidad:

Al igual que para el Mercado Primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la Figura 2-11. La modalidad Con Interrupciones registró los valores más altos del trimestre, con un precio promedio de 14,6 USD/MBTU, mientras que el gas contratado bajo la modalidad Opción de Compra tuvo el precio más bajo del trimestre con una media de 6,7 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad firme que tuvo una media de 9,7 USD/MBTU, siendo 0,1 USD/MBTU por debajo al valor medio del trimestre anterior.

Figura 2-11. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.



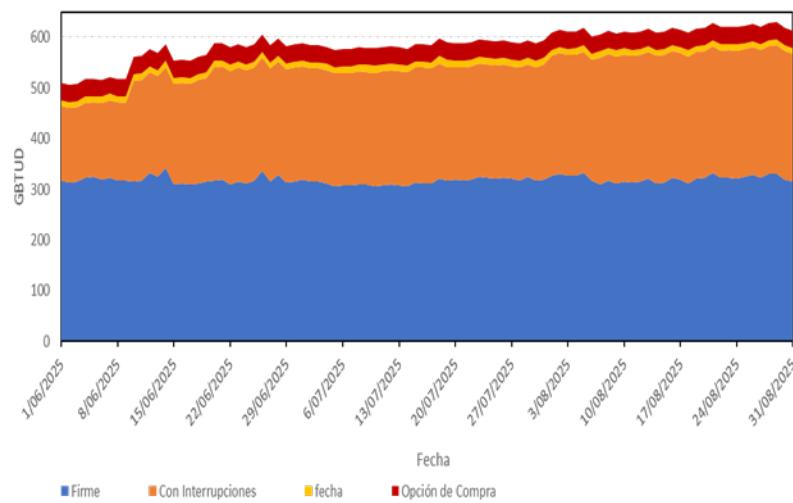
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

La diferencia de precios entre las modalidades refleja los diferentes niveles de flexibilidad y riesgo asociados a cada una. La modalidad Con Interrupciones, con su mayor flexibilidad, tiende a tener precios más altos,

mientras que la modalidad Opción de Compra, con su compromiso de compra a largo plazo, suele tener precios más bajos.

En el mismo sentido, se revisó el volumen contratado por modalidad, presentado en la Figura 2-12 que muestra la distribución del volumen contratado durante el trimestre. La cantidad promedio de gas contratado en la modalidad Firme superó los 318,2 GBTUD, convirtiéndose en la modalidad con mayor volumen contratado. Por otro lado, el gas contratado en la modalidad Con Interrupciones se ubicó en segundo lugar, con un valor medio de 222,3 GBTUD durante el trimestre.

Figura 2-12. Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

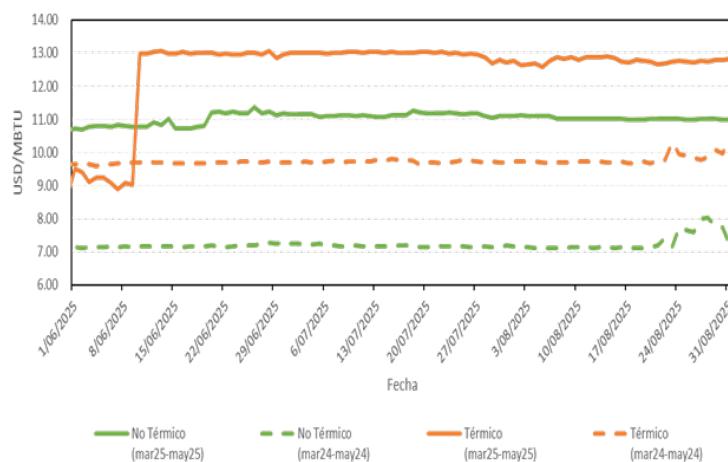
En comparación con el trimestre anterior, no se observa incremento en las cantidades totales contratadas. La distribución del volumen contratado por modalidad refleja las preferencias de los compradores en cuanto a flexibilidad y precio. La modalidad Firme, con su mayor seguridad de suministro, suele tener un mayor volumen contratado, mientras que la modalidad Con Interrupciones, a pesar de tener un precio generalmente más alto, también tiene un volumen significativo de contratación debido a su mayor flexibilidad.

Precios y cantidades por tipo de uso:

La Figura 2-13 incluye los precios ponderados de los contratos en el mercado secundario según el uso final. El resultado indica que el gas para uso gas para uso térmico mantiene el precio más alto del trimestre, cercano a 12,5 USD/MBTU, al tiempo que, el precio del gas para uso diferente a la generación térmica alcanzó un valor medio de 11,0 USD/MBTU. Esta diferencia refleja las distintas características de la demanda en cada sector.

Para el caso del No Térmico, así como el Térmico los valores presentaron incremento con respecto al mismo trimestre del año anterior. El aumento interanual en los precios sugiere una mayor presión en el mercado de gas natural.

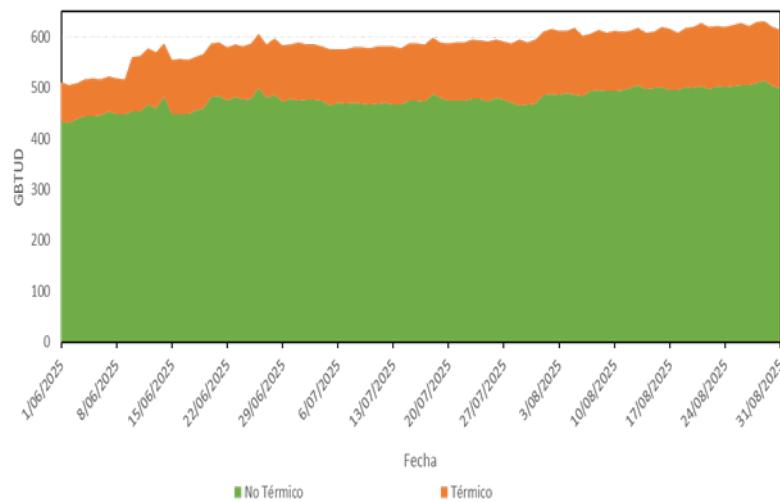
Figura 2-13. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

El análisis también consideró las cantidades contratadas por tipo de uso (ver Figura 2-14). El resultado muestra que en el Mercado Secundario se tranzaron volúmenes superiores a los 478,6 GBTUD, donde la cantidad contratada para uso No Térmico se aproximó a los 408,8 GBTUD y las cantidades para uso Térmico se ubicó en torno a los 69,8 GBTUD, disminución consecuencia del incremento en los aportes hídricos.

Figura 2-14. Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Concentración y participación en el mercado

En términos absolutos, los valores del HHI en el secundario se ubican en un rango sensiblemente inferior a los observados en la oferta primaria altamente concentrada, pero muestran episodios recurrentes de aumento hacia niveles de concentración moderada. Usando las referencias clásicas del HHI, esos valores implican un mercado competitivo a moderadamente concentrado, aunque con picos puntuales que indican mayor concentración temporal.

El I4 del secundario, tanto en oferta como en demanda se sitúan en un rango intermedio, lo que indica que un subconjunto reducido de agentes puede capturar una fracción relevante del volumen negociado en el mercado secundario, aunque sin llegar al dominio absoluto visto en el primario.

El HHI de oferta secundaria presenta fluctuaciones periódicas y algunos picos marcados, especialmente alrededor de la transición 2024–2025. Esos picos sugieren episodios en los que pocos oferentes en el secundario concentran gran parte del volumen transado —posiblemente agentes que acumulan volúmenes mediante sobrecontratación o intermediarios con capacidad para redistribuir gas en situaciones de escasez.

El I4 de oferta muestra una ligera tendencia ascendente en ciertos tramos del 2024 y comienzos de 2025, lo que refuerza la idea de que, durante episodios de tensión, la oferta secundaria se estrecha alrededor de

unos pocos participantes (por ejemplo, comercializadores con capacidad de compra en el primario o traders que actúan como proveedores en el secundario).

Hacia mediados de 2025 se aprecia una moderación en ambos indicadores, lo que puede interpretarse como recuperación de liquidez y/o entrada temporal de participantes que alivian la concentración.

El HHI de contratos del secundario es similar en tendencia al de oferta, con subidas durante episodios de tensión y caídas cuando aumenta la liquidez. Los picos muestran que, en circunstancias particulares, la demanda y la capacidad contractual en el secundario se concentran en unos pocos compradores (por ejemplo, agentes térmicos o comercializadores que compiten por volúmenes limitados).

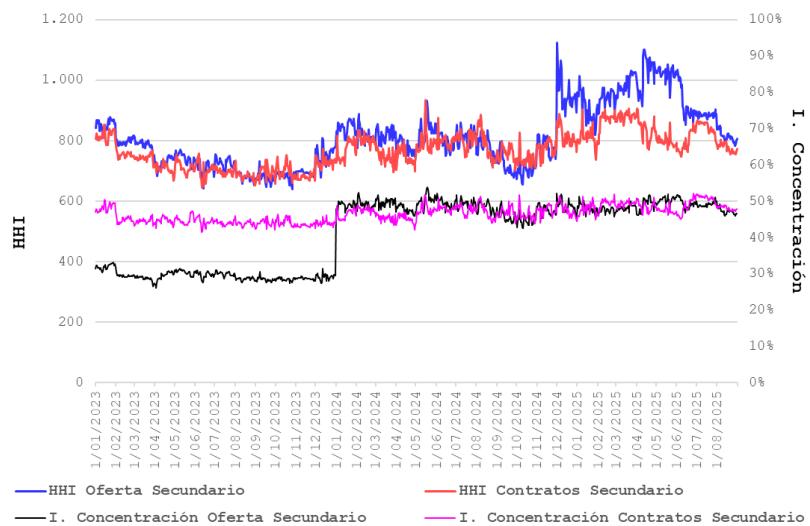
El IC de contratos se mantiene en niveles moderados y relativamente estables indicando que, aunque existe un grupo relevante de compradores principales, el resto del mercado participa de forma significativa, preservando cierto grado de competencia a nivel contractual.

Los episodios de incremento en concentración (picos del HHI) coinciden con períodos de mayor estrés en el sistema: reducción de holguras por condiciones hidrológicas, mantenimiento de campos, variaciones en la entrada de gas importado o decisiones de despacho que priorizan contratos firmes.

En 2025 se observó un aumento notable y concentrado del HHI de oferta secundaria en un periodo puntual (picos muy pronunciados), seguido de una corrección posterior. Este patrón es consistente con períodos en que agentes con capacidad de reventa concentran volúmenes para revender a precios más altos, o con choques temporales de liquidez donde pocos oferentes asumen la provisión en el secundario. La posterior reducción de concentración en 2025 sugiere una normalización de la liquidez: entrada de volúmenes importados, liberación de contratos, o comportamiento competitivo de varios comercializadores que restablecieron dispersión en transacciones. Ver Figura 2-15

El mercado secundario puede aumentar volatilidades de precios cuando la liquidez cae y la concentración aumenta; por tanto, los picos observados son señales de alerta.

Figura 2-15. Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

2.1.2 Mercado minorista de gas natural¹

El tercer segmento denominado Mercado Minorista, está diseñado para facilitar operaciones de compraventa de gas natural que no encajan dentro de las modalidades tradicionales del mercado primario ni del mercado secundario. Este segmento cumple un rol en la diversificación y flexibilidad del mercado, permitiendo transacciones que complementan las actividades de suministro y transporte realizadas en los mercados primario y secundario.

En este apartado se analiza la dinámica de las negociaciones realizadas entre comercializadores y usuarios no regulados, considerando los criterios de precios y cantidades según la modalidad contractual. Además, se presenta un desglose detallado del destino del gas natural, clasificado en dos grandes grupos: el segmento Térmico, que incluye el gas destinado a generación eléctrica y otras aplicaciones relacionadas con calor y energía; y el segmento No Térmico, que abarca industrias, comercio y otros usos finales no relacionados

¹ Mercado minorista de gas natural: Hace referencia a información de transacciones de los usuarios no regulados en el Mercado Minorista, conforme lo establece el numeral 3 del anexo 1 de la Resolución CREG 102 015 de 2025. Esta información empieza a operar a partir del 1 de junio de 2025. Para la ventana de análisis de este informe se refiere a la información de sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios No Regulados de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.

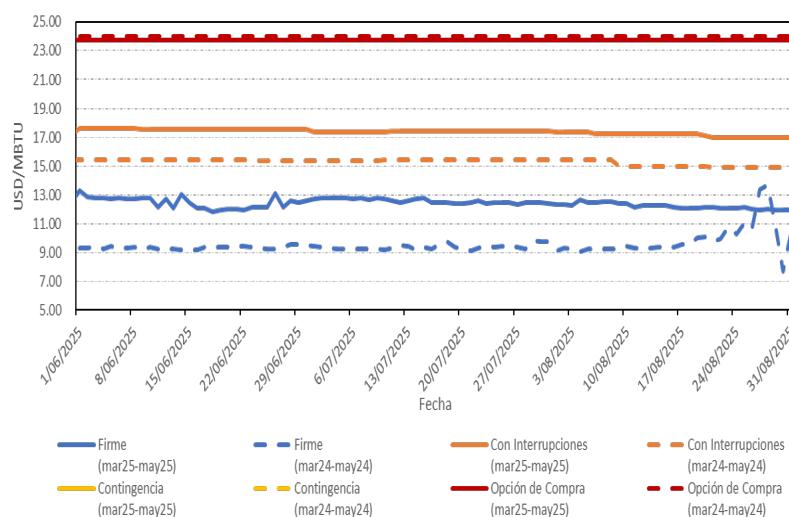
directamente con la generación térmica. Este enfoque permite identificar patrones de consumo y comercio, así como evaluar cómo las condiciones de flexibilidad inherentes a este segmento contribuyen a la estabilidad y competitividad del mercado mayorista.

Precios y cantidades por modalidad:

Complementando el análisis, se llevó a cabo una revisión de los precios promedio en la modalidad del Mercado Minorista los cuales se presentan en la Figura 2-16. Del registro se evidencia que los precios del gas natural varían significativamente según la modalidad de contratación, en este segmento de mercado. La modalidad Opción de Compra alcanza el Precio promedio más alto, cercano a 23,7 USD/MBTU, en tanto el precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 12,4 USD/MBTU.

La diferencia significativa de precios entre las modalidades refleja las características y riesgos asociados a cada una. En la categoría Opción de Compra el mayor precio se asocia con la flexibilidad que se ofrece al comprador para adquirir o no el gas según sus necesidades. En la modalidad Firme el menor precio en comparación con la Opción de Compra, el comprador asume el compromiso de adquirir el volumen contratado.

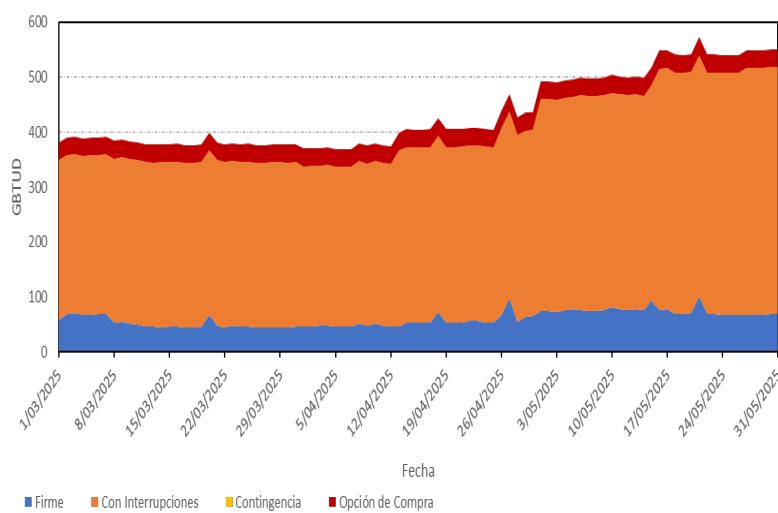
Figura 2-16. Precios promedio ponderado del mercado minorista por modalidad.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo concerniente a volúmenes contratados según modalidad contractual en esta fracción del mercado, se infiere que la modalidad con Interrupción es la que tiene el mayor volumen de gas contratado, seguida de las modalidades Firme y Opción de Compra, tal y como se presenta en la Figura 2-17. Esto indica que los participantes del mercado están priorizando la rentabilidad sobre la certeza del suministro y los compradores están dispuestos a aceptar el riesgo de posibles interrupciones en el suministro a cambio de precios más bajos mostrando una mayor tolerancia a la suspensión del suministro, ya que pueden tener la capacidad de cambiar a fuentes de combustible alternativas o tener planes de contingencia para gestionar las interrupciones del suministro.

Figura 2-17. Cantidad contratada del mercado minorista por modalidad.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

La modalidad de Interrupción puede resultar atractiva para compradores con patrones de demanda flexibles, como los usuarios industriales que pueden ajustar sus procesos de producción en respuesta a interrupciones en el suministro.

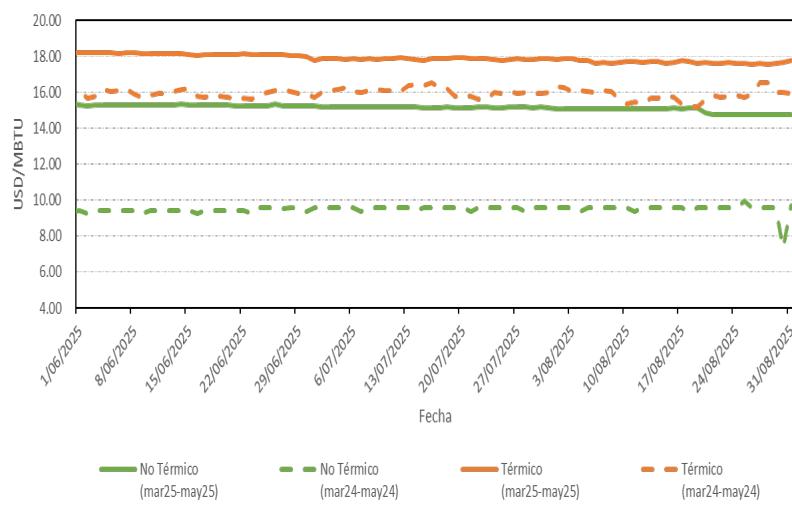
Las modalidades Firme y de Opción de Compra tienen un uso más limitado y muestran un menor volumen de gas contratado frente a la categoría con Interrupción, que podría deberse a la búsqueda de equilibrio entre costo y certeza de suministro. Definitivamente la preferencia por distintas modalidades varía según los distintos sectores de consumo, pues aquellos con operaciones flexibles o menor dependencia del gas pueden optar por la modalidad de Opción de Compra para equilibrar costos y flexibilidad.

La modalidad con Interrupciones transó durante el trimestre un volumen medio cercano a 388,5 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 85,3 GBTUD. Adicionalmente, se observa un incremento en el total de las cantidades contratadas de 16,4% frente al trimestre anterior.

Precios y cantidades por tipo de uso:

Durante el trimestre analizado, se observaron dos tendencias principales en los precios del gas natural negociados en el mercado minorista, diferenciados por su tipo de uso (ver Figura 2-18). En el sector Térmico se negociaron contratos con un precio medio de 17,9 USD/MBTU y en comparación con el mismo trimestre del año anterior, los precios del sector Térmico experimentaron un incremento de 2,0 USD/MBTU. En el sector No térmico, el gas natural se contrató a un precio medio de 15,1 USD/MBTU, este sector experimentó un aumento de 5,6 USD/MBTU con respecto al mismo trimestre del año anterior.

Figura 2-18. Precios promedio ponderado del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.



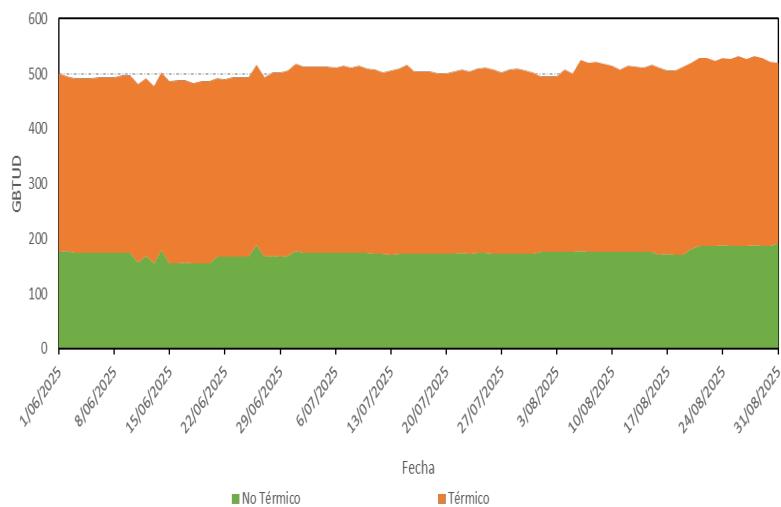
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En general, el análisis de los precios por tipo de uso revela algunas fluctuaciones en los precios durante el período, pero la tendencia es al alza en ambos sectores, siendo el sector No Térmico el que experimenta el mayor incremento.

Para finalizar el análisis, en la Figura 2-19 ilustra la distribución de volúmenes de gas natural negociados en el Mercado Minorista durante el trimestre analizado, diferenciados por su tipo de uso. Los resultados indican transacciones por un volumen total de 332,3 GBTUD de gas natural con destino Térmico, lo que representa un 65,7% del volumen total negociado. Mientras que para uso No Térmico se negociaron 173,6 GBTUD de gas natural, lo que representa el 34,3% restante del volumen total negociado en el Mercado Minorista.

En comparación con el mismo trimestre del año anterior, el volumen de gas natural negociado para uso Térmico experimentó un incremento de 10,5%, igualmente el volumen de gas natural para uso No Térmico subió en 29,5%.

Figura 2-19. Cantidad contratada del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

2.1.3 Índice de precios nacional vs importado

Con el propósito de evaluar la competitividad relativa del gas natural producido localmente en comparación con el gas importado, se calcula la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos del Mercado Primario para cada campo de gas nacional y el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado recibidos en SPEC durante el trimestre de análisis, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$IPar_{Ni} = \frac{PPN_i}{PI}$$

Donde:

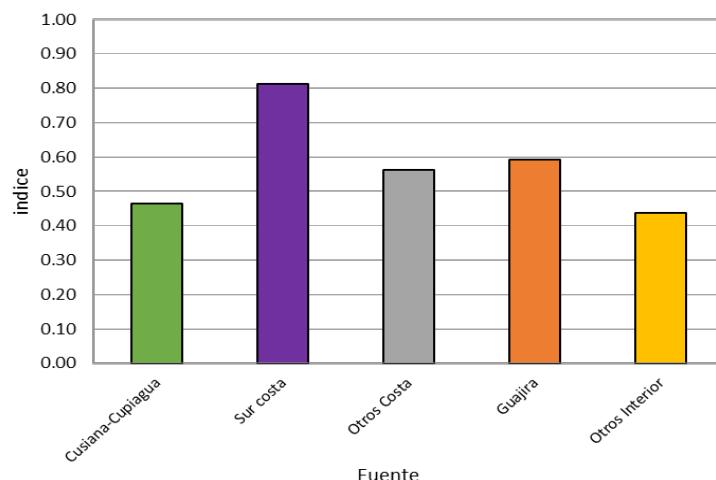
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

PI : es el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado.

El índice refleja una mayor competitividad (más económico) del gas nacional en la medida que su resultado sea menor a 1.

El análisis del Índice de Precios Nacional vs. Importado por campo de gas revela que, a pesar de la estabilidad en los precios internacionales, el gas nacional continúa manteniendo una ventaja competitiva en general. Esta ventaja es particularmente evidente en los campos Cusiana – Cupiagua y otros campos del Interior, donde los precios se encuentran significativamente por debajo del gas importado. El mayor valor presentado corresponde a los campos Sur Costa se mantienen por encima de las demás fuentes, pero por debajo a los niveles del gas importado, como se registra en la Figura 2-20.

Figura 2-20. Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.

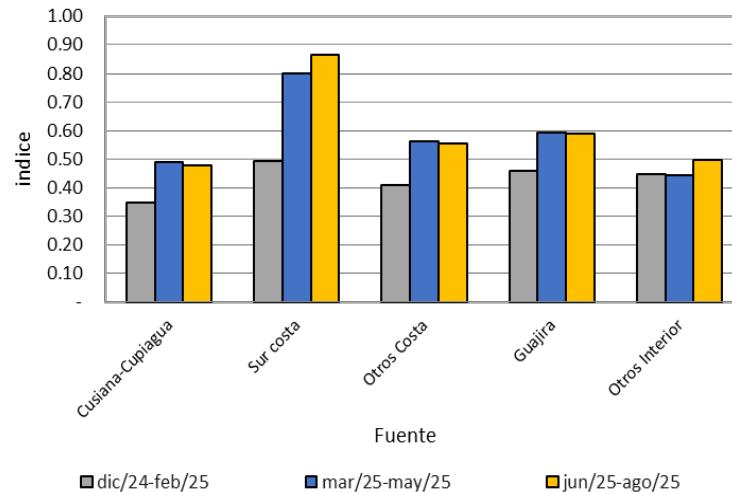


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes

La evolución del Índice de Precios Nacional vs. Importado en los últimos tres trimestres (ver Figura 2-21) muestra un incremento del indicador para el trimestre en evaluación, para todas las fuentes a excepción de otros campos del interior. Lo anterior indica que el gas nacional viene indexándose a los precios de venta del

gas natural importado, generando distorsiones en el mercado e incrementos artificiales de precios e ineficiencias que se trasladan a los usuarios finales.

Figura 2-21. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes

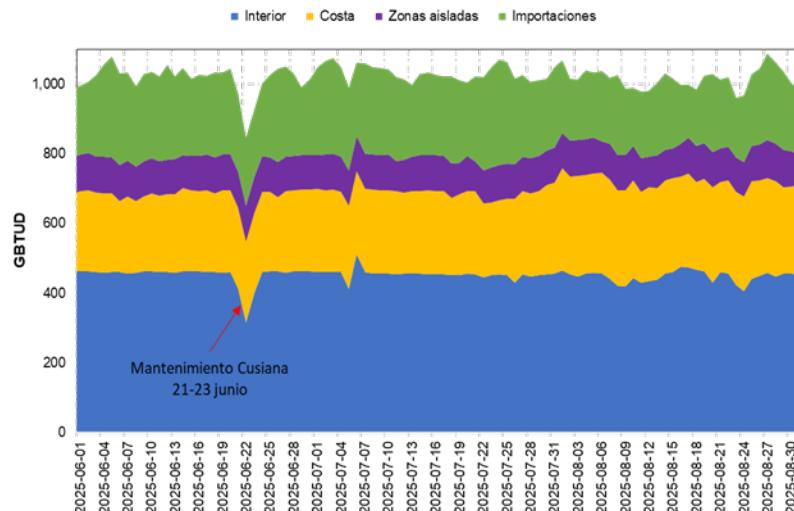
2.2 Seguimiento operativo

Esta sección presenta un análisis detallado del comportamiento de variables operativas asociadas con la producción y demanda del gas natural durante el trimestre. Se examinaron variables clave como el volumen de producción, flujo en los gasoductos y disponibilidad de su infraestructura en función de los mantenimientos programados y no programados, ocurridos durante el trimestre y seguimiento de la demanda sectorial.

2.2.1 Producción

La producción de gas natural nacional promedió 796,3 GBTUD durante el periodo analizado y con las importaciones la oferta total aumentó a 1.021,6 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 451,5 GBTUD, seguida por zona Costa con 245,0 GBTUD y los restantes 99,8 GBTUD fueron suministrados por las Zonas Aisladas. (ver Figura 2-22).

Figura 2-22. Producción agregada de gas durante el último trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

La gráfica, muestra una disminución en la producción del interior durante los días 21 a 23 de junio explicado por un mantenimiento programado en la planta de Cusiana. Las demás regiones permanecieron estables durante el trimestre en análisis.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada experimentó un incremento de 5,7%, equivalente a 55,3 GBTUD. A nivel regional se observan variaciones así: el Interior del país disminuyó 9,6 GBTUD su producción, las importaciones aumentaron en 48,2 GBTUD, la región Costa aumentó 4,8 GBTUD su aporte y las Zonas Aisladas aumentaron en 11,9 GBTUD. La Tabla 2-1 contiene las estadísticas correspondientes a la información de suministro de los últimos dos trimestres.

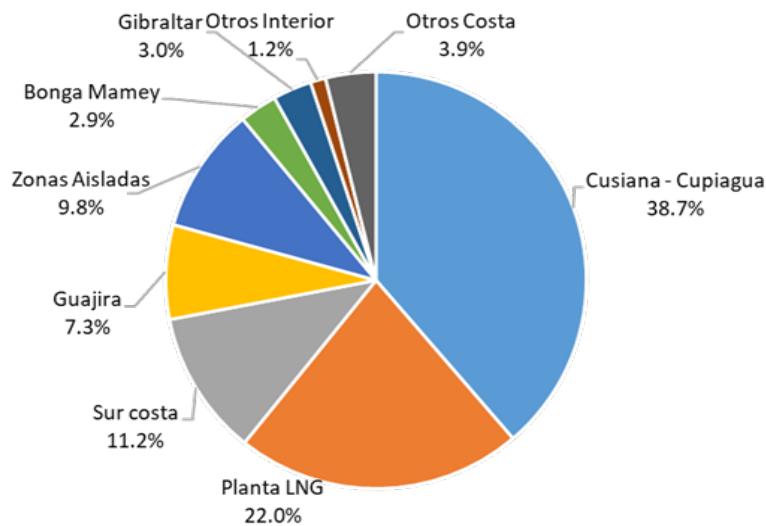
Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Mar. 25 – May. 25	Jun. 25 – Ago. 25	Variación
Interior	461,1	451,5	-2,1%
Costa	240,2	245,0	2,0%
Importaciones	177,1	225,3	27,2%
Zonas aisladas	87,9	99,8	13,5%
Total	966,3	1.021,6	5,7%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Durante el trimestre junio 2025 – agosto 2025, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 38,7% del suministro total, mientras que los campos Sur Costa contribuyeron con el 11,2% y el gas de la Guajira lo hizo con 7,3%. Las Zonas Aisladas proporcionaron 9,8% y el campo Gibraltar suplió 3,0%, los que fueron adicionados en 5,1% por las categorías Otros Interior y Otros Costa, que provienen de diversas fuentes. La producción nacional se complementa con gas natural importado en una proporción de 22,0% ver la Figura 2-23.

Figura 2-23. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Gas Natural Importado:

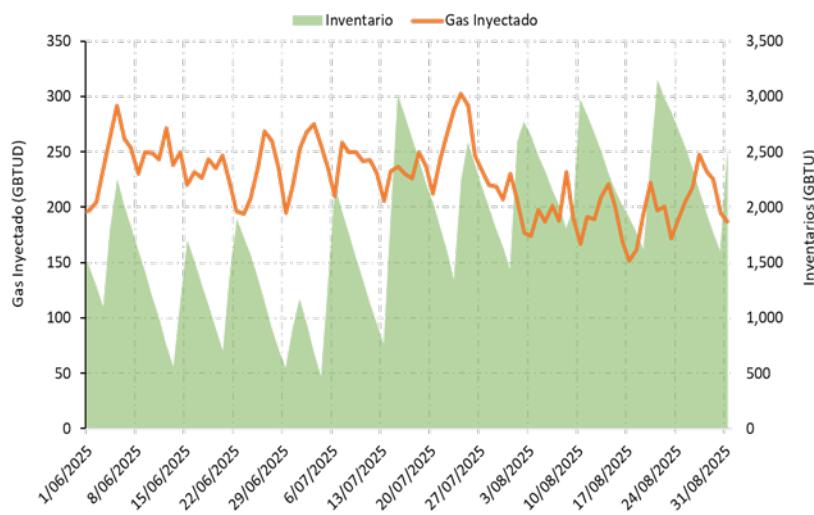
La Figura 2-24 registra el comportamiento del inventario de GNL (representado por el área verde) en la planta de regasificación de Cartagena durante el trimestre analizado. También se observa la cantidad de energía entregada al Sistema Nacional de Transporte (línea continua naranja).

Al inicio del período (1 de junio de 2025), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 1.463,4 GBTU y al final del período (último día de agosto 2025), el volumen almacenado alcanzó los 2.549,5 GBTU, representando 63,7% de la capacidad total de almacenamiento de la planta. Además, se registraron

operaciones de inyección de gas importado todos los días del trimestre, logrando el 24 de julio de 2025 el valor máximo diario de inyección con 302,4 GBTU. El promedio trimestral de inyección fue de 225,3 GBTUD.

Desde finales de noviembre de 2024, se ha registrado un cambio en la participación de los niveles de inventario de la planta, relacionado con la comercialización de gas importado destinado a usuarios distintos a la generación térmica. La participación de este gas, para el trimestre analizado, ha alcanzado un promedio del 12,5 %.

Figura 2-24. Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes

En la Tabla 2-2 se presenta de manera detallada el promedio mensual de inyección de gas natural importado al sistema, así como los valores medios de inventarios.

Tabla 2-2: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).

Mes	Inventario (GBTU)	Energía inyectada (GBTUD)
Jun. 24	1,292.9	235.8
Jul. 24	1,754.0	243.5
Ago. 24	2,339.7	196.7

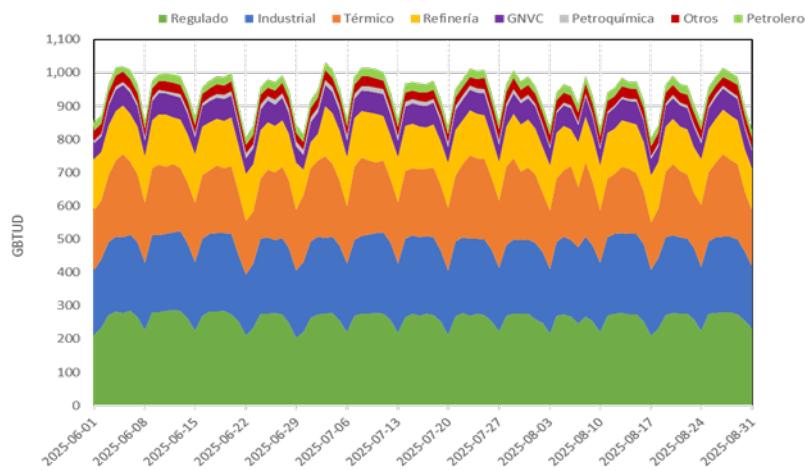
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

2.2.2 Demanda

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 946,5 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.031,7 GBTUD el 3 de julio de 2025, lo que representa un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el valor mínimo fue de 805,2 GBTUD el 17 de agosto de 2025.

Los principales sectores de consumo de gas natural, en orden decreciente, fueron el Regulado, Industrial y Térmico, los cuales representaron en conjunto cerca del 72,4% de la demanda nacional, el restante 27,3% corresponde a consumo de gas natural para las operaciones de Refinación, GNVC, Petrolero, Petroquímica y la categoría de Otros que abarca consumo para estaciones de compresión, gasoductos de conexión, demanda de gas natural comprimido y distintos usos finales (ver Figura 2-25)².

Figura 2-25. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



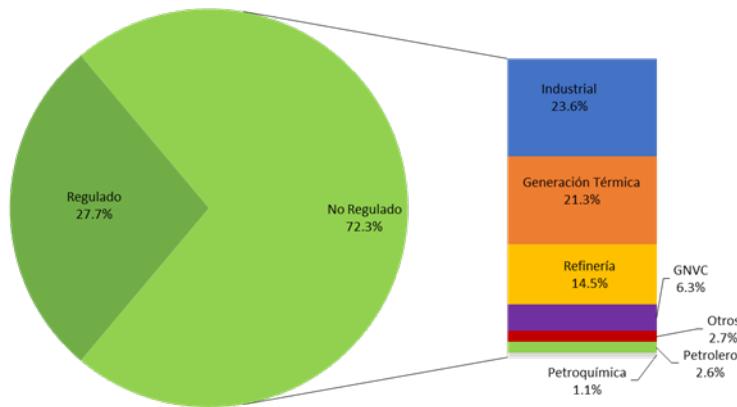
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

De acuerdo con el tipo de usuario, el análisis muestra que el 27,7% del gas natural demandado tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 72,3% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 2-26). Entre los usuarios No Regulados el de mayor consumo

² El grupo Otros incluye consumos de Ecopetrol, estaciones de compresión, demanda atendida por campos aislados y demanda atendida por gas natural comprimido.

correspondió al sector Industrial con una participación de 23,6% del total, seguido por el sector Generación Térmica y la Refinería con 21,3% y 14,5% correspondientemente.

Figura 2-26. Distribución de la demanda por tipo de usuario.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Al analizar la evolución de la demanda, se observa que el consumo durante el trimestre registró una disminución de 20,5 GBTUD. De manera más detallada, se identifica que la mayor variación se presentó en el sector de consumo térmico, el cual mostró un incremento de 13,6 GBTU (ver Tabla 2-3).

Es importante señalar que, aunque el sector industrial evidenció una disminución de 28,2 GBTU, esta caída se explica por la creación de una nueva categoría de consumo: Sector Petrolero. Esta nueva categoría comenzó a reportarse a partir de junio de 2025, con una demanda promedio de 24,8 GBTU, la cual anteriormente estaba incluida dentro del sector industrial.

Tabla 2-3: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).

Sector	Mar. 25 – May. 25	Jun. 25 – Ago. 25	Variación
Regulado	263,8	261,5	-0,9%
Industrial	250,9	222,70	-11,2%
Generación Térmica	187,4	201,0	7,3%

Sector	Mar. 25 – May. 25	Jun. 25 – Ago. 25	Variación
Refinería	139,9	136,9	-2,1%
GNCV	60,3	59,6	-1,2%
Petrolero	0,0	24,8	
Petroquímica	8,8	10,8	22,7%
Otros	55,9	29,2	-47,8%
Total	967,0	946,5	-2,1%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En agosto de 2025, la demanda de gas natural experimentó una disminución del 11,6% en comparación con el mismo mes en 2024. Esta caída representa un total de 122,2 GBTUD (ver Tabla 2-4). Esta demanda presenta disminución en todos los sectores, a excepción de Refinería que aumentó 21,8% en comparación con agosto de 2024.

Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio para agosto 2025 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

Sector	Ago. 24	Ago. 25	Variación
Regulado	260,1	259,9	-0,1%
Industrial	264,4	222,6	-15,8%
Térmico	257,8	191,8	-25,6%
Refinería	111,5	135,8	21,8%
Petrolero		24,9	
GNVC	62,8	59,6	-5,2%
Petroquímica	23,0	8,2	-64,4%
Otros	76,0	30,6	-59,7%

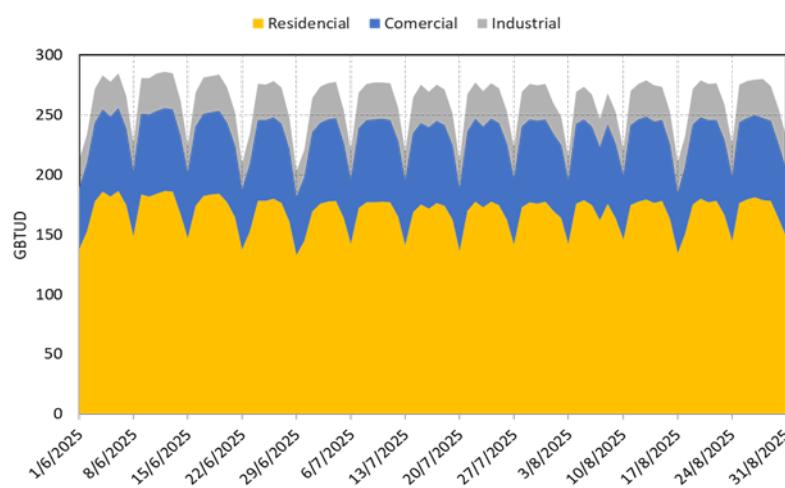
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

A continuación, se presenta de manera detallada la evolución de la demanda de cada uno de los sectores durante el periodo de análisis:

Sector Regulado:

El sector Regulado presenta un comportamiento estable, con ciclos semanales de consumo claramente marcados, con un mayor consumo de lunes a viernes y un menor consumo los fines de semana. En este sector, la demanda está dominada por el consumo residencial, que tiene un valor promedio de 169,0 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 64,1 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 28,3 GBTUD (ver Figura 2-27).

Figura 2-27. Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

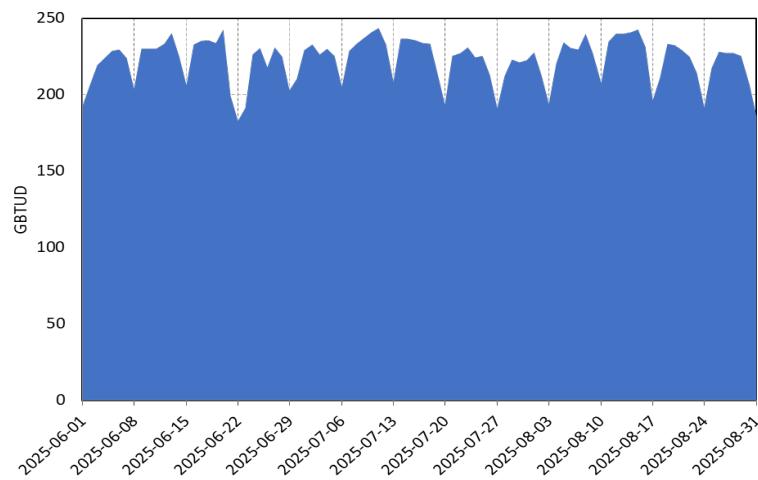
En lo que respecta al sector Regulado, no se observan mayores variaciones, de manera agregada tuvo un valor medio de 261,5 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural en el sector Industrial durante el período de junio de 2025 a agosto de 2025 se ubicó en un promedio de 222,7 GBTUD (ver Figura 2-28). Esta cifra refleja una relativa estabilidad en el consumo durante el período analizado y un comportamiento estacional con mayores consumos de lunes a viernes y disminución durante los fines de semana. En lo referente a los valores extremos, el consumo más

alto se registró el 11 de julio con 243,5 GBTUD, mientras que el valor más bajo se alcanzó el 22 de junio con 182,6 GBTUD.

Figura 2-28. Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.

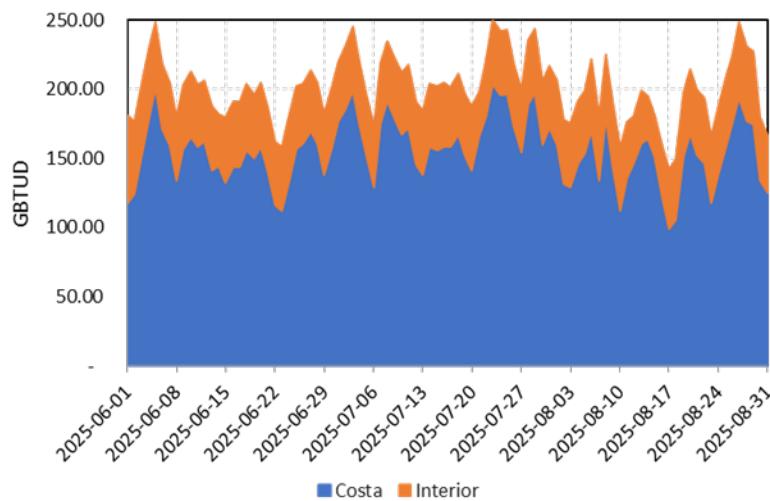


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

La demanda de gas natural para generación térmica durante el trimestre analizado promedió 201,0 GBTUD, mostrando una concentración regional significativa. La región Costa consumió 155,6 GBTUD, lo que representa el 77,4% del total, mientras que la región Interior alcanzó 45,4 GBTUD, equivalente al 22,6% del total (ver Figura 2-29).

Figura 2-29. Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.

El consumo de gas para generación de electricidad presenta variabilidad a lo largo del periodo, con un pico de demanda el día 23 de julio de 250,5 GBTUD y un valle de demanda el día 17 de agosto de 2025 de 141,9 GBTUD.

Durante este trimestre se observa una disminución en el consumo de gas natural para generación térmica con respecto al mismo trimestre del año anterior. Pasando de un promedio de 220,2 GBTUD para el trimestre junio a agosto 2024 a 201,0 GBTUD este trimestre. La disminución se debió principalmente al incremento en los aportes hídricos.

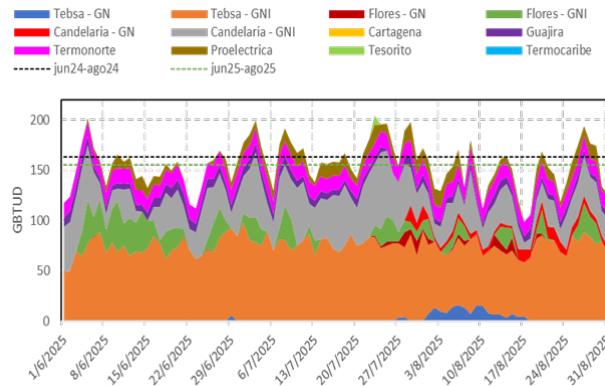
- **Sector Térmico – Costa Atlántica:**

La región Costa Atlántica alcanzó un consumo promedio de gas natural para generación eléctrica de 155,6 GBTUD durante el período analizado. Este consumo presentó una disminución notable con respecto al mismo trimestre del año anterior, pasando de 163,1 GBTUD en 2024 a 155,6 GBTUD este trimestre en análisis.

Con respecto a la variación los consumos presentan valores que oscilan entre un máximo de 203,8 GBTUD registrado el 23 de julio de 2025 y un mínimo de 98,8 GBTUD el 17 de agosto de 2025. La central Tebsa se posicionó como la mayor consumidora de gas natural, con un valor medio de 75,2 GBTUD, equivalente al

48,4% del consumo total de la región. Le siguieron las plantas Candelaria y Termonorte, con consumos promedio de 37,7 GBTUD (24,2%) y 14,5 GBTUD (9,3%) tal y como se presenta en la Figura 2-30.

Figura 2-30. Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Por su parte, las plantas Flores, Guajira, Cartagena, Tesorito, Termocaribe y Proeléctrica consumieron en conjunto 28,1 GBTUD representando 18,0% del total.

En la figura anterior, no solo evidencia el consumo total de gas natural para generación eléctrica en la región Costa Atlántica, sino que también permite identificar el consumo específico de Gas Natural Importado (GNI) por parte de las plantas del grupo Térmico.

En la Tabla 2-5- se muestra que durante el trimestre el mayor consumo de GNI correspondió a Tebsa con un valor medio trimestre de 73,3 GBTUD, equivalente al 60,9%. Las plantas Flores y Candelaria también presentan consumos de GNI, con 11,8 GBTUD (9,8%) y 35,2 GBTUD (29,3%), respectivamente.

Tabla 2-5: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	TEBSA (GNN)	TEBSA (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Total
Jun. 25	0,2	72,6	0,0	18,5	0,0	31,1	122,4
Jul. 25	0,3	78,2	1,5	9,4	1,3	46,8	137,5
Ago. 25	5,2	69,2	1,9	7,7	6,2	27,6	117,8

	TEBSA (GNN)	TEBSA (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Total
Promedio Trimestre	1,9	73,3	1,2	11,8	2,5	35,2	125,9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 2-6 ofrece un análisis detallado del consumo de gas natural durante el trimestre en las plantas de generación de la Costa Atlántica que no forman parte del Grupo Térmico. La planta Termonorte se posiciona como la mayor consumidora de gas natural entre las plantas que no pertenecen al Grupo Térmico, con una demanda media trimestral de 14,5 GBTUD, equivalente al 9,3% del consumo total. Le siguen en su orden Proeléctrica, con un consumo medio trimestral de 8,2 GBTUD, representando el 5,3% del total y Guajira con un consumo medio trimestral de 6,8 GBTUD, representando el 4,4% del total.

Las plantas Termocaribe, Termocartagena y Tesorito presentan consumos de gas natural significativamente menores, representando en conjunto el 0,1% del total del grupo con un consumo de 0,1 GBTUD. El consumo total de gas natural por parte de las plantas no pertenecientes al Grupo Térmico representa el 19,1% del consumo total de la región Costa Atlántica durante el trimestre.

Tabla 2-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	Termocartagena	Termoguajira	Termonorte	Proeléctrica	Tesorito	Termocaribe	Total
Jun. 25	0,0	8,0	14,6	4,9	0,0	0,0	27,4
Jul. 25	0,0	6,6	14,5	11,0	0,3	0,0	32,4
Ago. 25	0,0	5,9	14,5	8,7	0,0	0,0	29,1
Promedio Trimestre	0,0	6,8	14,5	8,2	0,1	0,0	29,6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

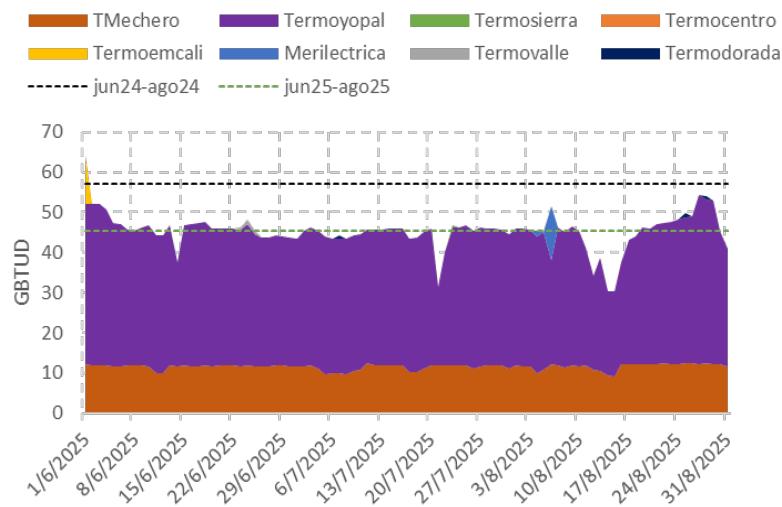
- **Generación térmica – Interior:**

El consumo promedio de gas natural para generación eléctrica en el interior del país durante el período analizado fue de 45,4 GBTUD. Con respecto a la variación, los consumos presentan valores que oscilan entre

un máximo de 64,0 GBTUD registrado el 1 de junio de 2025 y un mínimo de 30,2 GBTUD el 14 de agosto de 2025. Esta variabilidad puede estar asociada a diversos factores, como la demanda de electricidad, la disponibilidad de otras fuentes de energía, restricciones del sistema y/o condiciones climáticas.

En la Figura 2-29, también se observa una tendencia sostenida de operación constante y estable en las plantas Termoyopal y Termomechero.

Figura 2-31. Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 2-7 ilustra de manera detallada los consumos mensuales promedio de gas natural para la generación en la región del Interior del país durante el trimestre analizado. La planta Termoyopal se posiciona como la principal consumidora de gas natural en la región, con un consumo mensual promedio de 33,5 GBTUD, equivalente al 73,8% del total del consumo en el interior del país. Este dato refleja la importancia fundamental de esta planta en la generación de electricidad en la región.

Durante este trimestre el consumo se centra en las plantas Termomechero y Termoyopal, las demás plantas del interior presentan un consumo promedio mensual de 0,4 GBTUD aportan en conjunto el 0,8% del total del consumo en el interior del país para el trimestre en análisis.

Tabla 2-7: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).

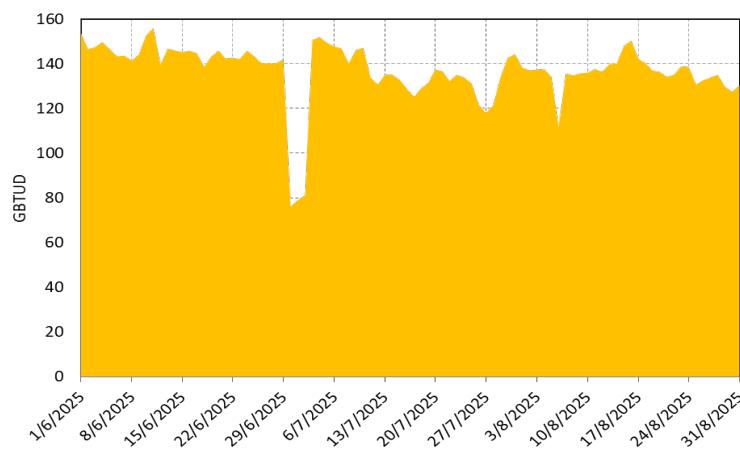
	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Jun. 25	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	11,6	34,6	46,7
Jul. 25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,3	33,2	44,6
Ago. 25	0,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	11,7	32,7	44,9
Promedio Trimestre	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	11,6	33,5	45,4

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector Refinería presentó un consumo promedio de gas natural de 136,9 GBTUD durante el período analizado (ver Figura 2-32). Esta cifra evidencia un consumo relativamente constante a lo largo del trimestre, con algunas variaciones puntuales. El consumo máximo de gas natural se registró el día 11 de junio de 2025, llegando a 156,0 GBTUD, mientras que el consumo mínimo se observó el 30 de junio, con 76,2 GBTUD. Las variaciones en el consumo pueden estar asociadas a diversos factores, como la demanda de productos refinados, la disponibilidad de gas natural y las condiciones operativas de las refinerías.

Figura 2-32. Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.

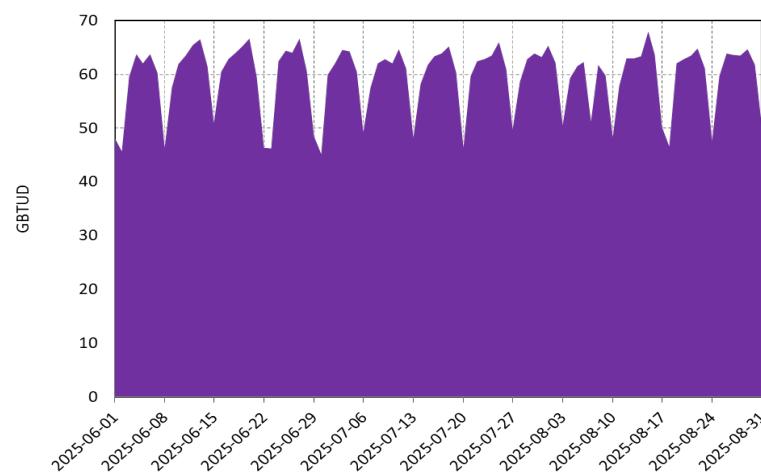


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV):

La Figura 2-33 ilustra el consumo de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre analizado. Se observa un comportamiento estable en general, con una estacionalidad semanal típica. Esto significa que el consumo presenta variaciones predecibles a lo largo de la semana, con días de mayor consumo, generalmente a principio de semana, y días de menor consumo durante los fines de semana.

Figura 2-33. Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

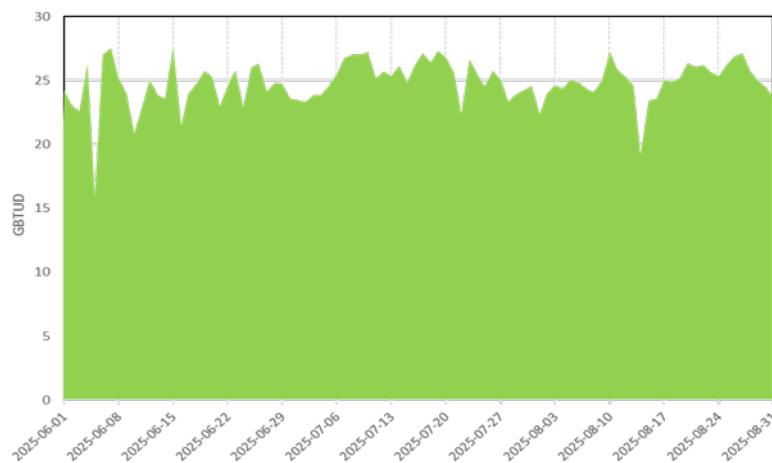
El consumo promedio de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre fue de 59,6 GBTUD, -1,2% por debajo del trimestre anterior. Este valor refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 68,0 GBTUD el 15 de agosto y un consumo mínimo de 45,1 GBTUD el 30 de junio.

Petrolero:

La Figura 2-34 ilustra el consumo de gas natural en el sector Petrolero durante el trimestre analizado. Se observa un comportamiento estable en general, con una estacionalidad semanal típica. Esto significa que el

consumo presenta variaciones predecibles a lo largo de la semana, con días de mayor consumo, generalmente a principio de semana, y días de menor consumo durante los fines de semana.

Figura 2-34: Demanda diaria de gas sector Petrolero en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El consumo promedio de gas natural en el sector Petrolero durante el trimestre fue de 24,8 GBTUD, esta información antes de junio de 2024 se reportaba como Industrial. Este valor refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 27,6 GBTUD el 15 de junio y un consumo mínimo de 15,9 GBTUD el 5 de junio.

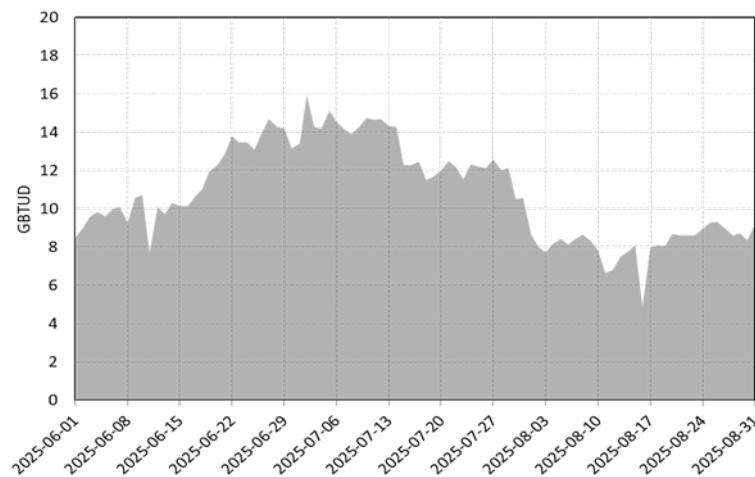
Petroquímica:

La Figura 2-35 ilustra el comportamiento del consumo de gas natural en el sector Petroquímico durante el período analizado. Este sector registró un consumo medio trimestral de 10,8 GBTUD durante el período analizado. A lo largo del trimestre se alcanzó un máximo de 16,0 GBTUD el 2 de julio y un mínimo de 4,9 GBTUD el 16 de agosto.

La variabilidad del consumo de gas natural en el sector Petroquímico puede estar influenciada por diversos factores, entre los que se destacan: disponibilidad de gas natural a precios competitivos, o condiciones

operativas de las plantas petroquímicas, como mantenimientos o paradas no programadas. La demanda de gas natural tiende a ser más alta a principios del trimestre y disminuye hacia el final. Esto podría estar relacionado con la demanda estacional de productos petroquímicos.

Figura 2-35. Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

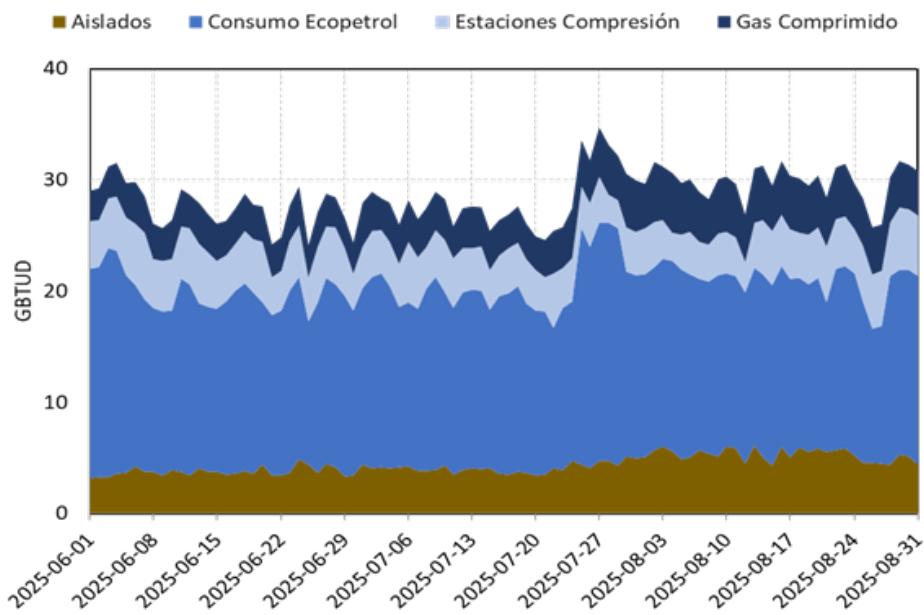
Otros sectores:

La *Figura 2-36* muestra la demanda de gas natural de los sectores agrupados bajo la categoría "Otros sectores" durante el trimestre analizado. Esta categoría agrupa demanda asociada con: estaciones de compresión, consumos de Ecopetrol (incluye consumo para plantas Termo Ocoa y Termo Suria), demanda atendida por campos aislados, gasoductos de conexión y gas comprimido.

Los cinco subsectores agrupados en "Otros sectores" presentaron un consumo agregado promedio de 29,2 GBTUD, demanda que es moderada, frente a otros sectores. Sin embargo, se destaca que la demanda dentro de esta categoría puede presentar variaciones notables entre los diferentes sectores, por la cantidad de usos asociados. La demanda máxima de 35,0 GBTUD ocurrió el 27 de julio y el menor consumo fue de 24,6 GBTUD el 21 de junio.

De estos sectores, la demanda atendida por los consumos de Ecopetrol tuvo el mayor consumo del trimestre, con una media de 16,1 GBTUD, seguido por Campos Aislados con un valor de 4,4 GBTUD y Estaciones de compresión con 4,3 GBTUD.

Figura 2-36. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.

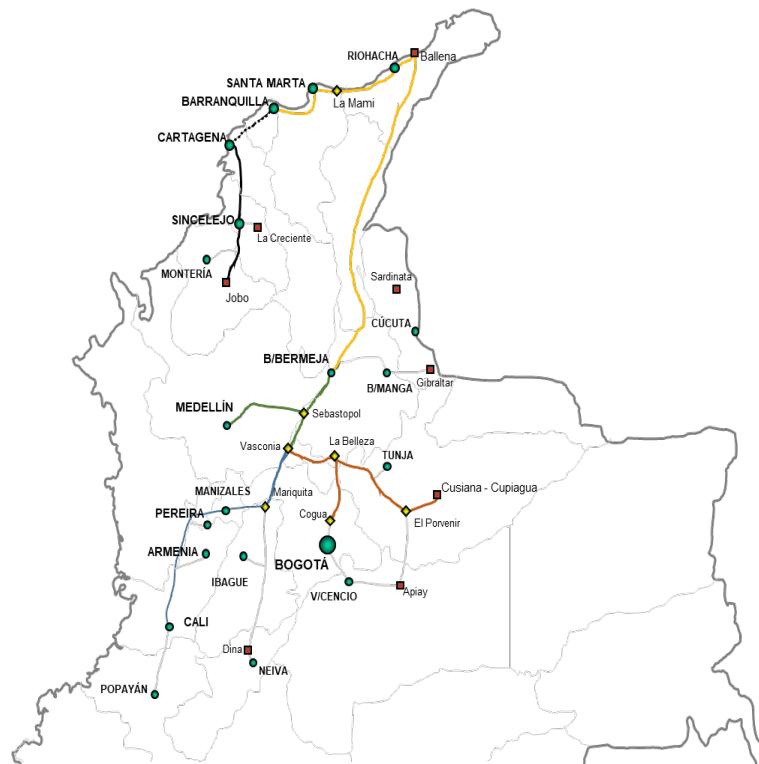


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

En la Figura 2-37 presenta un mapa detallado del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) de Colombia, donde se ilustra la ubicación de los principales gasoductos. Este mapa no solo permite visualizar la extensa red de gasoductos que atraviesan el país, sino que también ofrece información valiosa sobre los principales centros de consumo, producción y otros puntos de interés del SNT.

Figura 2-37. Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

A continuación, se presenta de manera detallada el porcentaje de uso los principales tramos del Sistema Nacional de Transporte:

Oriente:

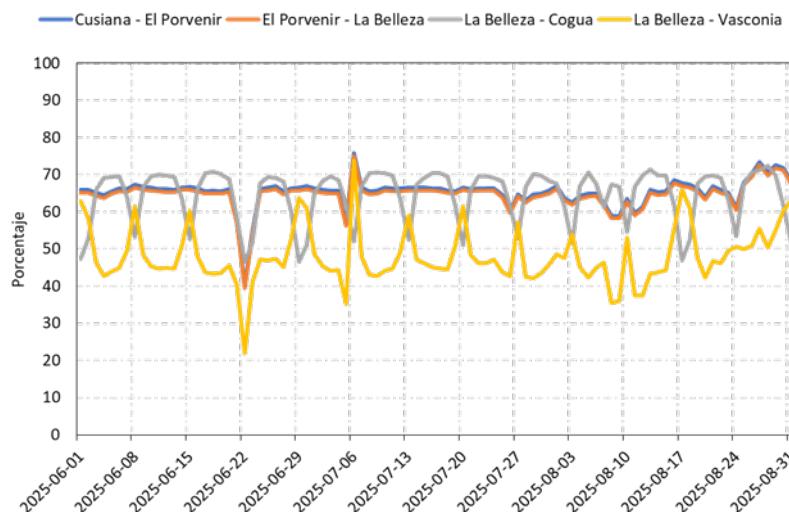
La Figura 2-38 ilustra los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan gas natural desde Cusiana hacia el interior del país durante el trimestre analizado. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización en cada tramo, identificando patrones y eventos relevantes.

La utilización promedio de los tramos Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza, se ubica entre el 60,0% y el 70,0% durante el trimestre. La utilización promedio del tramo La Belleza – Vasconia, varía entre el 40,0% y el 60,0%. Esto indica una alta demanda de gas natural transportado a través de estos tramos, lo que refleja

la importancia de esta ruta para el suministro de gas natural al interior del país. En estos tramos se evidencia el mantenimiento programado a la planta de Cusiana del 21 al 23 de junio.

Por otro lado, el segmento La Belleza – Cogua presentó una utilización con caídas periódicas en comparación con los tramos anteriores, oscilando entre el 50,0% y el 70,0% aproximadamente.

Figura 2-38. Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.



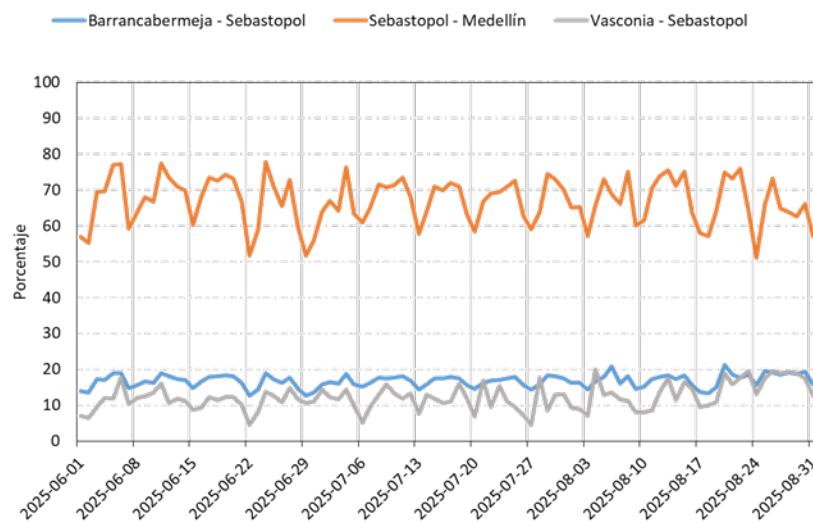
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Centro:

Así mismo, la Figura 2-39 ilustra el porcentaje de utilización del ducto Sebastopol - Medellín. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización del ducto, identificando patrones y eventos relevantes.

El ducto Sebastopol - Medellín presentó un alto nivel de utilización durante el trimestre, con valores que oscilaron entre el 60,0% y el 80,0%. Se observa una variabilidad en la utilización del ducto a lo largo del trimestre, con picos en algunos días y caídas en otros, lo que podría estar asociada a diversos factores, como: demanda estacional, algunas interrupciones en Sebastopol y factores económicos. En contraste, los tramos Barrancabermeja – Sebastopol y Vasconia – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron alrededor de 10,0% y 20,0%.

Figura 2-39. Porcentaje de utilización gasoductos Centro.

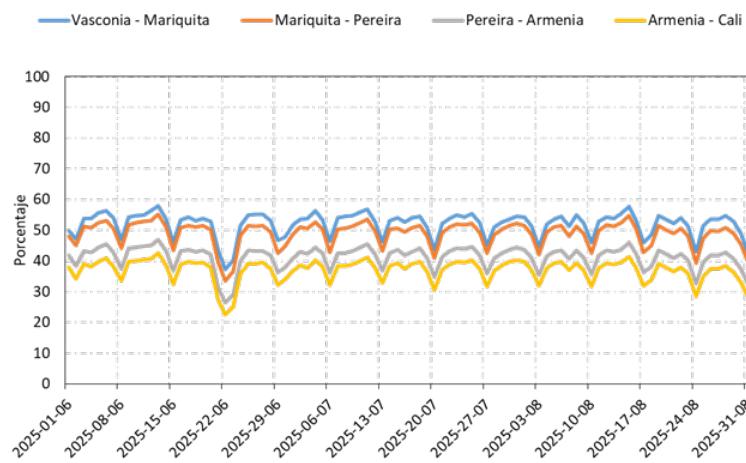


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se observa un comportamiento estable en la utilización de los ductos durante todo el período analizado. Esto indica que la demanda de gas natural en el occidente del país se mantuvo relativamente constante a lo largo del trimestre. Los valores medios de utilización oscilaron entre el 30,0% y el 60,0% la mayor parte del tiempo, lo que refleja una variabilidad moderada en la demanda (ver Figura 2-40). El transporte al occidente del país también se vio afectado por el mantenimiento en la planta de Cusiana, donde su utilización cayó cerca al 20%.

Figura 2-40. Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.

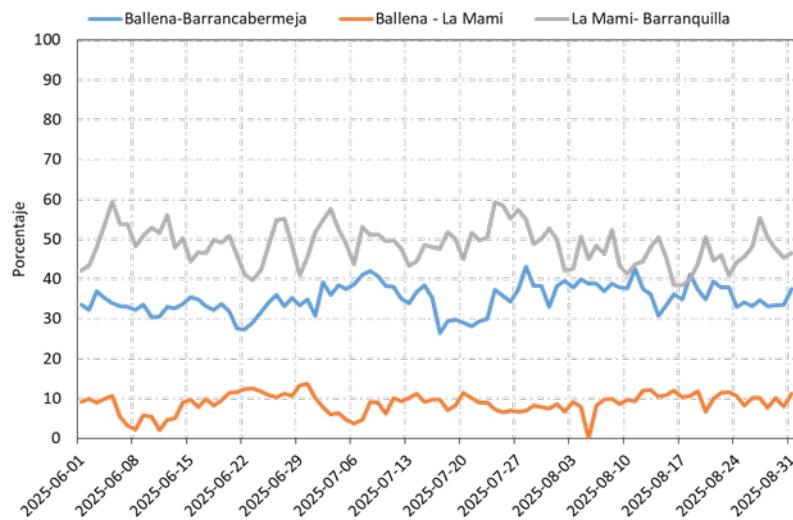


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Ballena:

Los gasoductos que transportan el gas producido en los campos de Ballena y Chuchupa, tanto para el Interior del país como para la Costa Caribe. El tramo La Mami – Barranquilla presenta unos picos explicados por el consumo para generación de electricidad (ver Figura 2-41). Mientras que la baja utilización de los segmentos Ballena -Barrancabermeja y Ballena - La Mami está asociada a una menor oferta de los campos de producción mencionados.

Figura 2-41. Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.

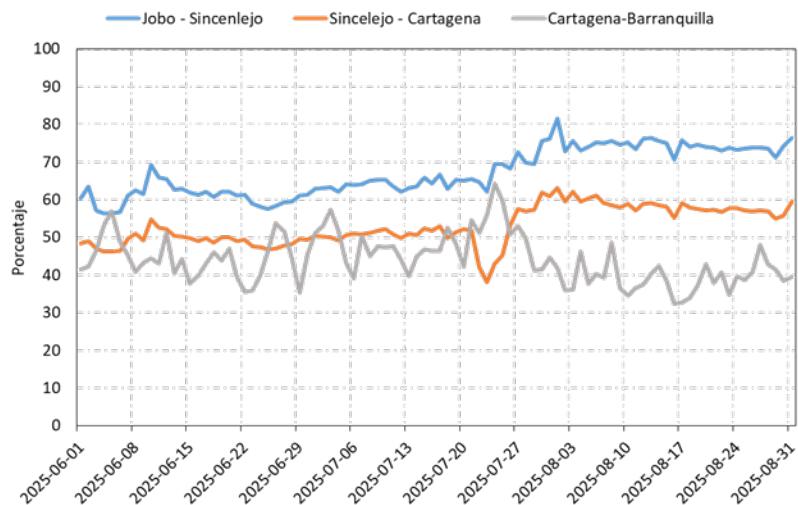


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Sur Costa:

En este sistema de ductos se consideran los segmentos Jobo – Sincelejo, Sincelejo – Cartagena y Cartagena – Barranquilla. La Figura 2-42 ilustra el porcentaje de utilización de los ductos antes mencionados. El primer tramo Jobo – Sincelejo registró un porcentaje de utilización medio superior entre 60,0% y 80,0% de su capacidad. En tanto el Tramo Sincelejo – Cartagena se encuentra alrededor del 50,0% y 60,0% de su capacidad. Así mismo, el tramo Cartagena – Barranquilla, se ubicó entre los 40,0% y 50,0%.

Figura 2-42. Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

2.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, y con el fin de tener una adecuada coordinación de los eventos que afectan la disponibilidad de suministro y transporte, los agentes deben reportar al Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO-Gas) su plan de mantenimientos.

En el siguiente aparte se lleva a cabo un análisis de los mantenimientos programados y de los eventos no programados que afectaron tanto de la infraestructura de suministro como de transporte durante el trimestre.

Mantenimientos programados:

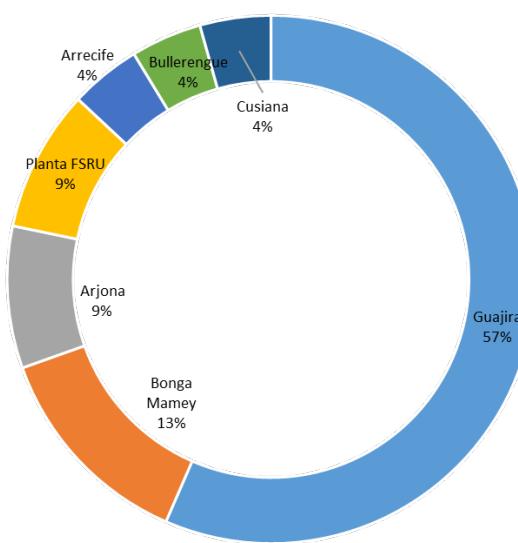
Durante el periodo comprendido entre junio 2025 y agosto 2025 se efectuaron 29 mantenimientos programados, 26 corresponden a mantenimientos en la infraestructura de producción de gas natural del país. En lo que respecta a la infraestructura de transporte, se presentaron tres mantenimientos programados.

A continuación, se presenta las cifras de los mantenimientos programados de la infraestructura de producción que se llevaron a cabo durante el trimestre de análisis:

● Producción:

La Figura 2-43 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. Los campos de producción donde más se realizaron mantenimientos fueron Guajira con un total de 13, seguido por Bonga y Mamey con 3, Arjona y la planta SFRU con un total de 2 y Arrecife, Bullerengue, Cusiana, Estación Jobo, Floreña y Gibraltar con un total de 1.

Figura 2-43. Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.

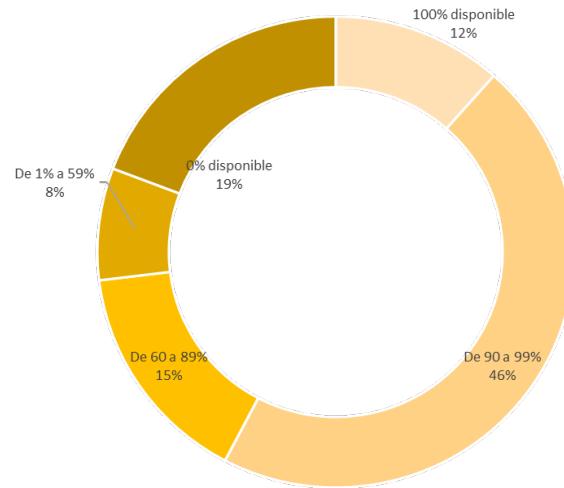


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 73,1% del total de mantenimientos a la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Hocol.

Así mismo, en la Figura 2-44 se puede observar que, del total de mantenimientos hubo cinco mantenimientos que restringieron la totalidad del suministro del campo asociado al sistema. Es importante mencionar que, durante estos eventos no hubo afectación a la demanda esencial.

Figura 2-44. Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

También se observa que la mayor proporción de mantenimientos realizados durante el trimestre restringieron la capacidad de producción del campo en valores menores 10,0% y 1,0%.

● **Transporte:**

En cuanto a la infraestructura de transporte, se presentaron seis mantenimientos programados durante este trimestre:

- Del 21 al 22 de junio de 2025 se realizó la conexión de ECG-Venadillo a la lí-nea Troncal tramo Mariquita Gualanday. Esta declaración generó una restricción del 1,1% del total de su capacidad.
- El 9 al 19 de agosto de 2025 se realizó un corte en frio del tramo Villavicencio-Usme a la altura del PK 60+800 - cruce aéreo en la Quebrada El Aguardiente. Esta declaración generó una restricción máxima de 95,6% de su capacidad.

Del 23 al 24 de agosto de 2025 se realizó la modificación de spool que actualmente se encuentra enterrado y adecuación mecánica al sistema de filtración de la estación Palenque en Chimitá. Esta declaración generó una restricción de 11.9% de su capacidad.



3 Análisis del Mercado de Gas Natural en Colombia – Año 2025

El presente acápite tiene como propósito analizar la evolución y la dinámica del mercado de gas natural en Colombia durante el año 2025. El análisis busca ofrecer una visión integral sobre el desempeño del sector, considerando la interacción entre sus componentes fundamentales: la oferta nacional y las importaciones, los niveles de consumo total, la formación de precios en los mercados primario y secundario, y las características de las transacciones comerciales.

Para este fin, el estudio se apoya en la información reportada por los agentes al Gestor del Mercado, complementada con datos provenientes de otras fuentes oficiales. Esta integración de información permite identificar los principales comportamientos observados, las tensiones estructurales persistentes y las señales más relevantes para los procesos de supervisión, control y toma de decisiones regulatorias.

El año 2025 se configura como un período de transición y ajuste para el mercado colombiano de gas natural, tras los efectos del Fenómeno de El Niño 2023–2024, que incrementó la demanda para generación térmica ante la menor disponibilidad hídrica. Durante 2025, el retorno gradual a condiciones climáticas normales moderó el consumo energético, especialmente en el segmento eléctrico. Sin embargo, esta disminución de la demanda coincidió con una reducción de la producción nacional, derivada tanto de la declinación natural de los campos maduros como de la limitada incorporación de nuevas reservas de gas natural.

A ello se sumó la persistencia de precios elevados, impulsados por la menor disponibilidad de gas doméstico y la creciente dependencia de importaciones para cubrir picos de demanda. Estos factores consolidaron un escenario de presión estructural sobre la eficiencia y la competencia, particularmente en segmentos donde la concentración de la oferta y la rigidez contractual limitan la respuesta del mercado. Así, 2025 se proyecta como un año clave para evaluar la sostenibilidad del abastecimiento nacional y para avanzar hacia un mercado más flexible, competitivo y resiliente frente a choques de abastecimiento.

3.1 Contexto del Mercado

En lo corrido del año 2025, el mercado colombiano de gas natural ha operado en un entorno de alta sensibilidad frente a las condiciones de oferta interna, la evolución de la demanda energética y las señales internacionales de precios. Este contexto refleja la interacción entre factores estructurales y coyunturales que inciden directamente en la formación de precios, la disponibilidad de suministro y la dinámica de las transacciones en los distintos segmentos del mercado.

En el ámbito interno, la producción nacional mantuvo su tendencia descendente debido a la declinación natural de los campos existentes y a la limitada entrada en operación de nuevos proyectos. Esta situación aumentó la dependencia del sistema respecto de la infraestructura de regasificación, la cual se consolidó como un elemento esencial para garantizar la continuidad del abastecimiento, especialmente en períodos de alta demanda. No obstante, la mayor participación del gas importado vía GNL elevó los costos marginales y amplificó la exposición del país a la volatilidad internacional de precios.

Por el lado de la demanda, la recuperación de las condiciones hidrológicas tras el Fenómeno de El Niño redujo el consumo de gas para generación térmica, mientras que los sectores industrial y residencial-comercial mantuvieron niveles estables de consumo, reflejando la recuperación económica y la inelasticidad característica de la demanda esencial. Esta configuración evidencia la heterogeneidad del mercado, donde coexisten segmentos altamente expuestos a las señales de precio con otros de prioridad regulatoria en el suministro.

En el plano institucional y regulatorio, el 2025 ha estado marcado por la implementación de la Resolución CREG 102-015 de 2025, que introdujo cambios sustantivos en los mecanismos de comercialización, reglas de mercado y obligaciones de respaldo físico. Estas disposiciones buscan fortalecer la transparencia, la competencia y la eficiencia en las transacciones, al tiempo que redefinen el papel del Gestor del Mercado como administrador de la información y articulador de operaciones en el mercado spot y de desbalances.

A nivel internacional, el mercado colombiano ha estado influido por precios de GNL aún superiores a los promedios históricos, aunque con tendencia a la moderación respecto del pico de 2022–2023. Este contexto global incide directamente en la estructura de costos del gas importado y, por ende, en los precios internos,

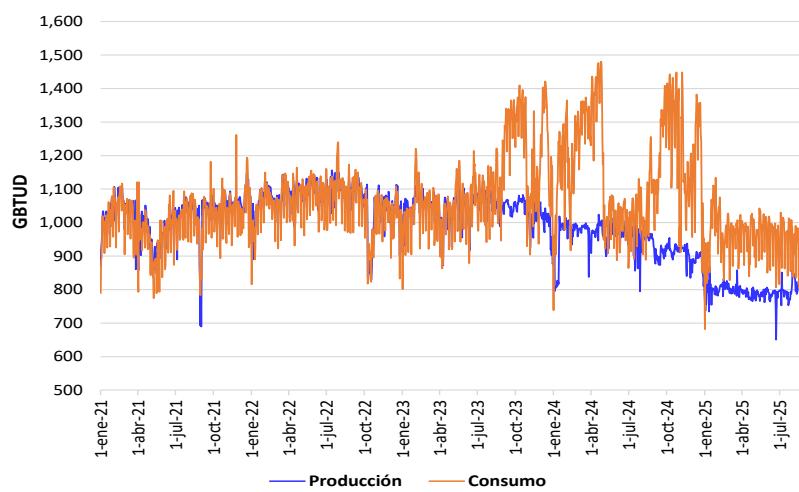
reforzando la necesidad de diversificar fuentes de suministro y fortalecer la competitividad del mercado nacional.

En conjunto, el contexto de 2025 refleja un equilibrio frágil entre una oferta interna limitada, una demanda que exige confiabilidad y un entorno externo en ajuste. Este escenario reafirma la importancia de una planificación integral del sector, que incorpore la expansión oportuna de infraestructura, el fortalecimiento de los mecanismos de mercado y la adopción de medidas que garanticen la seguridad energética y sostenibilidad del abastecimiento en el mediano y largo plazo.

3.2 Oferta Nacional

La producción nacional de gas natural mantiene una tendencia estructural de reducción durante el período enero de 2021 a agosto de 2025, resultado del agotamiento progresivo de los principales campos maduros, la escasa incorporación de nuevas reservas y la creciente dependencia de volúmenes de gas asociado a la producción de crudo (ver Figura 3-1).

Figura 3-1. Oferta y Demanda Nacional de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En 2021, la producción se mantuvo entre 1.000 y 1.100 GBTUD, con una ligera recuperación en el segundo semestre por la normalización de mantenimientos y la reactivación parcial de campos en La Guajira y el Caribe. No obstante, desde el primer semestre de 2023 se observa una reducción sostenida, con niveles cercanos a 970–1.000 GBTUD, marcando el inicio de un proceso de declinación estructural que se acentuó en 2024, pese a las intervenciones y optimización de campos productores.

La tasa media anual de declinación se estima entre 3,5 % y 4,5 % para el periodo 2021–2023, acelerándose a 7–8 % en 2024, cuando la caída se intensifica. Para el primer semestre de 2025, los volúmenes se estabilizan en torno a 850 GBTUD, lo que representa una pérdida acumulada cercana al 25 % respecto a 2021. Esta trayectoria confirma un agotamiento progresivo de la capacidad productiva nacional, que limita la capacidad de respuesta ante una demanda cada vez más volátil y dependiente de fuentes de respaldo externas.

Esta situación ha incrementado la relevancia de la infraestructura de regasificación como un componente estratégico dentro del sistema nacional de abastecimiento. En particular, la planta de SPEC LNG, ubicada en Cartagena, mantuvo un papel determinante para garantizar la continuidad del suministro, especialmente durante los periodos de alta demanda térmica o ante contingencias derivadas de la menor disponibilidad de producción nacional. No obstante, el uso más intensivo de gas importado se tradujo en un aumento de los costos de aprovisionamiento, debido a la exposición del país frente a la volatilidad de los precios internacionales de GNL y a las fluctuaciones cambiarias, factores que inciden directamente en los precios de venta del mercado interno.

Si bien el país cuenta con potencial geológico significativo en cuencas no convencionales y en proyectos costa afuera, la materialización de estos recursos enfrenta desafíos técnicos, regulatorios y socioambientales que han limitado su avance. En consecuencia, la seguridad del suministro depende cada vez más de la planificación oportuna de nueva infraestructura —incluyendo transporte y regasificación—, así como del fortalecimiento de la flexibilidad del mercado para gestionar contingencias en la oferta.

En síntesis, el panorama de la oferta nacional de gas natural en 2025 evidencia una transición estructural hacia un sistema más dependiente de fuentes complementarias e importadas, en el que la eficiencia logística, la coordinación entre agentes y la estabilidad regulatoria se consolidan como factores críticos para

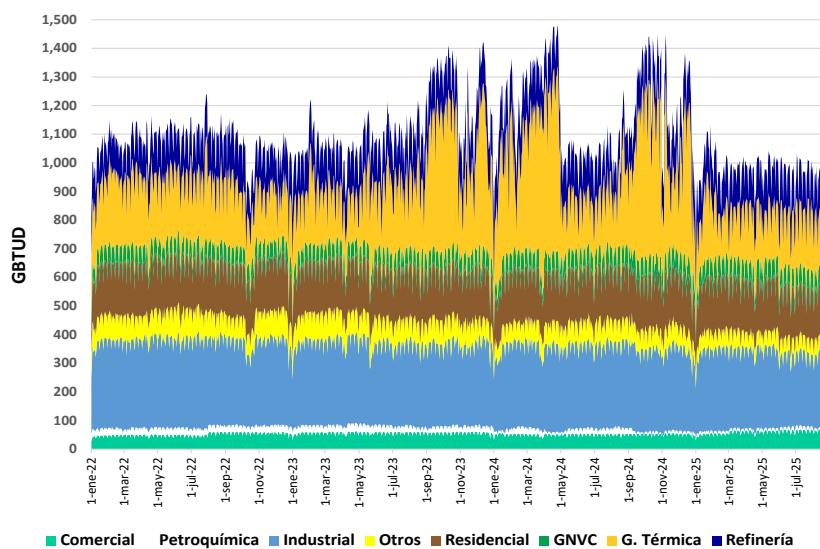
preservar la confiabilidad del abastecimiento y mitigar los riesgos derivados de la concentración y declinación de los recursos domésticos.

3.3 Evolución de la Demanda Nacional

La demanda nacional de gas natural entre los años 2021 y 2023 presentó una tendencia de crecimiento sostenido, impulsada por la recuperación económica posterior a la pandemia y por las condiciones climáticas que precedieron al Fenómeno de El Niño 2023–2024. Durante 2021, el consumo total se mantuvo relativamente estable, con una participación predominante de los sectores industrial y residencial–comercial, que actuaron como anclas de la demanda interna debido a su carácter esencial y a la estabilidad de su consumo.

A partir de 2022, se observa un incremento progresivo en el consumo térmico, asociado al aumento de la generación eléctrica a gas ante los primeros indicios de reducción en los aportes hídricos. Este comportamiento se acentuó en 2023, cuando el Fenómeno de El Niño se manifestó con mayor intensidad, elevando significativamente el uso de gas para generación térmica y llevando la demanda total a niveles cercanos a los 1.450 GBTUD en los meses de mayor exigencia. Este repunte evidenció la alta sensibilidad del mercado frente a los choques hidrológicos, así como la importancia del gas natural como fuente de respaldo para la seguridad eléctrica del país. (Ver *Figura 3-2*).

Figura 3-2. Estructura de la Demanda Nacional de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Durante el año 2025, la demanda nacional de gas natural en Colombia registró un comportamiento de moderación gradual, reflejando la transición hacia condiciones climáticas normales tras la culminación del Fenómeno de El Niño 2023–2024. Este proceso se manifestó en la reducción de los picos de consumo observados en la segunda mitad de 2024 y en el retorno a niveles más estables durante los primeros meses de 2025. En promedio, la demanda total se estabilizó alrededor de 1.000 GBTUD, mostrando menor volatilidad diaria y una composición sectorial más equilibrada.

La evolución gráfica permite identificar comportamientos diferenciados entre los principales sectores de consumo. En el caso del sector industrial, durante 2025 se observó una disminución moderada en los volúmenes demandados, atribuible a la menor disponibilidad de oferta nacional y al encarecimiento de los costos de suministro. La reducción en la producción doméstica, junto con el incremento en la participación de gas importado, generó un entorno de precios más altos, impactando la competitividad de industrias intensivas en energía y condujo a ajustes en sus niveles de operación y eficiencia energética. A pesar de ello, el sector industrial continuó siendo un pilar estructural del mercado, manteniendo una participación significativa en el consumo total nacional.

Por su parte, el sector residencial mantuvo un patrón moderado, influenciado por las variaciones de temperatura y los ciclos de consumo urbano. Este segmento conserva un comportamiento inelástico y la condición de demanda esencial, lo que le garantiza prioridad en el abastecimiento incluso bajo escenarios de restricción. En paralelo, el consumo comercial y vehicular (GNVC) registró ligeros incrementos, impulsados por la reactivación del sector servicios y la recuperación de la movilidad urbana, respectivamente.

En cuanto a la demanda petroquímica y de refinería, su comportamiento se mantuvo relativamente constante, reflejando la estabilidad operativa de los procesos industriales asociados a la transformación de hidrocarburos y a la producción de materias primas intermedias. Sin embargo, su participación dentro del total nacional (especialmente petroquímico), sigue siendo marginal frente a los sectores térmico e industrial.

En términos agregados, la evolución observada durante 2025 muestra una recomposición estructural del perfil de la demanda. Mientras que en 2023–2024 el consumo térmico dominó ampliamente la estructura total debido a la contingencia climática y en 2025 se recuperó la participación relativa de los sectores no térmicos, especialmente el residencial y el comercial, aunque con una leve contracción del industrial. Esta transición redujo parcialmente las presiones sobre la oferta y el transporte, contribuyendo a una mayor estabilidad del sistema y a una menor dependencia de consumos extraordinarios asociados a condiciones hidrológicas extremas.

No obstante, la estabilización de la demanda no implicó una normalización plena del mercado. Los niveles aún elevados de precios, la alta concentración de la oferta y la limitada flexibilidad contractual continúan afectando la competitividad de los usuarios no regulados. En este contexto, la gestión eficiente de la demanda, el fortalecimiento de los mecanismos de respuesta ante contingencias y la promoción de señales de mercado más eficientes se perfilan como elementos esenciales para consolidar un mercado de gas más equilibrado, competitivo y resiliente frente a futuras variaciones en la oferta o ante nuevos episodios climáticos de alta intensidad.

3.4 Precios del Mercado de Gas Natural

El análisis de precios constituye un eje central para comprender el funcionamiento, la eficiencia y la estabilidad del mercado de gas natural en Colombia. Su evolución permite identificar desequilibrios entre oferta y demanda, medir el grado de competencia entre agentes y evaluar si los mecanismos de comercialización reflejan adecuadamente los costos de oportunidad del recurso. Además, los precios actúan como señales de sostenibilidad e incentivos a la inversión, orientando las decisiones de expansión de infraestructura, exploración y diversificación del suministro.

En el mercado colombiano, los precios se determinan principalmente en tres espacios de negociación: El mercado primario, donde los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado venden directamente a otros comercializadores o a grandes consumidores, bajo modalidades contractuales definidas por la CREG.

El mercado secundario, que comprende la negociación de derechos de suministro previamente contratados, los cuales pueden ser cedidos o revendidos entre agentes. En este último participan comercializadores y usuarios no regulados como vendedores, y productores-comercializadores, importadores y comercializadores como compradores.

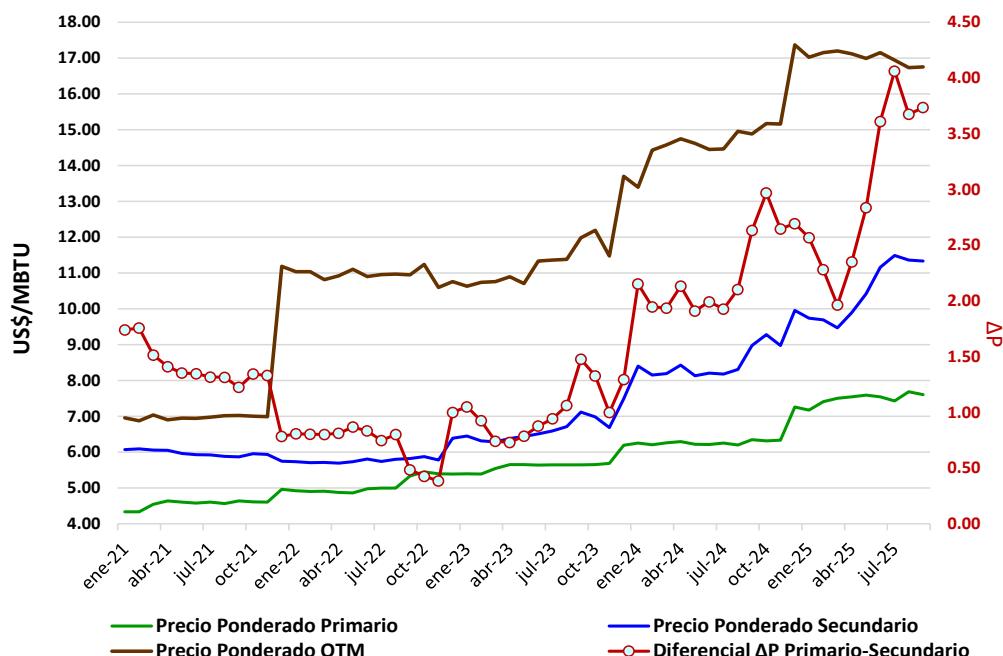
La interacción entre ambos mercados refleja el nivel de liquidez, flexibilidad y eficiencia operativa del sistema, así como la capacidad de los agentes para ajustar sus portafolios frente a cambios en la demanda o restricciones de oferta. En este sentido, el análisis comparado de sus precios constituye un indicador clave para identificar distorsiones de mercado, comportamientos de sobrecontratación o asimetrías en el poder de negociación que puedan afectar la transparencia y competencia en la formación de precios.

El tercer segmento corresponde a las otras transacciones del mercado (OTM), actualmente denominadas mercado minorista, que constituyen el espacio donde los comercializadores transan el energético a los usuarios finales, tanto regulados como no regulados. Bajo el esquema vigente, se observa escasa trazabilidad del gas revendido, ya que se pierde el rastro del origen contractual y del precio original. Además, los usuarios finales carecen de información suficiente sobre las condiciones reales del mercado mayorista, lo que, junto con la limitada competencia en algunos mercados locales, ha derivado en márgenes elevados y un

traslado casi pleno de los costos. En este contexto, los comercializadores tienden a transferir las alzas sin contar con incentivos claros para optimizar sus portafolios de compra, reduciendo la eficiencia en la formación de precios minoristas. Este segmento representa actualmente alrededor del 18% del total del gas transado comercialmente, incluyendo volúmenes que no se registran en el mercado primario, como aquellos de propiedad de agentes térmicos provenientes de la planta de regasificación de Cartagena.

La regulación vigente distingue claramente entre los flujos físicos de gas y los derechos contractuales de suministro, estableciendo reglas diferenciadas para cada tipo de transacción. Esta estructura busca fomentar la competencia, mejorar la asignación de recursos y garantizar la seguridad del abastecimiento dentro de un marco ordenado de operación. (Ver *Figura 3-3*).

Figura 3-3. Evolución y Diferencial de los Precios Ponderados en el Mercado de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Durante el periodo 2021–2023, los precios del gas natural evidenciaron una tendencia creciente, resultado de factores tanto internos —como la reducción gradual de producción nacional— como externos, en particular la volatilidad internacional del Gas Natural Licuado (GNL). En 2021, el precio ponderado del

mercado primario se situó alrededor de 4,5 US\$/MBTU, mientras que en el mercado secundario alcanzó en promedio 6 US\$/MBTU, manteniendo una brecha moderada y estable.

En 2022, el incremento progresivo de precios respondió a la recuperación económica y a una mayor presión sobre la oferta interna, contexto en el cual la brecha entre mercados comenzó a ampliarse. Este comportamiento se profundizó en 2023, cuando el inicio del Fenómeno de El Niño 2023–2024 elevó de forma significativa la demanda térmica para generación eléctrica, generando tensiones en el abastecimiento y una marcada escalada de precios. En el mercado secundario, las operaciones de corto plazo y los mecanismos de reventa alcanzaron cotizaciones por encima de 8 US\$/MBTU, mientras que el precio promedio primario se mantuvo cercano a 6 US\$/MBTU, reflejando la estabilidad de los contratos firmes frente a la volatilidad de las operaciones spot.

Durante el año 2025, pese al retorno a condiciones hidrológicas normales y a la moderación del consumo térmico, los precios no retomaron sus niveles históricos previos al evento climático. El precio ponderado del mercado primario continuó con una trayectoria ascendente, ubicándose alrededor de 7,5 US\$/MBTU, en tanto que el precio del mercado secundario superó los 11 US\$/MBTU hacia el tercer trimestre del año.

Esta brecha persistente entre los precios de ambos mercados evidencia la presencia de rigideces estructurales en la formación de precios, asociadas a la menor disponibilidad de gas nacional, los mayores costos de importación y la limitada competencia efectiva entre agentes oferentes. Asimismo, refleja la sensibilidad del mercado secundario ante variaciones de oferta, donde la menor liquidez y el mayor peso de operaciones de corto plazo amplifican los efectos de volatilidad.

El precio de OTM se mantiene históricamente por encima de los otros dos segmentos, observando un salto abrupto a finales de 2021, cuando pasa de niveles cercanos a 8 US\$ a valores superiores a 11 US\$/MBTU, manteniéndose alto y con una tendencia creciente hasta alcanzar picos cercanos a 17–18 US\$/MBTU en 2025. Esto revela que las OTM —que agrupan transacciones minoristas y de reventa— concentran las mayores presiones de precios en situaciones de aparente escasez y limitada liquidez.

Sin embargo, el incremento no parece responder exclusivamente a un desbalance real entre oferta y demanda, ya que durante esos períodos la oferta nacional continuaba cubriendo el consumo interno. En ese

sentido, el comportamiento podría asociarse también a estrategias de algunos agentes para capturar rentas mediante la reventa de excedentes a precios significativamente superiores, aprovechando la menor trazabilidad y la formación poco transparente de precios en este segmento.

En conjunto, la evolución observada durante el período 2021–2025 pone de manifiesto la necesidad de fortalecer los mecanismos de transparencia, trazabilidad y formación de precios en todos los segmentos del mercado de gas natural. La creciente divergencia entre los precios del mercado primario, secundario y OTM exterioriza una estructura comercial cada vez más fragmentada, donde los mecanismos de reventa y las transacciones de corto plazo tienden a incorporar primas por escasez y márgenes elevados en contextos de tensión.

Este comportamiento resalta la importancia de avanzar hacia un marco de competencia más simétrica y eficiente, en el que las señales de precio reflejen con mayor fidelidad los costos reales de suministro, transporte y gestión comercial, evitando distorsiones derivadas de prácticas especulativas o de sobrecontratación. La limitada trazabilidad y la menor transparencia informativa dificultan el seguimiento del origen contractual y del precio de reventa del gas en el mercado minorista.

Bajo esta consideración el análisis se centra en la evolución y comportamiento de las variables en el mercado mayorista.

3.4.1 Diferencial de los Precios

El diferencial de precios (ΔP) entre el mercado primario y el secundario constituye un indicador clave para evaluar la eficiencia y la transparencia en la formación de precios del gas natural. Este mide la prima o descuento que reflejan las transacciones de corto plazo respecto a los contratos firmes de largo plazo, capturando la valoración que los agentes asignan a la escasez, la liquidez y el riesgo operativo en cada periodo. Su análisis permite identificar señales de distorsión o concentración —como prácticas de acaparamiento o sobrecontratación— que pueden afectar el funcionamiento competitivo del mercado y restringir el acceso equitativo al recurso.

Durante el período 2021–2022, el diferencial de precios se mantuvo en niveles bajos y relativamente estables, oscilando entre 1,7 y 1,0 US\$/MBTU, con tendencia descendente hacia finales de 2022. Este

comportamiento reflejó un entorno de amplia disponibilidad de contratos y una demanda estable, sin presiones relevantes sobre la oferta. En algunos meses, el diferencial se redujo hasta 0,5 US\$/MBTU, indicando una pérdida temporal de poder de fijación de precios en el mercado secundario y evidenciando una sobreoferta contractual o baja utilización de operaciones de reventa.

A partir de 2023, la dinámica del ΔP cambió de manera estructural, pues la prima en el mercado secundario comenzó a incrementarse sostenidamente, impulsada por el aumento de la demanda térmica anticipando el Fenómeno de El Niño 2023–2024, junto con la reducción progresiva de la oferta nacional. Esta menor holgura del sistema redujo la liquidez del mercado secundario y elevó los precios, introduciendo una prima por escasez y urgencia de suministro.

Entre finales de 2023 y durante 2024, el diferencial se consolidó en niveles entre 1,5 y 2,5 US\$/MBTU, reflejando un mercado con tensiones estructurales, mayor competencia por los volúmenes disponibles y estrategias contractuales más conservadoras por parte de los agentes, quienes priorizaron asegurar el abastecimiento ante un contexto de incertidumbre climática y operativa.

Durante 2025, el diferencial alcanzó sus niveles más altos del periodo, fluctuando entre 2,5 y 4,1 US\$/MBTU, con picos pronunciados en el primer semestre. Este incremento sostenido evidenció una prima estructural por escasez, explicada por la limitada oferta de gas nacional, el aumento de los costos de importación y las restricciones de transporte, en un entorno de baja liquidez en el mercado secundario. Lo anterior resulta particularmente relevante, ya que se produjo en un contexto de reducción de la demanda agregada, lo que confirma que las presiones sobre los precios se originaron principalmente en factores estructurales de rigidez y concentración, más que en aumentos de consumo.

En este escenario, el ΔP se transformó en un indicador de restricciones operativas y de competencia más que en una señal de ajuste eficiente. Las tensiones observadas reflejaron baja capacidad del sistema para reasignar volúmenes entre agentes y escasa disponibilidad de gas flexible, lo que dio lugar a una prima por escasez sostenida. Como resultado, el mercado secundario pasó de cumplir una función de equilibrio a operar como un mecanismo de presión sobre los precios, evidenciando un entorno de menor eficiencia, pérdida de liquidez y vulnerabilidad ante choques de oferta.

De forma agregada, el análisis del diferencial durante 2025 pone de relieve la necesidad de fortalecer los mecanismos de trazabilidad, la supervisión sobre las operaciones de cesión y reventa, y la promoción de condiciones que amplíen la competencia efectiva. Estos elementos resultan esenciales para garantizar la formación eficiente de precios, proteger la demanda esencial —particularmente la residencial y la de transporte— y preservar la estabilidad del sistema de gas natural en escenarios de tensión o escasez.

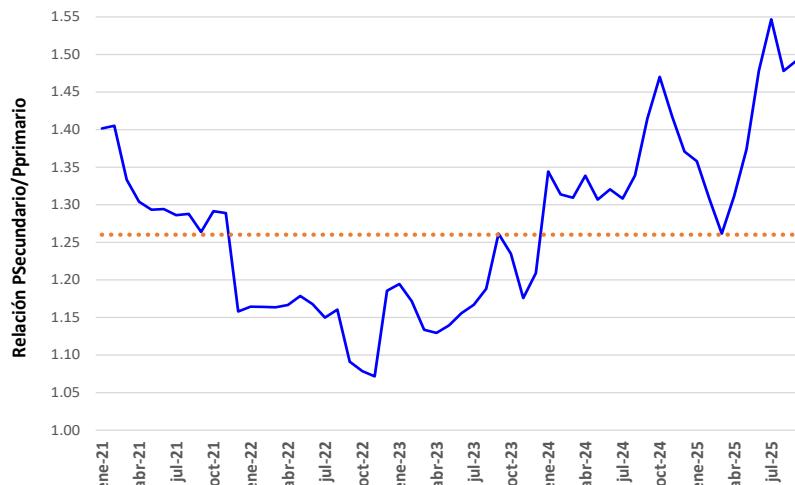
3.4.2 Relación de los Precios

Además del diferencial de precios (ΔP), otro indicador relevante para el seguimiento del mercado de gas natural es la relación de precios entre el mercado secundario y el primario, calculada como el cociente entre ambos valores promedio ponderados. Este indicador expresa cuántas veces el precio del mercado secundario supera o se aproxima al del primario, permitiendo dimensionar la magnitud de la prima pagada por transacciones de corto plazo y la intensidad de las tensiones en el sistema.

A diferencia del ΔP , que mide la diferencia absoluta entre ambos precios, la relación de precios es una medida relativa, útil para comparar períodos con distintos niveles de precios base y detectar cambios estructurales en la dinámica de formación de precios. Este enfoque permite capturar de manera más clara las señales de escasez, liquidez y competencia en el mercado, así como identificar patrones persistentes que pueden reflejar alteraciones en la eficiencia de la comercialización.



Figura 3-4. Evolución de la Relación de Precios en el Mercado de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En condiciones de equilibrio, la relación se mantiene próxima a 1, indicando convergencia entre los precios de ambos mercados. Este comportamiento refleja un entorno de amplia disponibilidad contractual, oferta suficiente y demanda estable, en el cual el mercado secundario cumple su función natural de reasignar volúmenes de gas excedentarios o no utilizados sin alterar significativamente las señales de precios. En este contexto, las transacciones secundarias actúan como un mecanismo de ajuste eficiente que contribuye a la flexibilidad y estabilidad del sistema.

Por el contrario, cuando la relación de precios se eleva sostenidamente —superando valores de 1,3 o 1,5— salta a la vista tensiones estructurales o comportamientos atípicos en el mercado. Estas situaciones pueden estar asociadas a:

- una reducción de la oferta disponible en el mercado primario, producto de la declinación de campos o de restricciones en el transporte;
- incrementos temporales de la demanda, especialmente en períodos de estrés hidrológico o picos estacionales;
- baja liquidez o concentración de gas en pocos agentes con poder de mercado en el mercado secundario; y

- estrategias de sobrecontratación o retención de volúmenes que restringen artificialmente la oferta de corto plazo.

En estos escenarios, la relación de precios se transforma en una medida indirecta de poder de mercado, más que en una señal derivada de los fundamentos físicos de oferta y demanda. Valores persistentemente altos indican que el gas transado en el mercado secundario se comercializa con una prima significativa respecto al precio base del primario, lo que puede distorsionar la señal económica, reducir la eficiencia del sistema y generar incentivos especulativos o de arbitraje entre agentes.

En síntesis, la relación de precios entre el mercado primario y el secundario constituye un indicador estructural que permite evaluar si el mercado opera bajo condiciones de competencia efectiva o si enfrenta fallas de liquidez, concentración o rigidez contractual. Su seguimiento periódico ofrece información valiosa para anticipar desequilibrios, validar la efectividad de los mecanismos de comercialización y orientar acciones regulatorias que fortalezcan la transparencia y eficiencia del mercado.

Durante 2021 y 2022, la relación de precios entre el mercado secundario y el primario se mantuvo en niveles relativamente bajos y estables, con valores que oscilaron entre 1,1 y 1,3, e incluso episodios cercanos a 1,05. Este comportamiento indica que los precios del mercado secundario fueron solo ligeramente superiores a los del primario, reflejando un entorno de amplia disponibilidad contractual, adecuada liquidez y equilibrio entre la oferta y la demanda. En este contexto, el mercado secundario cumplía de manera eficiente su función de reasignación de excedentes, sin generar presiones significativas sobre los precios, lo que es coherente con la estabilidad observada en los precios ponderados y con la moderada demanda térmica de esos años.

A partir de mediados de 2023, se observa un cambio estructural en la tendencia: la relación de precios inicia un ascenso sostenido, marcando una fase de desacople progresivo entre ambos mercados. Este viraje coincide con el aumento de la demanda estacional anticipada y con las primeras señales de estrés en el sistema energético derivadas del Fenómeno de El Niño 2023–2024, el cual redujo la generación hidroeléctrica e incrementó el consumo de gas para generación térmica. En consecuencia, el mercado secundario comenzó a incorporar primas de riesgo y escasez, llevando la relación a niveles entre 1,3 y 1,4.

Durante 2024, la tendencia se consolidó con una relación persistentemente superior al promedio histórico, cercana a 1,26, reflejando un mercado con menor holgura operativa, creciente dependencia de gas importado y mayor competencia por los volúmenes disponibles. En este escenario, los agentes del mercado empezaron a valorar más las transacciones de corto plazo, en respuesta a la incertidumbre sobre la oferta nacional y a las contingencias asociadas al mantenimiento de la infraestructura de transporte y regasificación.

En 2025, la relación alcanza sus valores más altos del período analizado, situándose entre 1,4 y 1,55. Este incremento sostenido, incluso en un contexto de reducción de la demanda total de gas, sugiere que el mercado secundario ha evolucionado hacia un espacio donde prevalecen primas estructurales de precio, más que un mecanismo de equilibrio o reasignación eficiente. Este comportamiento apunta a condiciones de menor liquidez y concentración de la oferta, donde algunos agentes con posiciones excedentarias podrían estar priorizando estrategias de valorización sobre la redistribución efectiva del recurso.

El aumento sostenido de la relación de precios durante 2025 evidencia una pérdida de eficiencia en la formación de precios, donde las señales del mercado comienzan a reflejar restricciones estructurales o condiciones de poder de mercado más que los fundamentos físicos de oferta y demanda. Desde una perspectiva regulatoria, este fenómeno constituye una alerta temprana sobre la necesidad de fortalecer la trazabilidad de las operaciones, los límites a la sobrecontratación y los mecanismos de transparencia en las transacciones secundarias, a fin de preservar la eficiencia y la equidad del sistema.

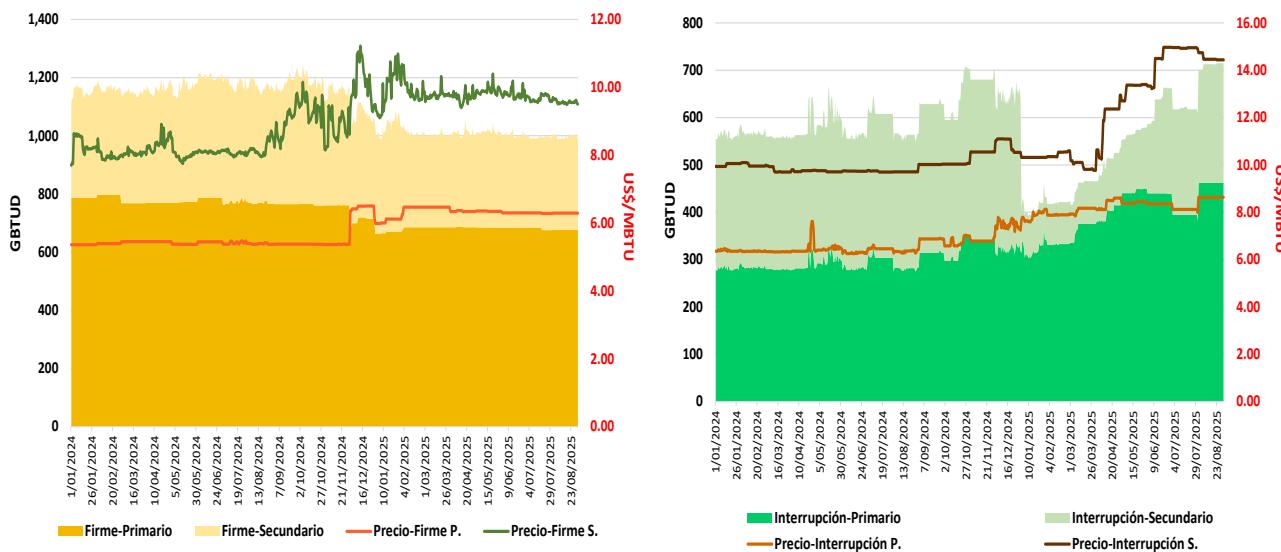
En resumen, el comportamiento observado en la relación de precios entre 2021 y 2025 revela una transición desde un mercado competitivo y líquido hacia uno con mayores tensiones estructurales, donde las primas del mercado secundario dejaron de responder a ajustes coyunturales para reflejar fallas persistentes de liquidez, competencia y flexibilidad contractual. El mercado, que antes reflejaba condiciones de equilibrio y liquidez, ha transitado hacia un entorno de mayor tensión, donde las primas del mercado secundario se consolidan como un indicador de riesgo y escasez más que de eficiencia en la reasignación contractual.

3.4.3 Evolución de Precios y Volúmenes por Modalidad Contractual

El análisis se centra en la evolución de los precios y volúmenes transados bajo las modalidades de contratos firmes y con interrupción entre enero de 2024 y agosto de 2025, dado que en conjunto representan más del 85% de los volúmenes comercializados en el mercado mayorista de gas natural. Estas categorías constituyen la base del abastecimiento tanto para la demanda regulada como para la no regulada, y reflejan con mayor claridad la interacción entre la oferta disponible, las necesidades de los distintos sectores consumidores y las señales de precio que se generan bajo diferentes condiciones de disponibilidad y riesgo.

No obstante, es necesario mencionar que las modalidades de opción de compra y contingencia también forman parte de la estructura contractual, aunque con una participación menor, pues conjuntamente representan cerca del 6,5% de los volúmenes transados en el mercado primario y del 5,3% en el mercado secundario. Estas modalidades están diseñadas para cubrir situaciones específicas o eventuales, otorgando al comprador el derecho más no la obligación de adquirir un volumen determinado de gas en condiciones previamente pactadas, lo que permite asegurar disponibilidad adicional ante escenarios con alguna restricción.

Figura 3-5. Evolución de Transacciones y Precios Modalidades Firmes y Con Interrupción



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

La *Figura 3-5* presenta la evolución comercial y de precios de las modalidades de contratos firmes y con interrupción. Durante el periodo analizado, el mercado primario firme mantuvo un comportamiento estable, con volúmenes cercanos a 700 GBTUD y precios relativamente constantes entre 6 y 6,5 US\$/MBTU. Este patrón responde a la naturaleza de los contratos de largo plazo, cuyos compromisos de suministro y entrega solo varían ante eventos de fuerza mayor. En contraste, el mercado secundario firme exhibió una mayor volatilidad tanto en volúmenes como en precios. Desde finales de 2024 —especialmente entre septiembre de 2024 y febrero de 2025— se registró un aumento significativo de los volúmenes secundarios, con picos cercanos a 400 GBTUD, acompañado de un alza temporal de precios hasta 10–11 US\$/MBTU.

Este comportamiento sugiere que los agentes con gas firme disponible (comercializadores o grandes consumidores sobrecontratados) recolocaron excedentes en el mercado secundario, aprovechando un contexto de alta demanda térmica y restricciones en la oferta nacional.

La marcada divergencia entre los precios del primario y del secundario firme en esos meses constituye una señal de estrés de mercado y posibles conductas especulativas, dado que los precios secundarios no reflejan costos de suministro sino una escasez coyuntural y el poder de negociación de ciertos agentes. Tras el pico observado, el mercado firme evidenció un proceso de ajuste y normalización: los volúmenes secundarios disminuyeron gradualmente y los precios retornaron a niveles de 6–7 US\$/MBTU, más acordes con las condiciones del mercado primario.

En la modalidad interrumpible, la dinámica fue aún más volátil, reflejando las rigideces de corto plazo. En el mercado primario la modalidad interrumpible mostró volúmenes cercanos a 300 GBTUD, con precios estables hasta finales de 2024. No obstante, a partir de enero de 2025 se observó un salto abrupto en los precios del mercado secundario, que pasaron de 9 US\$/MBTU a valores de 14–15 US\$/MBTU en pocas semanas.

Este repunte coincidió con un aumento en la participación del mercado secundario dentro de los volúmenes totales, lo que sugiere una búsqueda de gas adicional ante la menor disponibilidad de gas flexible y una reducción de la oferta comercial primaria, intensificando la competencia por volúmenes en el mercado secundario.

El incremento simultáneo de precios y volúmenes secundarios en enero de 2025 constituye un indicador claro de estrechez en la oferta interrumpible, que pudo haber sido aprovechado por agentes con disponibilidad de gas para vender excedentes a precios elevados. Este episodio evidencia presiones especulativas, donde los precios se elevaron más por expectativas de escasez y estrategias de retención que por un aumento real en los costos de suministro.

El repunte sostenido de los precios interrumpibles por encima de los 14 US\$/MBTU a partir de marzo de 2025, incluso con una menor demanda térmica, sugiere que persisten tensiones en la oferta de gas flexible. Asimismo, podría reflejar conductas especulativas derivadas de una reducción en la oferta primaria disponible, que incentiva la reventa de gas previamente contratado a precios más altos o una mayor concentración en la tenencia de gas flexible, que otorga capacidad de influencia en la formación de precios marginales. Además, es posible una limitada trazabilidad en las operaciones del mercado secundario, que dificulta distinguir entre transacciones genuinas y operaciones con fines especulativos.

La comparación entre ambas modalidades muestra que, durante el periodo analizado —y en particular en enero de 2025—, el mercado de gas natural colombiano enfrentó un episodio de escasez temporal, reflejado principalmente en el mercado secundario interrumpible, donde se concentraron los aumentos más pronunciados de precios y volúmenes. En contraste, el mercado primario firme actuó como ancla de estabilidad, garantizando el abastecimiento básico y mitigando un mayor deterioro en los precios promedio.

La persistencia de precios elevados incluso tras la disminución de la demanda térmica sugiere ineficiencias en la transmisión de señales de mercado y posibles comportamientos especulativos que distorsionan la formación de precios. Estos resultados subrayan la necesidad de reforzar la trazabilidad de las transacciones, mejorar la transparencia en la disponibilidad de gas flexible y fortalecer la supervisión del mercado secundario, con el fin de asegurar que las condiciones de competencia reflejen de manera más fiel los costos y la disponibilidad real de suministro.

3.5 Dinámica Comercial

El análisis de las transacciones comerciales en los distintos segmentos del mercado de gas natural — primario, secundario y otras transacciones del mercado (OTM) o mercado minorista permite comprender la dinámica de asignación del recurso y el comportamiento de los agentes frente a las condiciones de oferta y demanda.

Cada segmento cumple un rol diferenciado dentro de la cadena de valor: el mercado primario concentra los contratos firmes de largo plazo que aseguran el suministro continuo; el mercado secundario opera como un mecanismo de reasignación y optimización de excedentes entre agentes; y las OTM agrupan operaciones de muy corto plazo destinadas a cubrir desbalances, necesidades operativas o ajustes diarios de suministro. En conjunto, estos tres espacios configuran la estructura comercial del sistema gasífero, determinan su grado de liquidez y reflejan la flexibilidad del mercado para responder ante choques o restricciones temporales.

La evolución de las transacciones frente al consumo real de gas natural constituye un indicador clave para evaluar la eficiencia y transparencia del mercado. Mientras las transacciones evidencian el nivel de compromiso contractual y la dinámica operativa entre agentes, el consumo real muestra la materialización efectiva de esos compromisos en la demanda final.

La comparación entre ambos permite identificar brechas derivadas de la sobrecontratación estructural, la subutilización de capacidad o la concentración del gas disponible en determinados actores, así como anticipar posibles riesgos de desabastecimiento o rigideces en la reasignación de volúmenes. Estos elementos son esenciales para analizar el grado de alineación entre las señales comerciales y las condiciones físicas del sistema, así como para orientar acciones regulatorias que promuevan un mercado más competitivo, trazable y eficiente (Ver Figura 3-6).

La dinámica del mercado primario se mantuvo relativamente estable a lo largo del período analizado, con una ligera tendencia al alza y consolidándose como la porción más significativa del total de transacciones. Este comportamiento refleja que los contratos firmes continúan siendo el pilar estructural del comercio de gas en el país, garantizando previsibilidad y seguridad de suministro. En contraste, las transacciones del mercado secundario mostraron un comportamiento más volátil, con picos de actividad en 2022, una

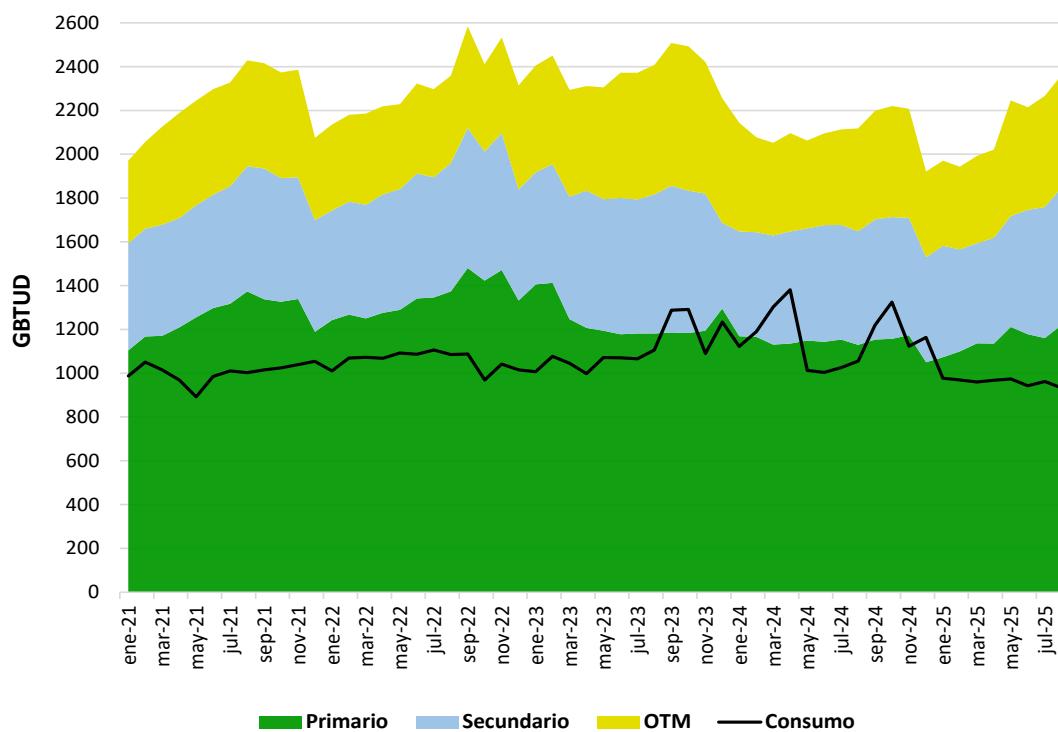
contracción en 2024 y una recuperación hacia 2025, posiblemente asociada a condiciones de menor holgura en la oferta y a una mayor rotación contractual. Por su parte, los volúmenes transados mediante OTM presentaron una alta variabilidad, evidenciando su uso principalmente como mecanismo de ajuste operativo o cobertura de corto plazo ante desbalances o contingencias.

En términos de participación, el mercado primario representó en promedio el 56% del volumen total transado, consolidándose como la base más estable y predecible del sistema. El mercado secundario participó con aproximadamente 24%, equivalente a una cuarta parte del comercio, mientras que las OTM aportaron el 20%, aunque con una reducción visible en 2025. Pese al predominio del primario, casi la mitad de los volúmenes comercializados proviene de reventas y operaciones no estándar, lo que evidencia un mercado dinámico, con alta rotación contractual y una creciente dependencia de transacciones de corto plazo más allá de los contratos base.

Cuando las transacciones totales superan de manera sostenida el consumo real, el mercado puede estar evidenciando señales de sobrecontratación o especulación, en las cuales parte del gas comprometido no se destina al uso operativo sino a su reventa en el mercado secundario a precios superiores. Este fenómeno, además de distorsionar la formación eficiente de precios, reduce la liquidez efectiva y limita el acceso al recurso para agentes de menor escala o de demanda esencial. Por el contrario, cuando las transacciones tienden a converger con el consumo, se observa un mercado más balanceado y eficiente, donde los contratos reflejan con mayor precisión las necesidades energéticas del sistema y los volúmenes disponibles se utilizan de forma óptima.



Figura 3-6 Comportamiento de Transacciones Comerciales del Mercado y Demanda de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El volumen total transado —suma de las operaciones realizadas en los mercados primario, secundario y de corto plazo— se mantiene sistemáticamente superior al consumo físico registrado en el sistema. Esta brecha responde a factores estructurales y operativos, entre los que destacan: i) estrategias de sobrecontratación preventiva por parte de algunos agentes para cubrirse ante eventuales restricciones de oferta o aumentos de demanda; ii) la existencia de múltiples reventas o reasignaciones de un mismo volumen en el mercado secundario, que incrementan el número de transacciones sin implicar un aumento del gas efectivamente consumido; y iii) desfases temporales entre nominaciones, entregas y consumos finales, que pueden generar diferencias estadísticas entre los volúmenes comercializados y los físicamente utilizados.

Esta divergencia persistente entre comercio y consumo tiene implicaciones relevantes sobre la eficiencia, transparencia y estabilidad del mercado. Un volumen comercial significativamente superior al consumo puede reflejar estrategias especulativas o prácticas de acaparamiento que distorsionan las señales de precios, reducen la liquidez real y dificultan el acceso al recurso por parte de agentes pequeños o de demanda esencial. Asimismo, una brecha elevada limita la capacidad del mercado para representar adecuadamente la demanda efectiva, afectando la planeación de la oferta y la evaluación de riesgos de abastecimiento.

En términos generales, el mercado de gas natural en Colombia ha operado con un alto grado de rotación contractual y sobrecontratación estructural, evidenciada en una dinámica comercial donde una fracción importante del gas negociado no se traduce directamente en consumo físico. Este comportamiento refleja la activa participación de los mercados secundario y OTM como mecanismos de flexibilidad y ajuste, pero también plantea retos para la estabilidad de precios y la eficiencia en la asignación. Durante períodos de condiciones críticas —como los asociados al Fenómeno de El Niño— el peso relativo de estos segmentos tiende a aumentar, ya que los agentes buscan mayor capacidad de respuesta ante choques de demanda o restricciones en la oferta. No obstante, este incremento también puede introducir mayor volatilidad en las transacciones y presionar al alza los precios al incorporar primas por escasez o riesgo operativo.

La brecha persistente entre los volúmenes transados y el consumo real pone de relieve la necesidad de fortalecer los mecanismos de trazabilidad, registro y transparencia del mercado, a fin de identificar el destino efectivo del gas comercializado. Una proporción considerable del volumen circula entre agentes sin materializarse en consumo final, lo que sugiere la existencia de múltiples intercambios contractuales intermedios que, si bien aportan liquidez nominal, pueden distorsionar las señales reales de oferta y demanda. Este comportamiento refuerza la importancia de avanzar hacia sistemas de información más detallados que permitan diferenciar las operaciones legítimas de cobertura o reasignación de aquellas que puedan responder a estrategias especulativas o de concentración de mercado.

En resumen, la dinámica comercial observada evidencia un mercado de gas natural que, si bien ha logrado mantener su continuidad operativa y capacidad de respuesta ante escenarios de estrés, presenta desafíos estructurales relacionados con la eficiencia y la transparencia en la asignación del recurso. La persistente



brecha entre transacciones y consumo sugiere la existencia de una liquidez más aparente que real, derivada de la alta rotación contractual y de la concentración de volúmenes en determinados agentes.

3.6 Relación entre Transacciones Comerciales y Consumo Total

La relación entre las transacciones comerciales y el consumo total (T/C) constituye un indicador clave para evaluar la eficiencia, coherencia y equilibrio operativo del mercado de gas natural. Este indicador compara los volúmenes de gas comercializados en los distintos segmentos —primario, secundario y de corto plazo— con el volumen efectivamente consumido por los usuarios finales, permitiendo determinar el grado de correspondencia entre los compromisos contractuales y el uso real del recurso.

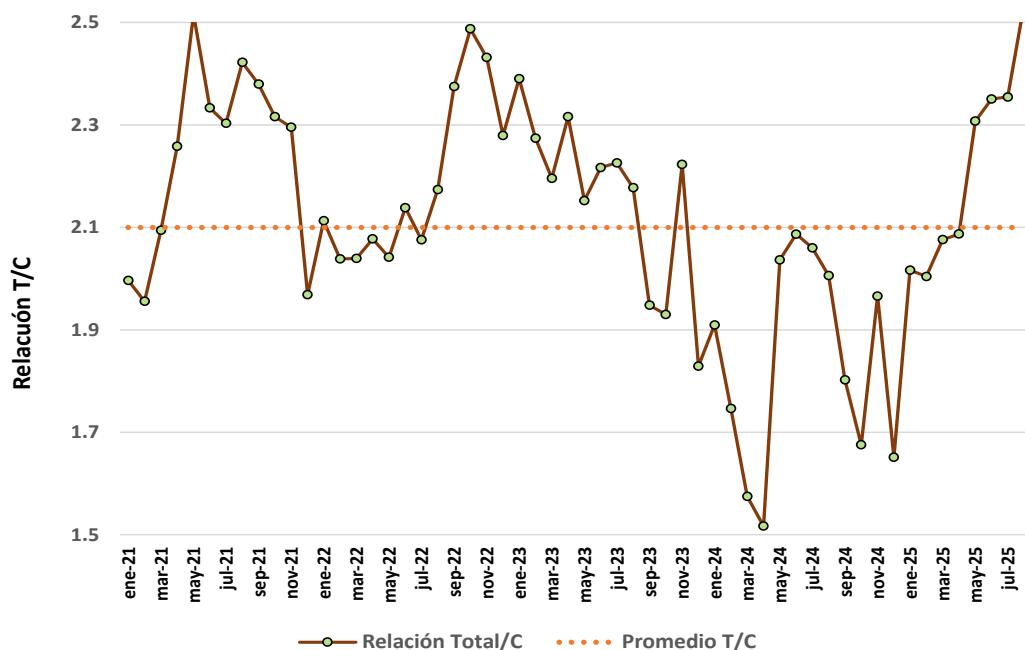
Su análisis facilita identificar patrones estructurales de sobrecontratación, dependencia del mercado secundario o deficiencias en la trazabilidad de los volúmenes, aspectos esenciales para valorar la transparencia, flexibilidad y funcionamiento competitivo del sistema. Asimismo, permite inferir la capacidad del mercado para ajustar su comportamiento ante variaciones en la oferta o la demanda, así como para garantizar un abastecimiento oportuno y eficiente.

Una relación superior a 1 indica que el volumen transado excede el consumo, reflejando estrategias de cobertura, sobrecontratación o reventa de excedentes en los mercados secundarios y de corto plazo. Por el contrario, una relación cercana a 1 sugiere equilibrio entre el gas contratado y el efectivamente consumido, propio de un mercado eficiente y transparente. Finalmente, valores inferiores a 1 podrían señalar escenarios de subcontratación o déficit, en los cuales los agentes deben recurrir a mecanismos de emergencia o compras spot para cubrir la demanda no prevista.

La Figura 3-7 presenta la evolución del indicador T/C, que permite observar las variaciones en el grado de alineación entre la dinámica contractual y el consumo físico del sistema a lo largo del período analizado. La evolución del indicador T/C durante el período analizado muestra que esta rara vez se aproxima a la unidad, lo que confirma que el mercado colombiano de gas natural opera con un alto grado de sobrecontratación y rotación de volúmenes. En términos generales, el volumen de transacciones supera de

forma sostenida el uso físico del energético, reflejando un entorno donde la contratación excedente y las operaciones de reventa constituyen prácticas habituales del sistema.

Figura 3-7. Relación de Transacciones Comerciales y Consumo de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El comportamiento oscilante de la serie evidencia que, en determinados períodos, las operaciones del mercado secundario y las OTM adquirieron un papel protagónico, elevando el indicador por encima de 2,3, especialmente en contextos de mayor presión sobre la seguridad de suministro o durante fases de alta demanda térmica, como las asociadas al Fenómeno de El Niño. En contraste, los descensos hacia valores cercanos a 1,7 reflejan etapas de menor liquidez relativa, en las que la dinámica comercial se alineó en mayor medida con el consumo real.

Durante 2021 y 2022, la relación T/C se mantuvo por encima del promedio histórico de 2,1, con picos cercanos a 2,5. Este comportamiento indica un entorno de alta sobrecontratación, probablemente vinculado a la incertidumbre post-pandemia, a la vigencia de contratos con altos niveles de firmeza y a la recuperación progresiva del consumo industrial. En 2023, la relación volvió a incrementarse hacia valores de 2,4–2,5, en

un contexto de anticipación del Fenómeno de El Niño 2023–2024, cuando los agentes térmicos y grandes consumidores fortalecieron sus coberturas ante eventuales restricciones de oferta.

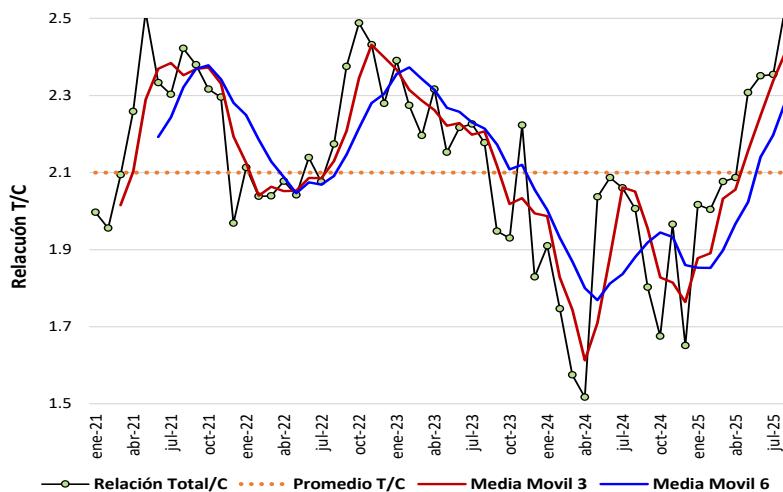
En el primer semestre de 2024 se observa una caída significativa del indicador, con valores mínimos cercanos a 1,5, reflejando una reducción del volumen transado frente al consumo. Este comportamiento es coherente con el incremento del consumo térmico —impulsado por la sequía y la disminución de la generación hidráulica— y con la menor disponibilidad de oferta nacional durante la fase más crítica del fenómeno. Sin embargo, a partir del segundo semestre de 2024 y durante 2025, el indicador presenta una recuperación sostenida hasta niveles superiores al promedio (2,3–2,5), lo que podría asociarse con la normalización de la operación del sistema tras el mantenimiento de la planta de regasificación, una mayor disponibilidad de gas nacional e importado, y el repunte de las transacciones en el mercado secundario.

El promedio del período 2021–2025, cercano a 2,1, sugiere que el volumen transado fue, en promedio, más del doble del consumo físico. Este valor actúa como una referencia estructural del grado típico de sobrecontratación del mercado colombiano. Las fases en que la relación supera el promedio reflejan menor eficiencia o mayores incentivos especulativos, mientras que los valores inferiores al promedio evidencian un uso más eficiente y ajustado del recurso.

En conjunto, la evidencia confirma que el mercado colombiano de gas natural mantiene una alta rotación contractual, donde las transacciones superan sistemáticamente el consumo físico. Este patrón refleja la capacidad de los agentes para optimizar sus posiciones contractuales mediante mecanismos de reventa y negociación secundaria, aportando flexibilidad y resiliencia operativa ante variaciones en la oferta, la demanda o las condiciones climáticas. No obstante, la persistencia de niveles elevados del indicador también revela una sobrecontratación estructural y posibles prácticas especulativas, que pueden distorsionar la formación eficiente de precios y restringir el acceso equitativo al recurso.

Con el fin de identificar patrones estructurales y suavizar las fluctuaciones de corto plazo, se calcularon las medias móviles de 3 y 6 meses, herramientas que permiten reducir la variabilidad, resaltar tendencias subyacentes y anticipar posibles cambios en la dinámica del mercado, particularmente en los períodos asociados a tensiones de oferta o aumentos estacionales de la demanda (Ver Figura 3-8).

Figura 3-8. Relación de Transacciones Comerciales y Consumo de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Entre 2021 y el primer semestre de 2023, tanto la media móvil de 3 meses como la de 6 meses se mantuvieron en niveles superiores a 2,0, lo que evidencia una fase de sobrecontratación estructural del mercado, en la que los volúmenes transados duplicaron de manera sostenida el consumo real. Durante este periodo, la estabilidad de ambas medias confirma un comportamiento persistente de exceso contractual, característico de un entorno de cobertura precautoria ante la incertidumbre en la oferta y la demanda.

A partir del segundo semestre de 2023 y hasta el primer semestre de 2024, la media móvil de 3 meses cae por debajo de la de 6 meses, reflejando un ajuste temporal en la dinámica contractual. Este cambio coincide con un incremento del consumo térmico y restricciones en la oferta nacional durante el fenómeno de El Niño 2023–2024, lo que llevó a los agentes a consumir una mayor proporción del gas contratado, reduciendo así la brecha entre transacciones y consumo.

Desde el segundo semestre de 2024, la media móvil de 3 meses retoma una tendencia ascendente y cruza al alza la de 6 meses, señalando una recuperación de la liquidez y una normalización del mercado. Esta recomposición está asociada a la reactivación de la oferta nacional y a la mayor disponibilidad de gas importado tras los mantenimientos de infraestructura, evidenciando una reactivación de las operaciones comerciales y un retorno al patrón típico de rotación contractual del mercado colombiano.

Recapitulando, el análisis de las medias móviles de 3 y 6 meses confirma que el mercado de gas natural en Colombia mantiene una estructura caracterizada por altos niveles de rotación contractual y sobrecontratación persistente, aunque con episodios de ajuste coyuntural frente a choques de oferta o incrementos del consumo térmico. La convergencia y posterior divergencia de las medias durante el periodo analizado reflejan la capacidad del mercado para adaptarse a condiciones cambiantes, mostrando fases de contracción y recuperación de la liquidez. Este comportamiento resalta tanto la flexibilidad del sistema de comercialización como la necesidad de fortalecer la trazabilidad y el monitoreo de las transacciones, a fin de garantizar una asignación eficiente y transparente del recurso.

3.6.1 Relación de Transacciones Mercado Mayorista - Consumo Total y sus Precios

La Figura 3-9 integra dos dimensiones estructurales del mercado mayorista de gas natural en Colombia:

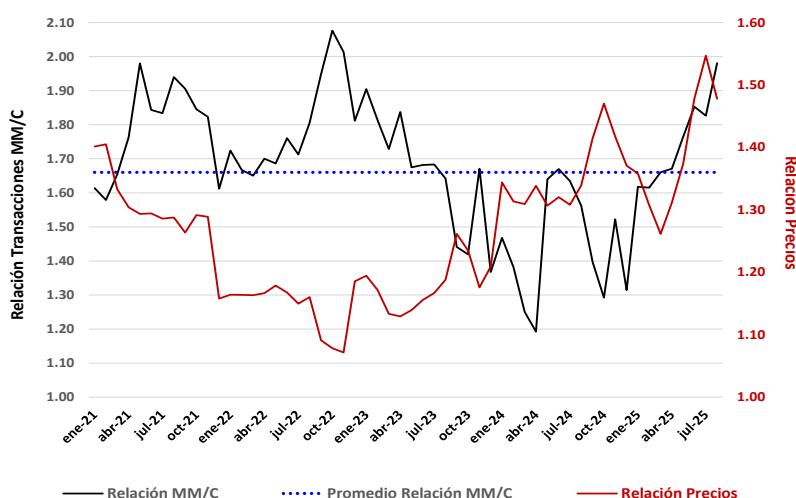
- i) el comportamiento físico y contractual, representado por la relación entre las transacciones totales del mercado primario y secundario respecto al consumo total (MM/C), y
- ii) la evolución de los precios relativos, medida a través de la razón entre el precio promedio del mercado secundario y el del primario.

El análisis conjunto de estas variables permite evaluar la coherencia entre la dinámica de contratación y las señales de precios, así como los mecanismos de ajuste que operan frente a variaciones en la oferta, la demanda o las condiciones externas que afectan el equilibrio del sistema.

La primera dimensión (MM/C) refleja el grado de rotación contractual y liquidez del sistema, indicando escenarios de sobrecontratación o flexibilidad operativa, pero también posibles ineficiencias o comportamientos especulativos cuando los volúmenes transados exceden significativamente el consumo físico. Por su parte, la segunda dimensión actúa como un termómetro de las tensiones del mercado: una prima sostenida del mercado secundario frente al primario evidencia condiciones de escasez relativa, alta demanda estacional o menor liquidez contractual; mientras que niveles convergentes sugieren estabilidad y equilibrio competitivo entre los segmentos.

En conjunto, la interacción entre ambas relaciones permite identificar cómo las condiciones físicas y contractuales dialogan con los incentivos económicos del mercado. Una correlación positiva —esto es, incrementos simultáneos de rotación contractual y de la prima del mercado secundario— suele asociarse con episodios de presión sobre la seguridad de suministro, como los registrados durante fases del fenómeno de El Niño. En contraste, un desacoplamiento entre ambas curvas puede reflejar fases de normalización del mercado, mayor disponibilidad de gas o entornos de precios más competitivos.

Figura 3-9. Relación de Transacciones Comerciales - Consumo y Relación de Precios



Fuente: Gestor del Mercado de Gas, cálculo SSPD

Durante 2021 y la primera mitad de 2022, el mercado operó con una amplia cobertura contractual y baja presión sobre precios, condiciones típicas de un entorno de oferta suficiente y competencia estable. Hacia el segundo semestre de 2022 y durante 2023, se observó un ajuste en los niveles de contratación, probablemente asociado a la optimización de portafolios ante una demanda más moderada y precios menos volátiles. En este periodo, el mercado secundario perdió dinamismo y las relaciones de precios mostraron convergencia, reflejando un contexto de equilibrio relativo.

En el transcurso de 2024 y 2025, se evidenció una recomposición del mercado: los agentes incrementaron su nivel de cobertura ex ante para garantizar suministro ante la persistencia de restricciones de oferta y los efectos rezagados del fenómeno de El Niño. Este contexto impulsó un aumento de la relación MM/C y un

repunte de la prima del mercado secundario, configurando un entorno de tensión caracterizado por mayor presión sobre la liquidez y márgenes elevados en las reventas.

El análisis revela una tendencia inversa entre 2021 y 2023, donde la relación contractual y los precios evolucionan de manera desacoplada; sin embargo, en 2024 ambas curvas crecen de forma simultánea, señalando un mercado en tensión, con sobrecontratación como mecanismo precautorio y alza de precios secundarios por escasez relativa. En 2025, aunque el consumo total se modera, la relación de precios se mantiene alta, lo que sugiere que el mercado continúa respondiendo más a riesgos percibidos de oferta, concentración y expectativas de disponibilidad que a fundamentos de demanda.

En síntesis, la evidencia sugiere que la dinámica del mercado mayorista durante el periodo 2021–2025 estuvo marcada por ciclos de sobrecontratación y ajustes de precios condicionados por la percepción de riesgo. Estos resultados confirman la necesidad de fortalecer los mecanismos de información, trazabilidad y supervisión sobre las transacciones en el mercado secundario, con el fin de reducir posibles distorsiones y mejorar la eficiencia del proceso de formación de precios en el sistema de gas natural.

En conclusión, el comportamiento conjunto de las transacciones y precios en el mercado mayorista evidencia una estructura cada vez más sensible a las condiciones de oferta y a las expectativas de riesgo, donde la sobrecontratación y las primas del mercado secundario actúan como mecanismos de ajuste y señal de tensión sistémica. En la siguiente sección se profundiza en la dinámica del mercado regulado, que permite observar cómo estas tendencias se trasladan a los usuarios finales y al equilibrio general del sistema.

3.6.2 Comportamiento del Mercado Regulado

El análisis de las transacciones comerciales orientadas al mercado regulado (MMR), junto con la evolución del consumo real (CR) y los precios asociados a esta demanda, permite caracterizar el comportamiento del segmento de demanda esencial dentro de la cadena de valor del gas natural. Este segmento comprende principalmente a los usuarios residenciales y comerciales pequeños, cuyo suministro debe estar respaldado

mediante contratos firmes con soporte físico y capacidad de transporte garantizada, conforme a las disposiciones regulatorias vigentes.

El seguimiento conjunto de estas variables ofrece una visión integral sobre la eficiencia de las estrategias de aprovisionamiento de los comercializadores, la coherencia entre los volúmenes contratados y el consumo efectivo, así como la formación de precios promedio ponderados que inciden directamente en las tarifas aplicadas a los usuarios finales. Asimismo, este análisis permite identificar desviaciones estructurales o coyunturales asociadas a variaciones en la oferta nacional, condiciones climáticas extremas o ajustes regulatorios, factores que pueden afectar la estabilidad y sostenibilidad del abastecimiento del mercado regulado.

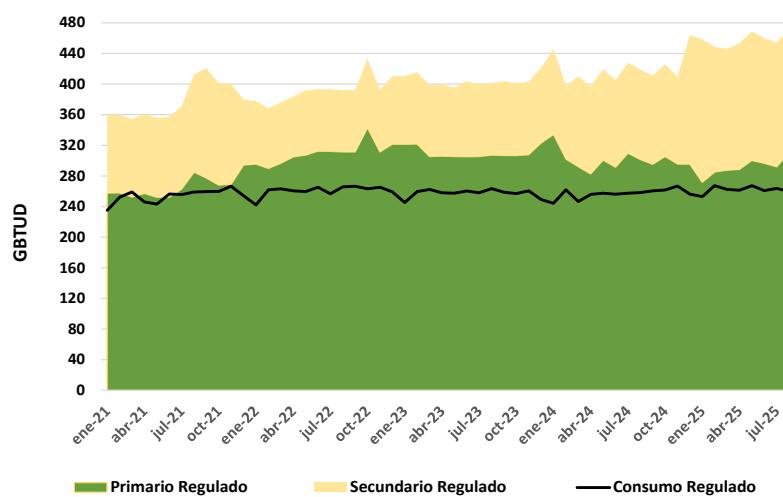
Resulta fundamental profundizar en la correspondencia entre los volúmenes contratados y efectivamente consumidos, así como en la dinámica de precios de los mercados primario y secundario. Este ejercicio analítico permite detectar brechas entre transacciones y consumo real, que pueden reflejar situaciones de sobrecontratación estructural, rigidez contractual o restricciones operativas en la gestión de suministro. Adicionalmente, el estudio de la estructura de precios revela cómo los costos del gas destinado al mercado regulado están determinados por la composición de las fuentes de suministro —ya sea producción nacional, importaciones de GNL o reasignaciones del mercado secundario— y por los mecanismos regulatorios de formación de precios. Estos elementos aportan insumos esenciales para evaluar la eficiencia del aprovisionamiento y la estabilidad tarifaria de los usuarios finales.

La Figura 3-10 presenta la evolución de las transacciones frente al consumo real del mercado regulado, destacando los principales patrones de comportamiento y las variaciones asociadas a la dinámica de oferta, demanda y precios.

El mercado primario continúa siendo la fuente dominante de transacciones dirigidas al mercado regulado, mostrando una ligera tendencia al alza, pero manteniendo una estabilidad relativa en su nivel base. Los volúmenes promedio se ubican entre 240 y 300 GBTUD durante el período analizado, lo que refleja la vigencia de contratos firmes de suministro que garantizan la atención continua de la demanda esencial.

Por su parte, el mercado secundario evidencia una tendencia ascendente sostenida, especialmente desde finales de 2023 y a lo largo de 2024–2025, cuando su participación aumenta de aproximadamente 80 GBTUD a cerca de 200 GBTUD. Este incremento sugiere una mayor rotación contractual y reajuste operativo entre agentes, posiblemente asociado a una reducción de la holgura en la oferta o a estrategias de optimización ante escenarios de alta demanda y precios más volátiles.

Figura 3-10. Comportamiento de Transacciones Comerciales del Mercado Regulado y su Demanda



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El total transado (primario + secundario) muestra un crecimiento progresivo hacia los años 2024–2025, pasando de cerca de 360 GBTUD a valores en el rango de 450–480 GBTUD al cierre de la serie. Durante la mayor parte del horizonte analizado, las transacciones totales superan al consumo regulado, lo que evidencia una actividad secundaria significativa. Esta brecha se amplía hacia 2025 debido al mayor dinamismo del mercado secundario, indicando que una proporción creciente del gas negociado no se destina de forma inmediata al consumo residencial o comercial, sino que circula entre agentes bajo esquemas de reventa o reasignación temporal.

Esta situación pone de relieve la importancia de verificar el respaldo físico de las operaciones y su alineación con las condiciones contractuales definidas por la regulación, especialmente durante períodos de alta demanda o restricciones de oferta. En escenarios de menor holgura del sistema, una mayor dependencia del mercado secundario podría inducir ajustes en los precios o en la estructura de costos de los

comercializadores, resaltando la necesidad de contar con mecanismos regulatorios que fortalezcan la eficiencia, la transparencia y la estabilidad del suministro en el mercado regulado.

En síntesis, el comportamiento observado describe un mercado regulado con cobertura contractual suficiente, aunque con un creciente protagonismo del mercado secundario en la dinámica comercial. Si bien esta expansión puede interpretarse como una señal de mayor liquidez y flexibilidad, también refuerza la necesidad de fortalecer los sistemas de trazabilidad, monitoreo y verificación del respaldo físico, a fin de garantizar la continuidad, seguridad y sostenibilidad del suministro destinado a la demanda esencial.

3.6.3 Relación de Transacciones Mercado Mayorista Regulado

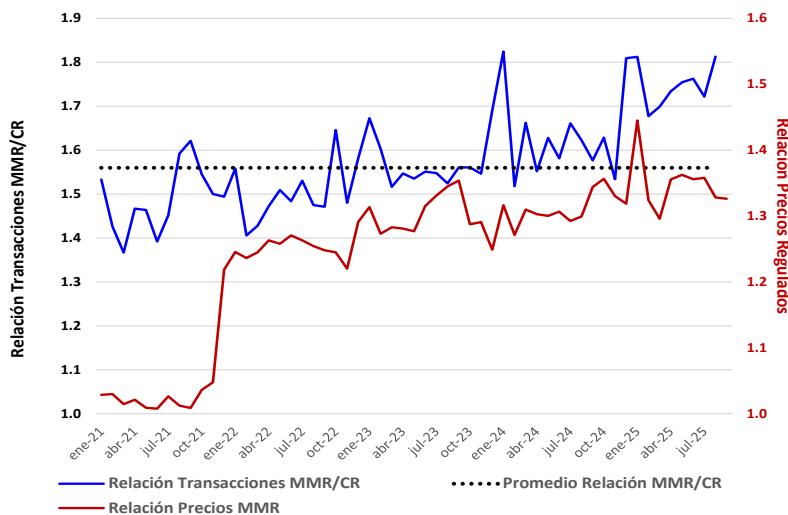
Consumo Regulado y Precios

El análisis conjunto de las transacciones del regulado realizadas en el mercado mayorista frente al consumo efectivo de la demanda regulada, así como la comparación entre los precios promedio ponderados de ambos segmentos de mercado, determina en qué medida las transacciones, precios y condiciones contractuales reflejan un comportamiento competitivo y alineado con los objetivos regulatorios del sector. Este enfoque permite comprobar en qué medida los volúmenes contratados en el mercado primario garantizan el suministro físico requerido por los usuarios esenciales, y cómo la participación del mercado secundario complementa o sustituye dichas transacciones ante variaciones en la oferta, la demanda o las condiciones operativas del sistema.

En términos de precios, la observación simultánea de los valores transados en el mercado primario y secundario lleva a la identificación de primas o descuentos asociados a la flexibilidad contractual, la oportunidad de las transacciones y la disponibilidad de gas en escenarios de mayor estrechez. De esta forma, la relación entre volúmenes y precios aporta elementos fundamentales para analizar la formación de costos de suministro del mercado regulado, la incidencia de la volatilidad del secundario sobre la estabilidad tarifaria y la efectividad de los mecanismos regulatorios orientados a garantizar transparencia, eficiencia económica y seguridad de suministro del gas natural. Ver Figura 3-11.



Figura 3-11. Relación Transacciones Mercado Reguladas - Consumo y Relación de Precios



Fuente: Gestor del Mercado de Gas, cálculo SSPD

La evolución de la relación entre las transacciones dirigidas al mercado regulado (MMR) y el consumo real (CR) muestra un comportamiento estructuralmente superior a la unidad durante todo el periodo analizado (enero de 2021 a julio de 2025), con un promedio cercano a 1.55. Este resultado muestra que los volúmenes contratados por los comercializadores superan de manera consistente la demanda efectiva de los usuarios regulados, reflejando estrategias de aprovisionamiento orientadas a garantizar el respaldo físico exigido por la regulación.

Durante el periodo 2021–2022, la relación transacciones/consumo se mantuvo relativamente estable, con valores entre 1.4 y 1.6, en un entorno de oferta suficiente y condiciones hidrológicas favorables que permitieron una menor presión sobre el mercado. No obstante, hacia finales de 2022 y durante 2023, el indicador empieza a mostrar mayor volatilidad, con picos cercanos a 1.8, en coincidencia con señales de reducción de holgura en la oferta nacional y la anticipación de los efectos del Fenómeno de El Niño 2023–2024. Este comportamiento sugiere un incremento en la contratación por precaución y una mayor dinámica de intercambio entre agentes, especialmente en el mercado secundario.

A partir de 2024 y hasta mediados de 2025, la tendencia se mantiene al alza, con valores que oscilan entre 1.6 y 1.8, lo cual refuerza la hipótesis de una mayor circulación de volúmenes entre comercializadores,

posiblemente asociados a procesos de optimización de portafolios o a ajustes derivados de la menor disponibilidad de gas nacional. La persistencia de esta brecha prevé posibles ineficiencias o desequilibrios estructurales.

El aumento sostenido de la relación de precios indica que los valores del mercado regulado se han tornado relativamente más altos frente a su referencia, evidenciando una prima creciente asociada a condiciones de escasez relativa, mayor demanda por parte de la generación térmica o presiones derivadas del mercado secundario y spot. Asimismo, los incrementos puntuales de esta relación coinciden con períodos de alta actividad transaccional o con picos en la relación entre transacciones y consumo, lo que sugiere una vinculación entre la tensión volumétrica y la formación de precios

La comparación entre ambas relaciones muestra que los mayores niveles de transacciones no siempre se traducen en incrementos proporcionales de precios, posiblemente debido a la existencia de contratos a precios fijos o a mecanismos regulatorios de estabilización tarifaria. Sin embargo, la tendencia ascendente de ambos indicadores hacia 2025 refleja un entorno de menor flexibilidad y holgura de oferta, en el cual la eficiencia y la transparencia en la gestión de la demanda regulada adquieren un papel central para preservar la estabilidad tarifaria y la seguridad del suministro.

En conjunto, se evidencia una sobrecontratación estructural en el mercado regulado que, aunque cumple una función preventiva para garantizar el abastecimiento, también puede derivar en ineficiencias en la planeación y gestión contractual. Paralelamente, el desacople progresivo entre transacciones y precios sugiere la presencia de desbalances temporales entre el volumen contratado y el efectivamente utilizado, lo cual podría generar rigidez operativa o sobrecostos para los agentes. Este comportamiento resalta la importancia de fortalecer los mecanismos de seguimiento y trazabilidad de las transacciones, con el fin de optimizar la utilización de los volúmenes contratados y promover una formación de precios más eficiente y representativa de las condiciones reales del mercado.

3.7 Análisis Integral

La integración de los análisis de oferta, demanda, precios y transacciones permite identificar un conjunto de conclusiones estructurales que definieron el comportamiento del mercado colombiano en 2025:

- La producción nacional mantuvo una tendencia descendente sostenida, reduciendo la base de disponibilidad de gas doméstico e incrementando la dependencia de suministros externos más costosos.
- El consumo total experimentó una disminución tras el fin del Fenómeno de El Niño, pero este ajuste se dio a un ritmo menor que la contracción de la oferta, lo que impidió la relajación de las tensiones en el balance oferta-demanda.
- Los precios, tanto en el mercado primario como en el secundario, registraron tendencias alcistas, y la ampliación de la brecha entre ellos se erigió como la señal más clara de las tensiones operativas y la estrechez relativa en el corto plazo.
- La sobrecontratación persistente reflejó un uso ineficiente de los volúmenes disponibles, actuando como un mecanismo de cobertura para los agentes, pero generando distorsiones de precios y creando incentivos para comportamientos especulativos
- En conjunto, el análisis integral del mercado de gas natural revela un sistema con alta cobertura contractual y relativa estabilidad en el abastecimiento del mercado regulado, pero con tensiones crecientes con ineficiencia e inconsistencias derivadas de la sobrecontratación estructural y del uso intensivo del mercado secundario durante períodos de restricción de oferta.
- La evolución reciente evidencia una mayor exposición a precios volátiles y a fuentes de suministro más costosas, lo que plantea retos para la estabilidad tarifaria y la sostenibilidad del aprovisionamiento. En este contexto, resulta prioritario evolucionar en mecanismos de regulación para enlazar la oferta con la demanda con mayores condiciones de eficiencia, mecanismos de planeación, trazabilidad y vigilancia del mercado, una mejor integración entre la oferta nacional y las importaciones de GNL para garantizar la seguridad energética y la eficiencia económica del sector.
- Durante 2025 se observaron contratos con precios superiores a 15 US\$/MBTU, incluso de gas nacional, reflejando tensiones estructurales y asimetrías en la formación de precios. Estos valores no se explican solo por los costos de producción o transporte, sino por la menor disponibilidad de



oferta firme, la concentración de la comercialización y el uso del mercado secundario como mecanismo de valorización de excedentes.

- El aumento de precios en contratos interrumpibles, en algunos casos por encima de 14–15 US\$/MBTU pese a una demanda moderada, evidencia rigideces en la disponibilidad de gas flexible y posibles conductas especulativas. El mercado interrumpible dejó de cumplir su función de ajuste eficiente, convirtiéndose en un espacio donde la percepción de escasez se traduce en primas desproporcionadas.
- En ciertos puntos del sistema, los precios del gas nacional igualan o superan los del importado, lo que sugiere fallas en la competencia local y segmentación territorial del mercado. Este comportamiento subraya la necesidad de fortalecer la trazabilidad contractual y los mecanismos de supervisión, de modo que los precios reflejen los costos reales del suministro y se preserve la eficiencia del mercado
- Finalmente, el comportamiento observado durante el periodo analizado pone de manifiesto la madurez del mercado colombiano de gas natural y, a la vez, la necesidad de avanzar hacia un modelo más rígido, transparente, resiliente y transitorio.



4 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Este capítulo desarrolla un análisis del mercado de energía eléctrica analizando los indicadores del mercado y se presenta la revisión de las variables operativas relacionadas con los recursos con los que se atendió la demanda, disponibilidad del recurso hídrico, entre otras.

4.1 Análisis de mercado

En esta sección se presenta el análisis del seguimiento a la fijación de precios de bolsa de los diferentes agentes y se presentan la evolución de los precios representativos del mercado.

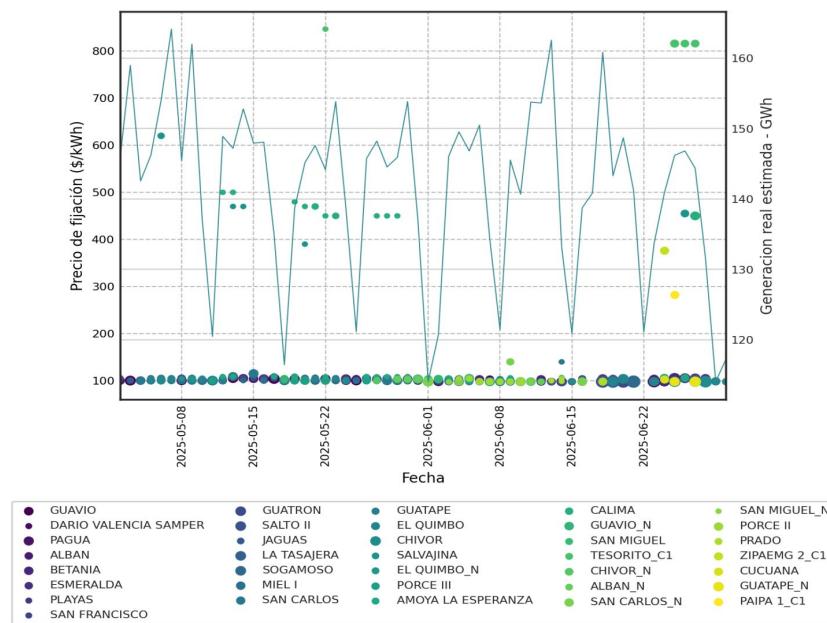
4.1.1 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Durante el trimestre comprendido en este boletín, 52 plantas fijaron precio que corresponde a 13 agentes. El reporte mensual es como se indica a continuación:

JUNIO 2025.

El precio promedio de bolsa se fijó en \$112,50 kWh, 36 plantas fijaron precio que corresponde a 7 agentes.

Figura 4-1: Fijación precios de bolsa por planta para junio de 2025.



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

Durante el mes de junio, Guavio fue la planta que más veces fijó precio con 134 y un porcentaje del 20,06%.

Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 73.91% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 4-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para junio de 2025.

Planta	Nro.Fijaciones	Agente	Porcentaje
GUAVIO	134	ENDG	20,06%
SAN CARLOS	79	ISGG	11,83%
GUATRON	54	EPMG	8,08%
BETANIA	51	ENDG	7,63%
PAGUA	34	ENDG	5,09%
SOGAMOSO	30	ISGG	4,49%
ALBAN	30	EPSG	4,49%
EL QUIMBO	30	ENDG	4,49%
PORCE III	24	EPMG	3,59%
LA TASAJERA	23	EPMG	3,44%

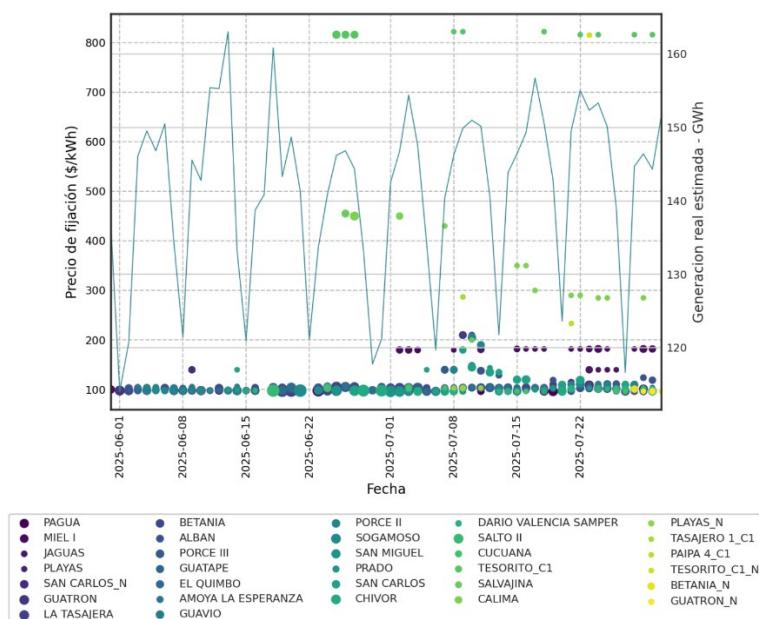
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

De lo anterior se puede concluir que ENEL participó con un 42,52% seguido de Isagen con un 23,06% y por último Empresas Públicas de Medellín con un 21,86%.

JULIO 2025.

El precio promedio de bolsa se fijó en \$134,93 kWh, 32 plantas fijaron precio que corresponde a 8 agentes.

Figura 4-2: Fijación precios de bolsa por planta para julio de 2025.



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

Durante el mes de julio, Betania fue la planta que más veces fijó precio con 145 y un porcentaje del 10,72%.

Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 73.52% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 4-2: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para julio de 2025.

Planta	Nro.Fijaciones	Agente	Porcentaje
BETANIA	145	ENDG	10,72
SOGAMOSO	144	ISGG	10,65
GUATRON	126	EPMG	9,32
LA TASAJERA	125	EPMG	9,25
CHIVOR	125	CHVG	9,25

Planta	Nro.Fijaciones	Agente	Porcentaje
SALTO II	100	ENDG	7,4
PAGUA	79	ENDG	5,84
EL QUIMBO	59	ENDG	4,36
ALBAN	47	EPSG	3,48
GUAVIO	44	ENDG	3,25

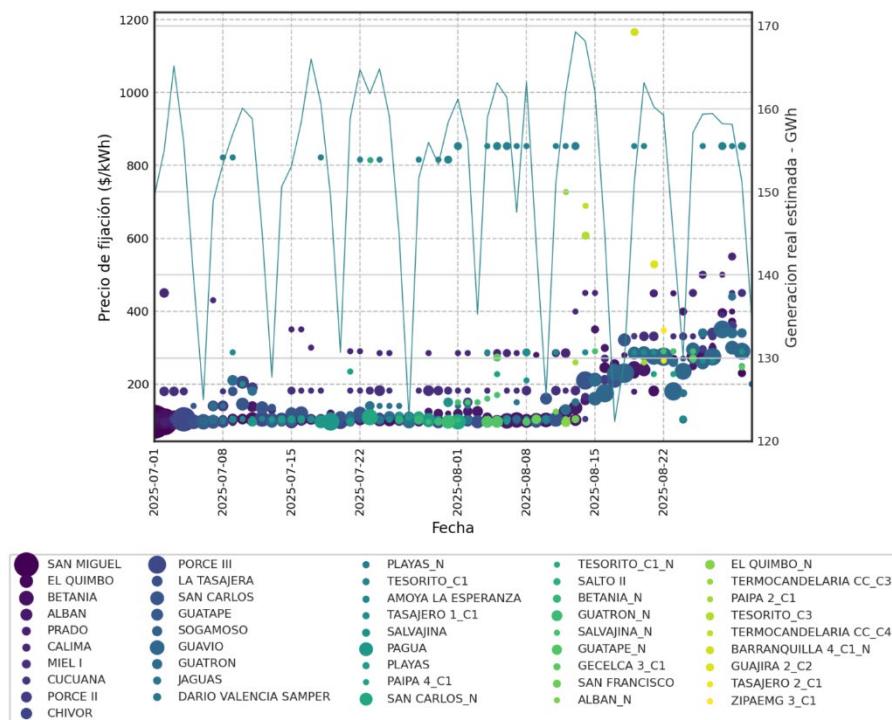
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

De lo anterior se puede concluir que ENEL participó con un 34,38% seguido de Empresas Públicas de Medellín con un 28,7 % y por último Isagen con un 19,37%.

AGOSTO 2025.

El precio promedio de bolsa se fijó en \$242,51 kWh, 40 plantas fijaron precio que corresponde a 12 agentes.

Figura 4-3: Fijación precios de bolsa por planta para agosto de 2025.



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM.

Durante el mes de agosto, Betania fue la planta que más veces fijó precio con 116 y un porcentaje del 13,65%. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 73,06% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 4-3: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para agosto de 2025.

Planta	Nro.Fijaciones	Agente	Porcentaje
BETANIA	116	ENDG	13,65
ALBAN	85	EPSG	10
PORCE III	81	EPMG	9,53
SAN MIGUEL	80	LCSG	9,41
EL QUIMBO	69	ENDG	8,12
SAN CARLOS	56	ISGG	6,59
PORCE II	37	EPMG	4,35
MIEL I	33	ISGG	3,88
PAGUA	33	ENDG	3,88
GUATRON	31	EPMG	3,65

Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

De lo anterior se puede concluir que ENEL participó con un 29,29% seguido de Empresas Públicas de Medellín con un 24,11 % y por último Isagen con un 17,52%.

Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

Durante el trimestre comprendido entre junio y agosto de 2025, el sistema eléctrico nacional mantuvo un comportamiento estable en los niveles de los embalses y una senda de referencia alineada, aunque ligeramente inferior, al volumen útil observado. El periodo se caracterizó por altos niveles de almacenamiento y una evolución del precio de bolsa que, si bien inició con estabilidad, presentó una tendencia creciente hacia finales del trimestre.

En el mes de junio, el volumen útil inició en 74,26% y mostró una tendencia sostenida al alza durante todo el mes, alcanzando un 82,35% al cierre. Este aumento constante reflejó una mejora en las condiciones de almacenamiento de los embalses, con un incremento de aproximadamente 8 puntos porcentuales respecto al inicio del mes. Paralelamente, la senda de referencia acompañó esta tendencia, pasando de 69,42% a inicios de junio a 76,05% al final del periodo, reduciendo progresivamente su brecha frente al volumen útil real. Durante este mismo mes, los precios de bolsa se mantuvieron estables, con valores en un rango cercano a 105–115 \$/kWh y un promedio aproximado de 110 \$/kWh, evidenciando un entorno de relativa normalidad en el mercado mayorista.

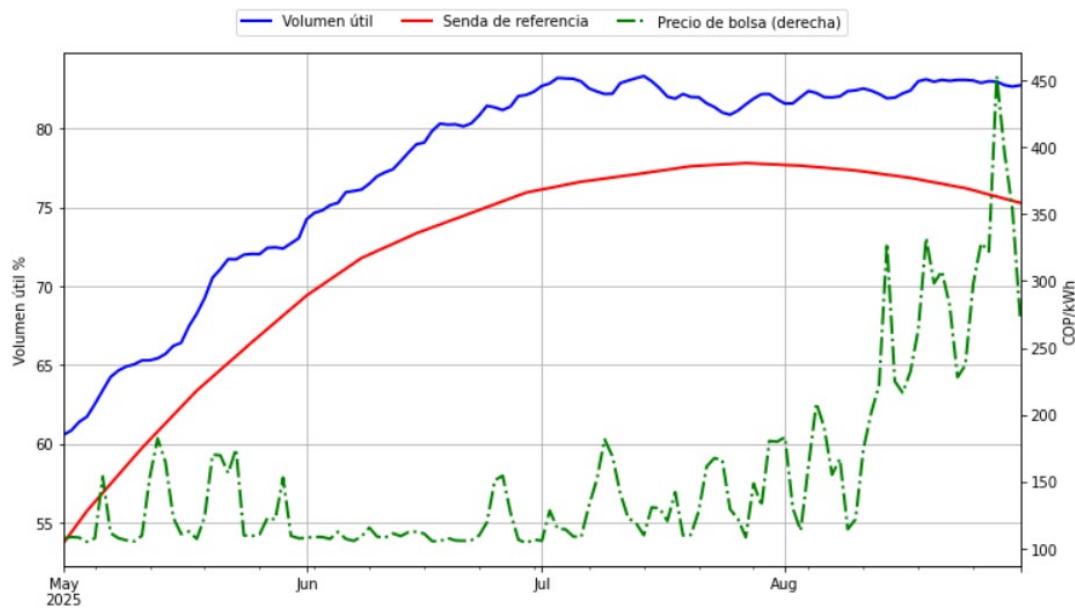
En julio, los niveles de los embalses se estabilizaron en torno al 82%, con variaciones diarias menores que mantuvieron el promedio mensual en 82,4%. La senda de referencia continuó aumentando levemente, ubicándose entre 76,1% y 77,7%. Esta convergencia entre ambas variables indicó una relación más cercana entre la condición real del sistema y la proyección de referencia. En cuanto al precio de bolsa, se observó una mayor variabilidad frente al mes anterior: los valores oscilaron entre 105 \$/kWh y 180 \$/kWh, con incrementos puntuales a mediados del mes, especialmente entre el 7 y el 10 de julio, cuando los precios superaron temporalmente los 150 \$/kWh.

Durante agosto, el volumen útil se mantuvo alto y estable, con valores comprendidos entre 81,6% y 83,1% durante la mayor parte del mes, cerrando con un promedio de 82,75%. La senda de referencia presentó un leve descenso en su tendencia, pasando de 77,7% a 75,3% al cierre, manteniendo no obstante una diferencia pequeña frente al volumen útil. En contraste, los precios de bolsa evidenciaron un aumento significativo en su nivel promedio y una marcada volatilidad. Mientras en la primera mitad del mes los precios se mantuvieron en torno a 150–220 \$/kWh, en la segunda mitad se presentaron valores mucho más altos, alcanzando picos de 328 \$/kWh el 14 de agosto y un máximo de 453 \$/kWh el 28 de agosto, antes de cerrar en 271 \$/kWh al finalizar el mes.

En conjunto, el trimestre junio–agosto de 2025 mostró un panorama de altos niveles de embalses y estabilidad hídrica, acompañado de una senda de referencia estrechamente alineada con el comportamiento real del sistema. Sin embargo, los precios de bolsa registraron un incremento progresivo y una mayor dispersión hacia finales del periodo, destacando un contraste entre la estabilidad de las variables hídricas y la variabilidad del mercado energético. (ver Figura 4-2).



Figura 4-4 Precio de bolsa y Volumen útil.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

4.2 Indicadores para agentes generadores

Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes más representativos del mercado con generación tanto hídrica como térmica.

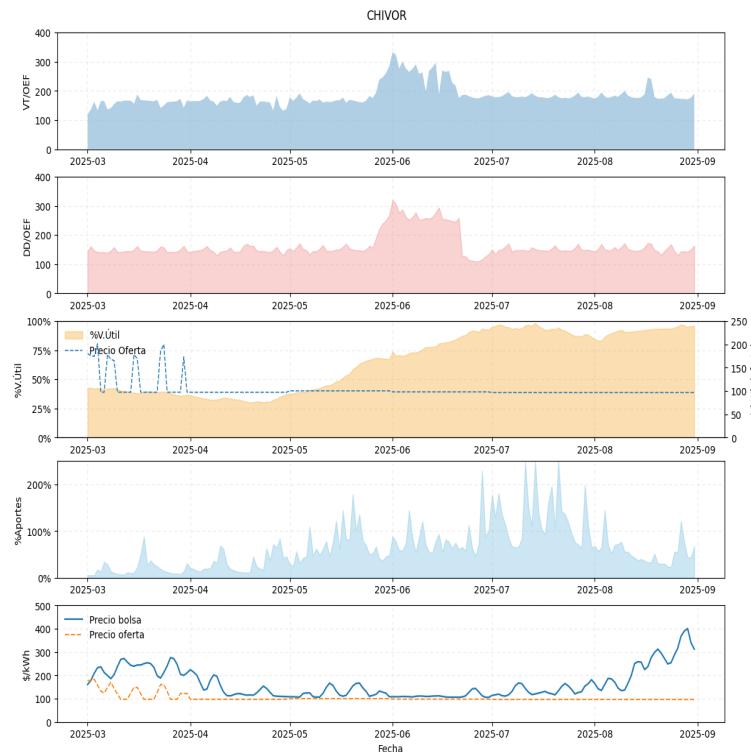
4.2.1. Comparación de variables por agente

Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes más representativos del mercado con generación tanto hídrica como térmica.

AES Colombia:

Para AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. las ventas totales de energía fueron 100,75% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 4-8). En donde alcanzó un máximo de 232,82% al inicio del mes de junio y un mínimo de 70,62% a finales de agosto.

Figura 4-5: Comparación de variables: AES Colombia.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 74,63% superior a sus Obligaciones de Energía Firme en promedio trimestral, con un aumento notable en el mes de junio con valores superiores al 120%, llegando a 221,01% por encima de sus OEF para el citado mes.

En relación con el volumen útil de AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. se registraron valores promedio de 81,04% en promedio para junio, 92,80% en julio, y para agosto tuvieron un promedio de 91,69%.

Al revisar los aportes, los mismos fueron, comparados contra el percentil 95 de su histórico, observado valores promedio de un 81.78 % para junio, 130.61% para julio, y para el mes de julio un 55.18% de su serie histórica.

El precio de oferta en promedio diario en su mayoría de casos se ubicó por debajo del precio de bolsa nacional.

En la Tabla 4-5 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre junio – agosto.

Tabla 4-4: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.

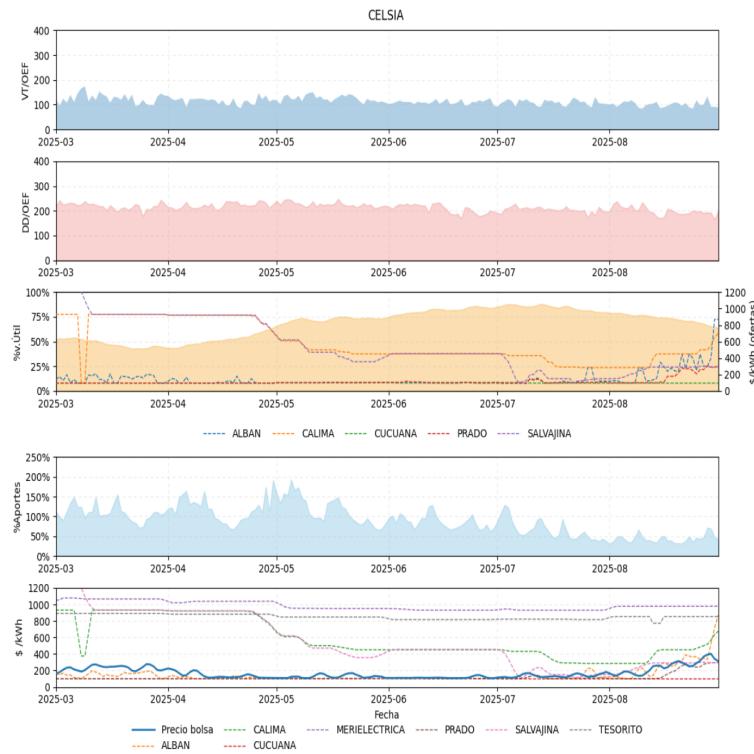
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	96,96	96,47	0,73	96,43	98,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Celsia:

Para el agente CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., las ventas totales de energía fueron en promedio, 5% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado. (ver Figura 4-9).

Figura 4-6: Comparación de variables: Celsia.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, se registró un valor promedio de 104% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Durante el trimestre, el volumen útil de los embalses del agente registró promedios de 81.53% en el mes de junio, 84.5% en julio, y aumentando significativamente a 73.28% en promedio durante agosto.

El agente tuvo importantes aportes hídricos durante el trimestre. Los mismos, fueron en promedio 87% en comparación a su percentil 95 histórico para junio, 66% durante julio, y 44% durante agosto.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-6.

Tabla 4-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.

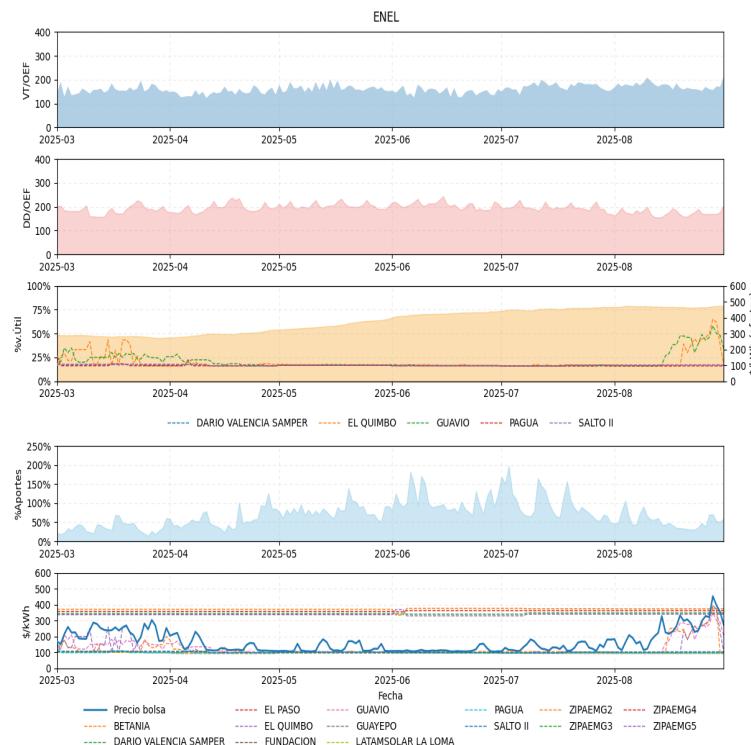
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
ALBAN	166,66	102,97	140,47	96,47	870,00
CALIMA	404,28	450,00	86,18	285,00	700,00
CUCUANA	99,36	96,47	3,50	96,43	103,90
PRADO	127,70	102,90	57,57	96,47	306,00
SALVAJINA	299,29	290,00	129,09	96,47	455,00
TESORITO	827,14	821,96	28,49	608,14	853,12
MERIELECTRICA	947,23	930,11	21,86	928,58	977,63

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Enel:

Para el agente ENEL COLOMBIA SA ESP se observa que las ventas totales de energía en firme durante el trimestre fueron superiores a sus Obligaciones de Energía Firme, en un promedio excedente de 65,6%. (ver Figura 4-10).

Figura 4-7: Comparación de variables: Enel.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Tabla 4-7 presenta los estadísticos de precios para este agente.

Tabla 4-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.

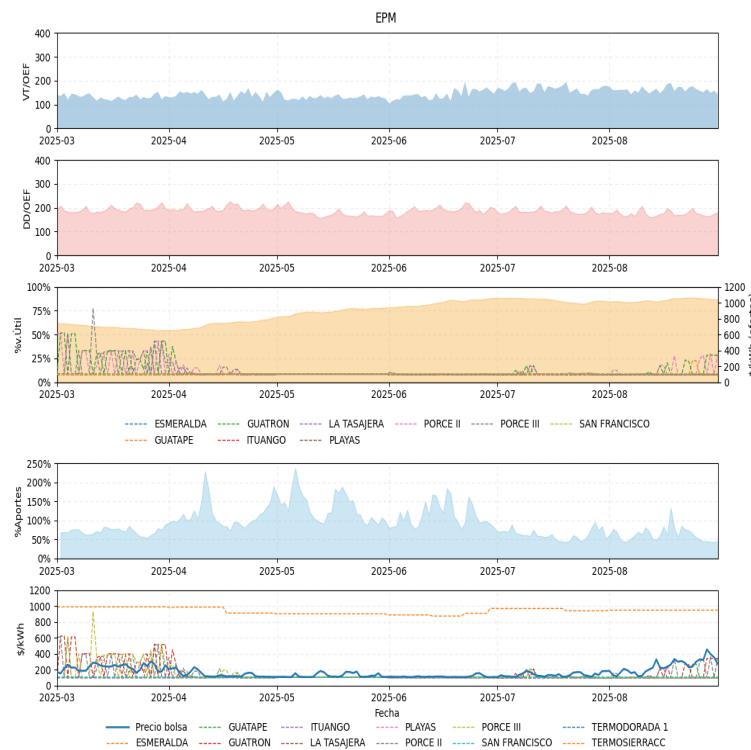
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estánda	Mínimo	Máximo
BETANIA	127,50	103,47	63,91	96,43	395,00
DARIO VALENCIA SAMPER	99,57	98,00	2,35	96,47	102,61
EL PASO	94,18	94,02	0,26	93,98	94,55
EL QUIMBO	119,76	98,30	59,75	96,43	390,00
FUNDACION	94,18	94,02	0,26	93,98	94,55
GUAVIO	126,19	98,00	64,38	96,43	350,00
GUAYEPO	94,18	94,02	0,26	93,98	94,55
LATAMSOLAR LA LOMA	94,18	94,02	0,26	93,98	94,55
PAGUA	97,13	96,47	1,18	96,43	103,10
SALTO II	99,59	98,00	2,37	96,47	102,70
ZIPAEMG2	374,04	375,00	7,38	334,75	377,00
ZIPAEMG3	344,88	348,00	3,85	340,00	348,00
ZIPAEMG4	361,71	362,00	1,39	354,75	362,00
ZIPAEMG5	337,32	340,00	7,51	330,00	368,75

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

EPM:

Para el agente EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., las ventas totales de energía durante el trimestre junio-agosto, fueron en promedio 57,11% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (ver Figura 4-11).

Figura 4-8: Comparación de variables: EPM.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, la misma fue en promedio, 83,79% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Por su parte, el volumen útil de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., durante el mes de junio tuvo un promedio de 83,44%, para julio el promedio fue 86,10% y por último en el mes de agosto fue de 86,28%.

Los aportes hídricos percibidos por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., fueron de 114,08% para junio, 62.72% para julio y 62.98% para agosto, comparados contra el percentil 95 de su histórico.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-8.

Tabla 4-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.

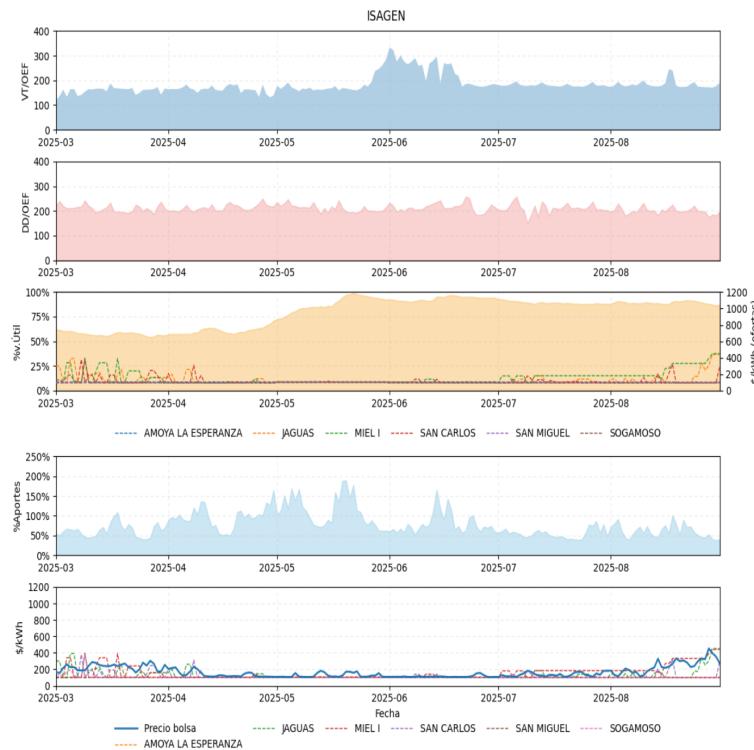
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
ESMERALDA	103,76	103,56	0,64	103,11	104,64
GUATAPE	100,73	96,47	25,38	96,43	270,00
GUATRON	119,68	98,00	58,87	96,43	340,00
ITUANGO	96,96	96,47	0,73	96,43	98,00
LA TASAJERA	97,36	96,47	1,76	96,43	104,64
PLAYAS	98,27	96,47	3,11	96,43	112,00
PORCE II	118,68	98,00	57,44	96,43	360,00
PORCE III	100,07	96,47	13,13	96,43	210,00
SAN FRANCISCO	103,76	103,56	0,64	103,11	104,64
TERMODORADA 1	5.236,27	6.198,99	1.971,22	2.214,75	6.798,87
TERMOSEIERRACC	933,49	948,25	32,28	873,50	969,76

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Isagen:

Las ventas totales de energía para Isagen, fueron en promedio 101% superiores a sus obligaciones de energía en firme; en comparación con el trimestre anterior, los valores no son tan estables luego dado que finales de mayo y las tres primeras semanas de junio se generó un fuerte incremento en las ventas totales de energía (ver Figura 4-12).

Figura 4-9: Comparación de variables: Isagen.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La disponibilidad diaria declarada en el trimestre (junio, julio y agosto) fue en promedio 109% superior a sus obligaciones de energía en firme respecto al volumen útil, tuvo un promedio de 98% para junio, 96,5% para julio y 96,4% para el mes de agosto.

Respecto a los aportes hídricos recibidos, se registraron valores promedio de 80% para junio, 55% para Julio y 61% para agosto.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-9.

Tabla 4-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.

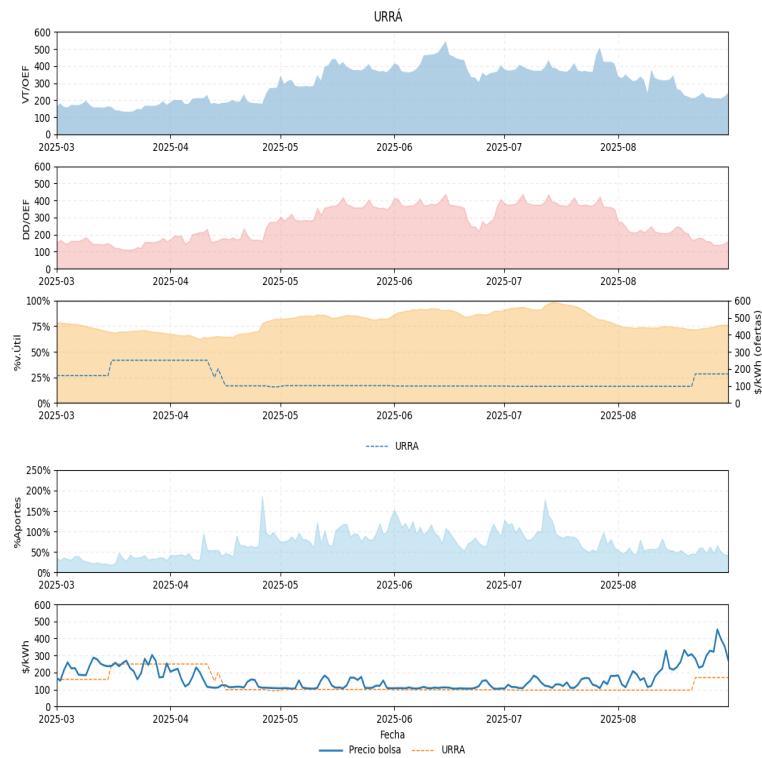
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
AMOYA LA ESPERANZA	104,68	104,19	1,46	101,42	107,71
JAGUAS	126,93	98,00	71,20	96,43	440,00
MIEL I	180,94	182,00	88,83	96,47	450,00
SAN CARLOS	110,19	98,00	36,80	96,43	321,00
SAN MIGUEL	96,96	96,47	0,73	96,43	98,00
SOGAMOSO	96,96	96,47	0,73	96,43	98,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Urrá:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de la EMPRESA URRA S.A. E.S.P., fueron en promedio 260,27% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo. (ver Figura 4-13). Resaltando un valor máximo de 446,82% durante el mes de junio y un mínimo de 110,55% finalizando el mes de agosto

Figura 4-10: Comparación de variables: Urrá.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue en promedio, 211,94% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre. Alcanzando un máximo de 337,65% a principios del mes de julio.

En relación con el volumen útil, EMPRESA URRA S.A. E.S.P., tuvo un promedio de 89,11% para junio, 90,72% durante julio, y 74,06% para el mes de agosto.

En cuanto a los aportes recibidos por el agente, comparados contra el percentil 95 de su histórico, se registraron valores promedio de 94,31% para marzo; 90,91% para abril y 53,96% para agosto.

El precio de oferta de la planta para el trimestre fue en su mayoría inferior a 100 \$/Kwh y tan solo al final de agosto ofertó a 170 \$/Kwh. Tabla 4-10 presenta los estadísticos de precios para este agente.

Tabla 4-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
URRA	105,61	97,00	22,63	96,47	170,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

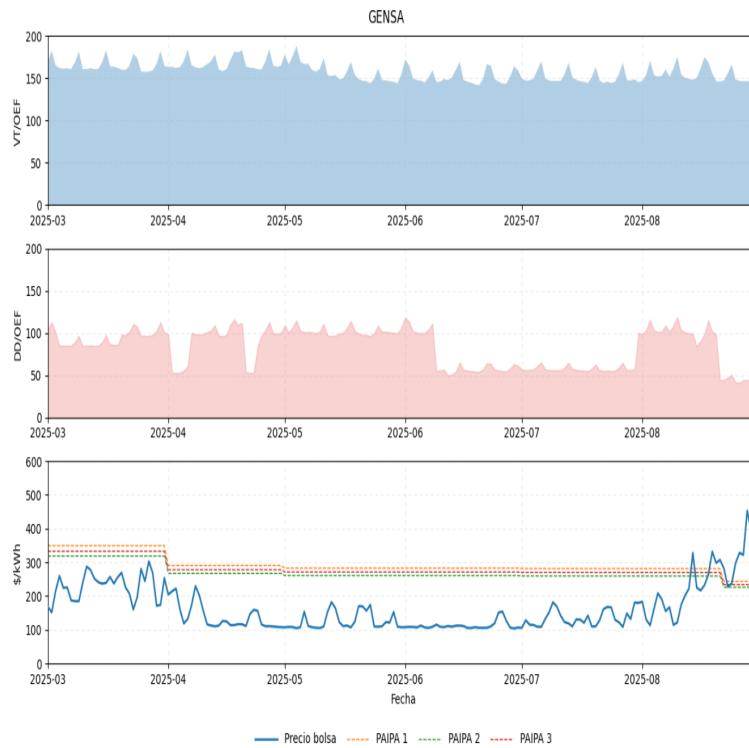
Gensa:

Las ventas del agente en el trimestre junio - agosto de 2025 fueron similares al trimestre anterior, en cerca de 153% de sus Obligaciones de Energía Firme.

Así mismo, la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria fue cercana al 70% de sus OEF durante el periodo. (ver Figura 4-14).



Figura 4-11 Comparación de variables Gensa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Durante el periodo, el agente no tuvo fijaciones de precio de bolsa, y sus precios ofertados han disminuido desde junio, estabilizándose en cerca de 266 \$/kWh en promedio.

La Tabla 4-11 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente.

Tabla 4-10 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
PAIPA 1	277,79	281,59	12,02	243,59	282,77
PAIPA 2	256,39	259,72	10,65	226,10	260,91
PAIPA 3	266,43	269,98	11,30	234,30	271,16

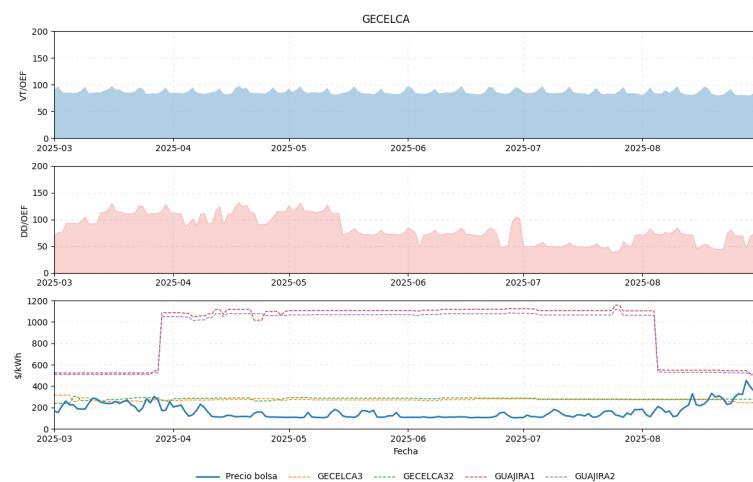
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Gecelca:

Para el agente GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE, GECELCA S.A. E.S.P. Se observa que las ventas totales de energía en firme durante el trimestre fueron inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme, durante todo el periodo, en un promedio faltante de 13,4%. (ver Figura 4-15).

La energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada también fue inferior a sus Obligaciones de Energía Firme para este periodo, en promedio faltante de 35,7%. Solo en los días 29 y 30 de junio fue superior levemente, en un promedio excedente de 3,7%.

Figura 4-12 Comparación de variables Gecelca



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Tabla 4-12 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

Tabla 4-11 Estadísticos básicos Gecelca

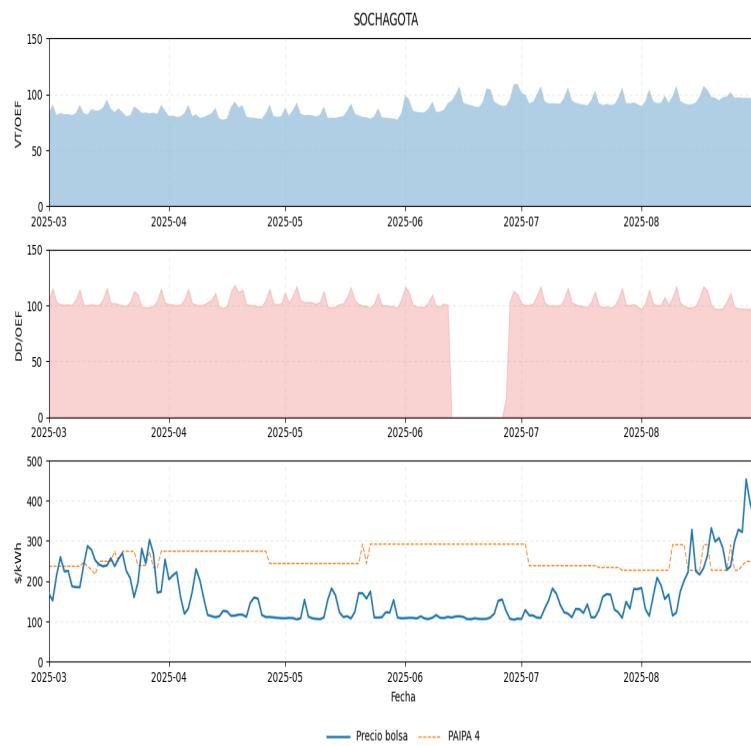
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
GECELCA3	271,38	272,44	8,52	245,58	281,75
GECELCA32	281,57	279,06	4,30	277,99	289,19
GUAJIRA1	945,65	1.104,89	260,32	517,52	1.157,75
GUAJIRA2	911,16	1.064,65	250,29	504,84	1.117,51

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Sochagota:

Para el agente COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A.S. E.S.P, las ventas totales de energía durante el trimestre junio-agosto, fueron en promedio 95,16% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (ver Figura 4-16).

Figura 4-13 Comparación de variables Sochagota



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Por otra parte, de la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue cercana al 100% y similar al trimestre anterior.

En cuanto a los precios ofertados, el agente presentó ofertas que oscilaron entre 227,20 \$/kWh y 292,12 \$/kWh durante el trimestre junio-agosto de 2025. La Tabla 4-13 presenta los estadísticos básicos del trimestre.

Tabla 4-12 Estadísticos básicos Sochagota

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
PAIPA 4	258,14	238,63	29,48	227,20	292,12

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Nitro Energy:

Las ventas totales para el agente fueron en promedio del 18,13% para el trimestre de junio a agosto de 2025, presenta un comportamiento en general homogéneo al compararlo con el trimestre anterior donde para tres días de mayo tuvo ventas 38% mayores (ver Figura 4-17).

Figura 4-14: Comparación de variables Nitro Energy



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Para la disponibilidad declarada diaria en promedio para el trimestre de junio, julio y agosto se encuentra en 2,39 %, siendo un trimestre más uniforme en el comportamiento de la disponibilidad al compararlo con el trimestre anterior.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-14.

Tabla 4-13: Estadísticos básicos Nitro Energy

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
CARTAGENA 1	4.168,00	5.203,31	1.578,36	1.734,43	5.203,31
CARTAGENA 2	4.180,82	5.197,07	1.586,69	1.732,36	5.205,78
CARTAGENA 3	2.497,24	2.926,70	670,00	1.463,35	2.926,70

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

TEBSA:

Las ventas totales del agente fueron solo del 6% superiores de sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio - agosto de 2025, llegando tan solo a un máximo de 11,51% a mediados del mes de agosto. (ver Figura 4-18).

Figura 4-15 Comparación de variables TEBSA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue en promedio para el trimestre junio-agosto de 2025 del 99,23% frente a sus Obligaciones de Energía. Observándose un máximo del 121,20% a principios del mes de julio.

En referencia a los precios ofertados por las plantas del agente para el trimestre se observa que fueron muy superiores a los precios de bolsa nacional. En la Tabla 4-15 presenta se presentan los estadísticos de las ofertas de TEBSA para el trimestre de análisis.

Tabla 4-14 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
BARRANQUILLA 3	1.139,08	1.147,65	57,92	1.059,23	1.223,18
BARRANQUILLA 4	1.196,16	1.189,56	27,41	1.153,08	1.268,96
TEBSAB CC	714,06	711,34	13,00	695,73	747,48

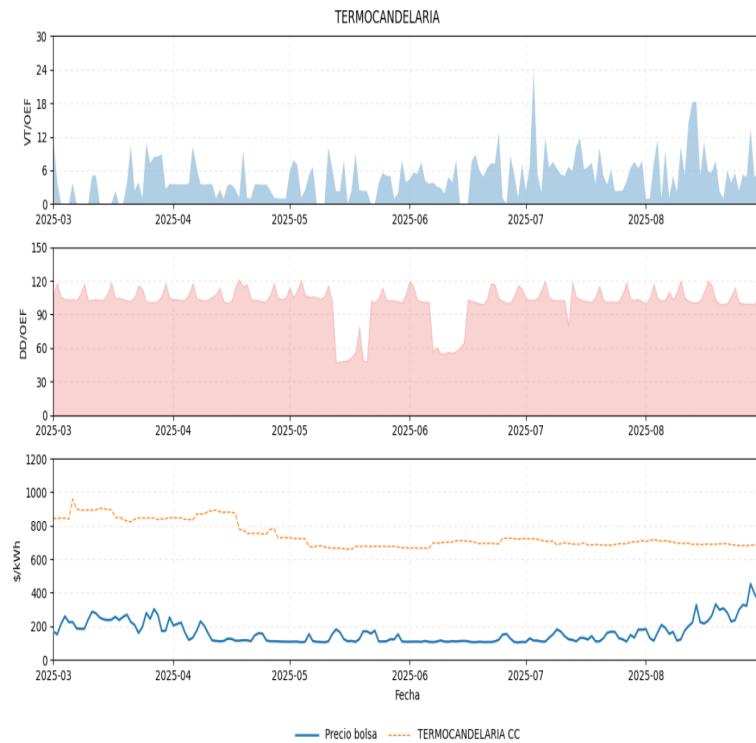
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Termocandalaria:

Las ventas totales del agente Termocandalaria fueron cercanas al 6% de a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre junio – agosto de 2025, disminuyendo en comparación con el trimestre pasado, debido a que, dados los bajos precios de bolsa, su generación se limitó a generación por seguridad.

Así mismo, la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria en este periodo fue cercana al 101% de sus Obligaciones de Energía firme, a excepción de un periodo entre la 1ra semana en la cual disminuyó a cerca del 58% (ver Figura 4-19).

Figura 4-16 Comparación de variables Termocandelaria



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Tabla 4-16 presenta los valores promedio de las ofertas para las plantas del agente.

Tabla 4-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMOCANDELARIA CC	696,18	694,33	14,55	664,27	725,10

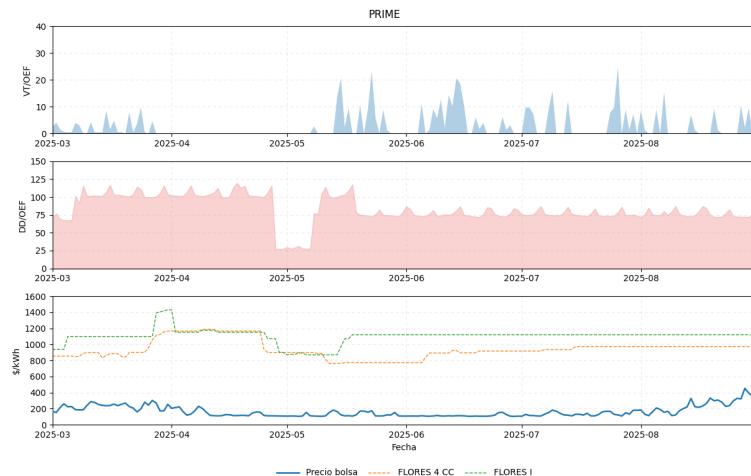
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Prime:

Para el agente PRIME (ENFRAGEN TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.) se observa que las ventas totales de energía en firme durante el trimestre fueron considerablemente inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme, durante todo el periodo, ascendiendo a un promedio faltante de 96,3%. Lo que se debe a que durante varios días del periodo no registró ventas, como se ve en la Figura 4-20.

Adicionalmente, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue inferior a sus Obligaciones de Energía Firme para este periodo, con promedio faltante de 23,3% y con un valor máximo de 28,3% (faltante).

Figura 4-17 Comparación de variables Prime



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La Tabla 4-17 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

Tabla 4-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime

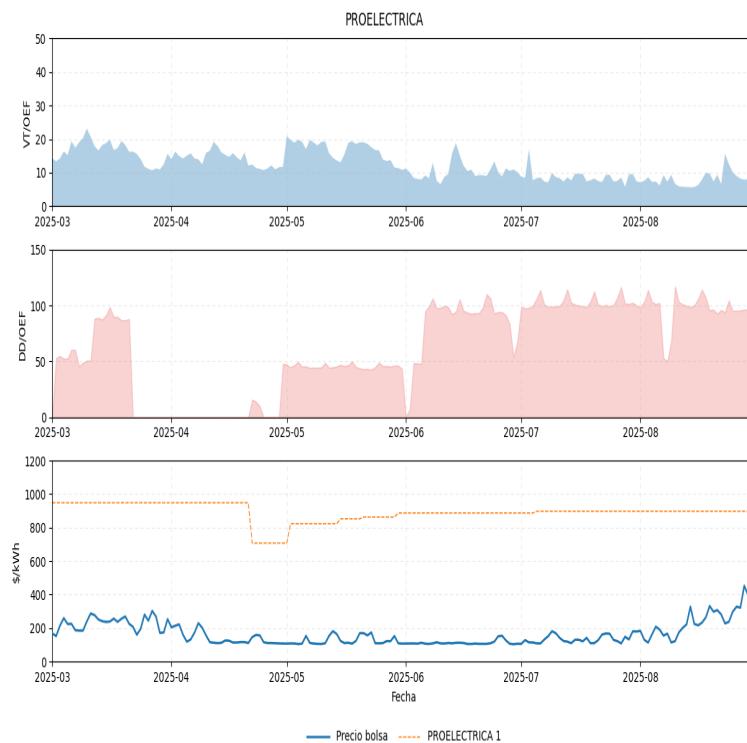
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
FLORES I	1.120,05	1.120,05	0,00	1.120,05	1.120,05
FLORES 4 CC	936,64	973,35	50,99	772,47	973,35

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Proeléctrica:

Para el agente PROELECTRICA S.A.S E.S.P., las ventas totales de energía durante el trimestre junio-agosto, fueron en promedio 9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 4-21).

Figura 4-18: Comparación de variables Proeléctrica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, la misma fue en promedio, 94,32% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En cuanto a los precios ofertados, el agente presentó ofertas que oscilaron entre 886,66 \$/kWh y 896,83 \$/kWh durante el trimestre junio-agosto de 2025. La Tabla 4-18 presenta los estadísticos básicos del trimestre.

Tabla 4-17: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
PROELECTRICA 1	893,07	896,83	4,94	886,66	896,83

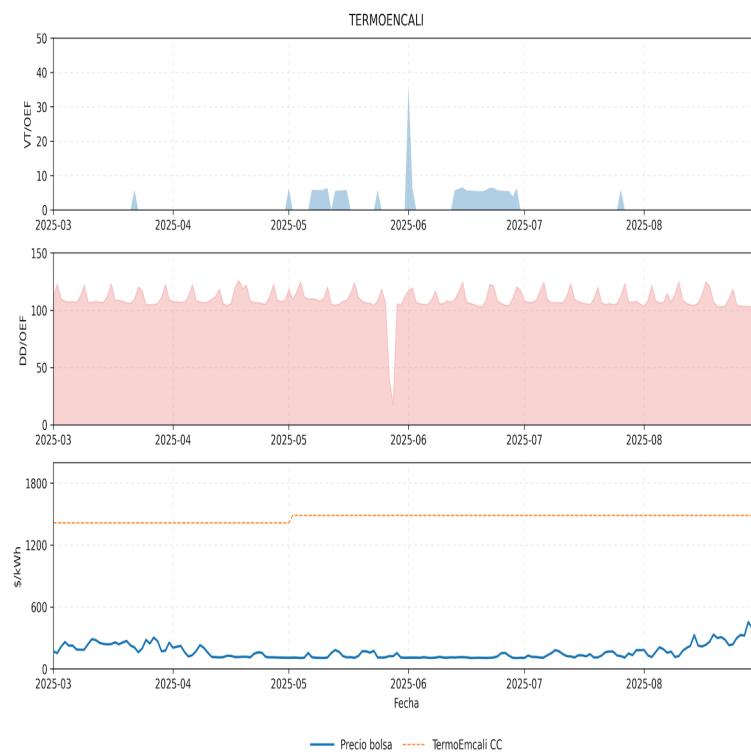
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

TermoEmcali:

Las ventas totales para el trimestre de junio, julio y agosto en promedio fueron de 2%, siendo la mayor actividad la segunda quincena del mes de junio. (ver Figura 4-22).

La disponibilidad declarada diaria en promedio se encuentra en 110%, fluctuando en el trimestre de junio a agosto entre un 103% y un 125%.

Figura 4-19 Comparación de variables TermoEmcali



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-19 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta.

Tabla 4-18 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali

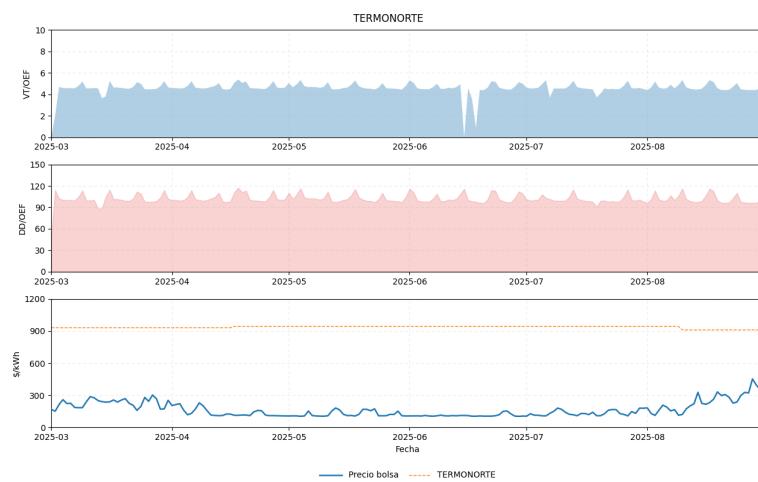
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TermoEmcali CC	1.486,45	1.486,46	0,00	1.486,46	1.486,46

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Termonorte:

Durante el período junio - agosto de 2025, las ventas totales del agente fueron en promedio solo un 4,55 % en relación con sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 4-23).

Figura 4-20 Comparación de variables Termonorte



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue del 101.94% de sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre analizado.

Los precios ofertados por esta planta estuvieron en promedio en 934.35 \$/kWh, sin tener fijaciones de precio de bolsa. La Tabla 4-20 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

Tabla 4-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMONORTE	934,35	942,00	13,72	910,00	942,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

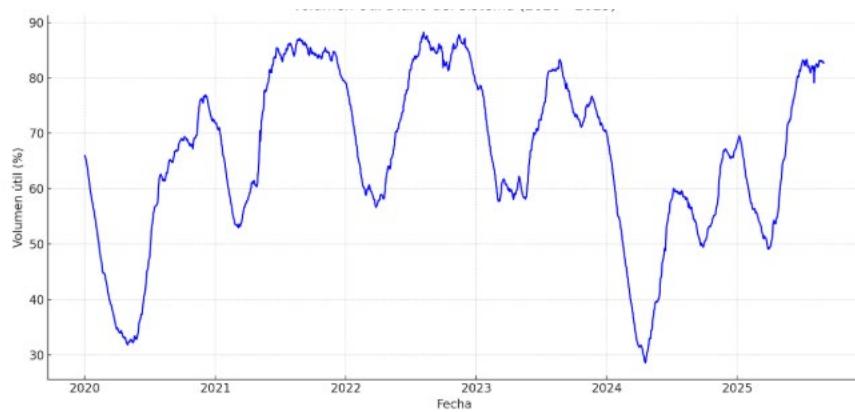
4.5 Seguimiento operativo

En esta sección se revisan las principales variables operativas del sistema de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico que se presentan este documento.

4.5.1 Volumen Útil del Sistema

Durante el periodo comprendido entre enero de 2020 y agosto de 2025, el volumen útil agregado de los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) mostró una evolución marcada por la variabilidad estacional y los efectos asociados a los ciclos climáticos, principalmente influenciados por las fases de El Niño y La Niña.

Figura 4-21. Comportamiento general 2020-2025 del volumen útil de los embalses.



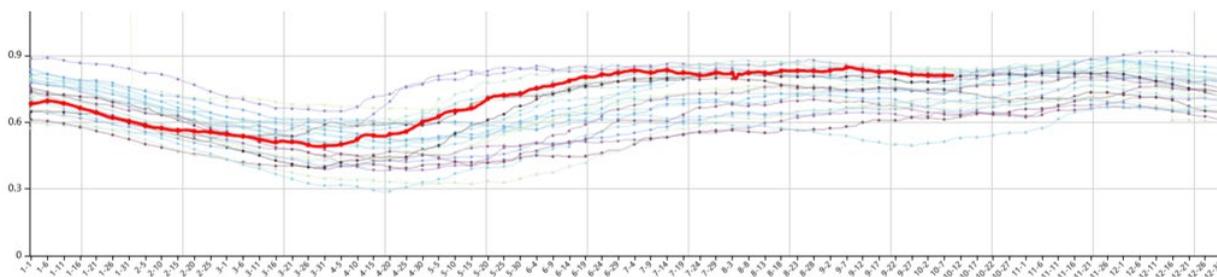
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En la *Figura 4-25* se observa que, durante el periodo comprendido entre 2020 y 2022, el porcentaje del volumen útil de los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentó una alta variabilidad, influenciada por condiciones hidrológicas cambiantes. En 2020 se registró una disminución progresiva en los niveles de almacenamiento, con mínimos cercanos al 50%, seguida de una recuperación hacia finales del año. Durante 2021, los niveles se estabilizaron alrededor del 60%, mientras que en 2022 se consolidó una recuperación sostenida, alcanzando promedios cercanos al 70%, lo que evidenció un balance más favorable entre aportes hídricos y demanda energética.

El año 2023 mostró un comportamiento positivo, con una recuperación gradual del volumen útil impulsada por aportes superiores a la media histórica. Sin embargo, durante 2024 las condiciones hidrológicas se deterioraron significativamente, alcanzando niveles críticos de almacenamiento, especialmente en marzo, cuando varios embalses se ubicaron cerca de los umbrales de alerta. Esta situación llevó a la activación del Estatuto de Desabastecimiento el 28 de septiembre de 2024 por parte de la CREG y el Ministerio de Minas y Energía, con el propósito de priorizar la generación térmica y permitir la recuperación de los niveles de agua en los embalses hacia el verano 2024–2025.

Figura 4-22. Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

● 2000 ● 2001 ● 2002 ● 2003 ● 2004 ● 2005 ● 2006 ● 2007 ● 2008 ● 2009 ● 2010 ● 2011 ● 2012 ● 2013 ● 2014 ● 2015 ● 2016 ● 2017
 ● 2018 ● 2019 ● 2020 ● 2021 ● 2022 ● 2023 ● 2024 ● 2025



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La *Figura 4-26* muestra el comportamiento histórico del porcentaje del volumen útil de los embalses y los aportes hídricos del SIN desde 2020, destacando que en 2025 se evidenció una recuperación sostenida del almacenamiento. Tras iniciar el año con niveles moderados, en torno al 50%, el volumen útil alcanzó cerca del 83% a finales de julio y se estabilizó alrededor del 82% en agosto, reflejando una condición hidrológica favorable y una operación prudente del sistema, que han contribuido a consolidar la seguridad energética nacional.

4.5.2 Hidrología del sistema

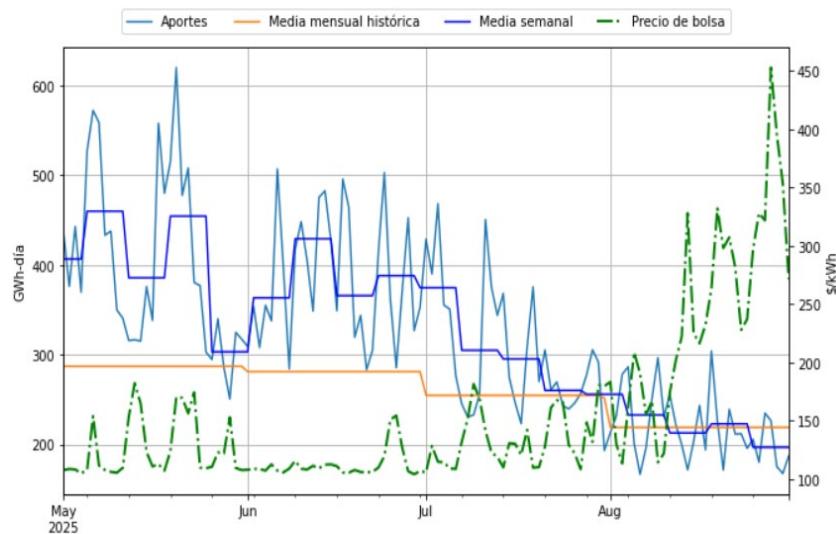
En la Figura 4-27 se presenta el comportamiento agregado de los aportes hídricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), junto con la media mensual, la media histórica mensual y el supuesto de aportes considerado para la definición de la senda de referencia del volumen útil. Durante el trimestre comprendido entre junio y agosto de 2025, los aportes registraron una dinámica variable, con valores superiores a las medias históricas en los dos primeros meses del periodo y una reducción progresiva hacia su cierre.

En junio, los aportes promediaron 389 GWh/día, superando en cerca de 38% la media histórica mensual (281 GWh/día). Esta condición favorable permitió mantener una oferta hídrica sólida, reflejada en precios de bolsa relativamente estables, con un promedio mensual de 114 \$/kWh. Durante gran parte del mes, los aportes se situaron por encima del promedio histórico, alcanzando valores diarios superiores a 500 GWh/día, lo que evidenció una alta disponibilidad de generación hidráulica.

En julio, los aportes disminuyeron ligeramente hasta un promedio de 309 GWh/día, aunque continuaron por encima de la media histórica (255 GWh/día). El sistema mantuvo su estabilidad operativa, con precios de bolsa que promediaron 138 \$/kWh, mostrando leves oscilaciones hacia finales del mes. Sin embargo, la variabilidad diaria de los aportes aumentó, anticipando un cambio hacia condiciones hidrológicas menos favorables.

Por su parte, en agosto se observó una reducción más marcada, con aportes promedios de 229 GWh/día, cercanos a la media histórica (219 GWh/día) y por debajo de esta en varios días del mes. Esta menor disponibilidad hídrica se tradujo en un incremento de los precios de bolsa, que alcanzaron un promedio mensual de 233 \$/kWh, con picos diarios superiores a 300 \$/kWh y hasta 453 \$/kWh. La reducción en los aportes limitó la participación hidráulica en la generación, aumentando la dependencia del despacho térmico y reflejando una transición hacia un escenario de menor holgura energética.

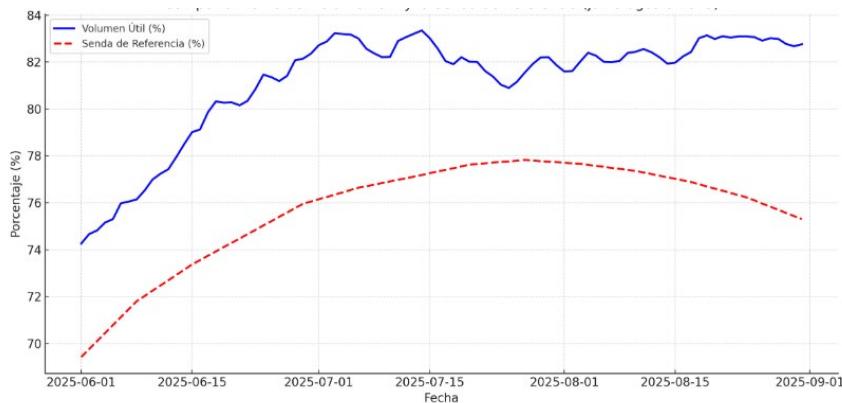
Figura 4-23: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

De manera complementaria, en la Figura 4-28 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 4-24: Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

La construcción de la Senda de Referencia recoge las condiciones hidrológicas observadas y esperadas en el sistema, con el fin de contar con una referencia que permita determinar la condición de los embalses mediante los índices que señalan los niveles de alerta establecidos en la Resolución CREG 026 de 2014 (modificada por las Resoluciones CREG 209 de 2020 y 210 de 2021).

Durante el trimestre comprendido entre junio y agosto de 2025, el volumen útil mantuvo una tendencia favorable, iniciando el 1 de junio en 74,26% y alcanzando su punto máximo cercano al 83,3% a mediados de julio. Posteriormente, el nivel se estabilizó, manteniéndose alrededor del 82% durante agosto. Este comportamiento evidencia una condición sólida de almacenamiento en el sistema, permitiendo contar con una mayor holgura operativa frente a las demandas energéticas.

Por su parte, la senda de referencia mostró un crecimiento más moderado, iniciando el periodo en 69,42% y alcanzando un máximo de 77,78% a finales de julio, para luego registrar una ligera disminución hacia 75,30% al cierre de agosto. En todo el trimestre, el volumen útil real se mantuvo por encima de la senda de referencia, reflejando una condición del sistema más favorable a la prevista por el gestor del mercado y una menor exposición a niveles de alerta en los embalses.

4.5.3 Hidrología por plantas

En la Tabla 4-25 se muestra la clasificación de los embalses de acuerdo con su regulación/autonomía, tomando en cuenta la capacidad instalada de la planta y la capacidad útil del embalse (en energía).

Tabla 4-20: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

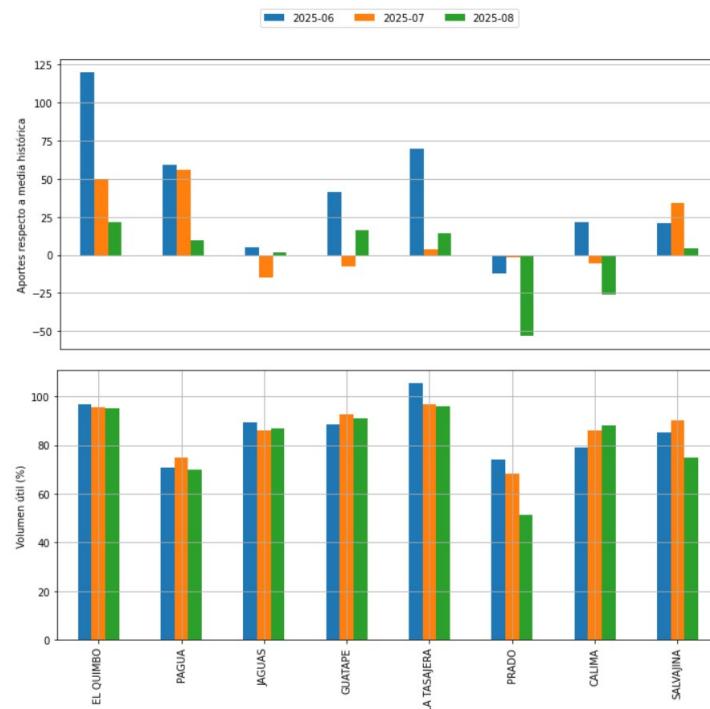
Planta	Capacidad planta [MW]	Capacidad útil [GWh]	Autonomía [Semanas]
Autonomía mayor a 8 semanas			
PAGUA	600	5.018,22	49,78
GUATAPE	560	4.134,54	43,95
EL QUIMBO	400	1.072,93	15,97
JAGUAS	170	424,90	14,88
LA TASAJERA	306	543,46	10,57
PRADO	51	90,06	10,51
CALIMA	132	216,85	9,78
SALVAJINA	315	511,49	9,67

Planta	Capacidad planta [MW]	Capacidad útil [GWh]	Autonomía [Semanas]
Autonomía de 2 a 8 semanas			
SOGAMOSO	819	1.020,30	7,42
GUAVIO	1.250	1.447,54	6,98
CHIVOR	1.000	1.126,20	6,70
GUATRON	512	520,47	6,05
MIEL I	396	240,11	3,61
URRÁ	338	159,44	2,81
PLAYAS	207	94,91	2,73
Autonomía menor a 2 semanas			
PORCE II	405	124,03	1,82
BETANIA	540	120,61	1,33
PORCE III	700	111,98	0,95
ALBAN	427	36,48	0,51
SAN CARLOS	1.240	65,87	0,33
ITUANGO	1.200	63,22	0,31

Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

Teniendo en cuenta la clasificación anterior, se presentan algunas de las principales variables hidrológicas de las plantas, a continuación, se muestra la variación de la media mensual de los aportes recibidos de las plantas respecto a su media histórica (Figura 4-29).

Figura 4-25: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

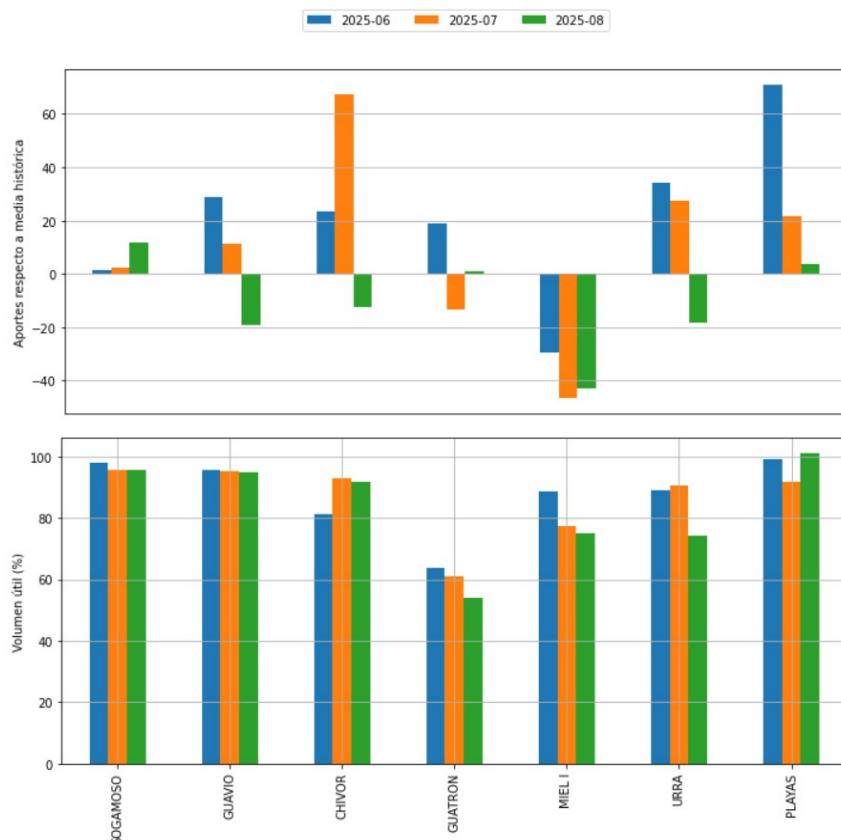
Durante el trimestre junio–agosto de 2025, los embalses de alta regulación del sistema mostraron un desempeño estable y consistente, manteniendo niveles de almacenamiento elevados pese a la reducción gradual de los aportes frente a la media histórica. En general, el trimestre se caracterizó por una evolución favorable en los niveles de los principales embalses, evidenciando una adecuada capacidad de regulación ante las variaciones hidrológicas.

En junio, los aportes se ubicaron por encima de sus medias históricas en la mayoría de los embalses, sobresaliendo El Quimbo, La Tasajera y Pagua, lo que permitió consolidar niveles de volumen útil superiores al 85%. Este comportamiento positivo contribuyó a mantener una condición holgada del sistema y a fortalecer las reservas energéticas.

A partir de julio, comenzó a observarse una disminución progresiva en los aportes, tendencia que se acentuó en agosto, especialmente en embalses como Prado y Calima, que registraron valores negativos respecto a su media histórica. Sin embargo, los embalses de mayor capacidad de regulación, como El Quimbo, Guatapé y

La Tasajera, conservaron niveles de volumen útiles por encima del 90%, lo que evidenció su resiliencia y capacidad de amortiguar los efectos de la menor afluencia.

Figura 4-26: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Se observa que durante el trimestre comprendido entre junio y agosto de 2025, los embalses de media regulación mostraron un comportamiento mixto en sus principales variables hidrológicas. En términos generales, la mayoría de los embalses mantuvieron niveles de volumen útil estables o con leves variaciones, aunque algunos presentaron una reducción hacia el final del periodo, asociada a menores aportes en comparación con los meses previos.

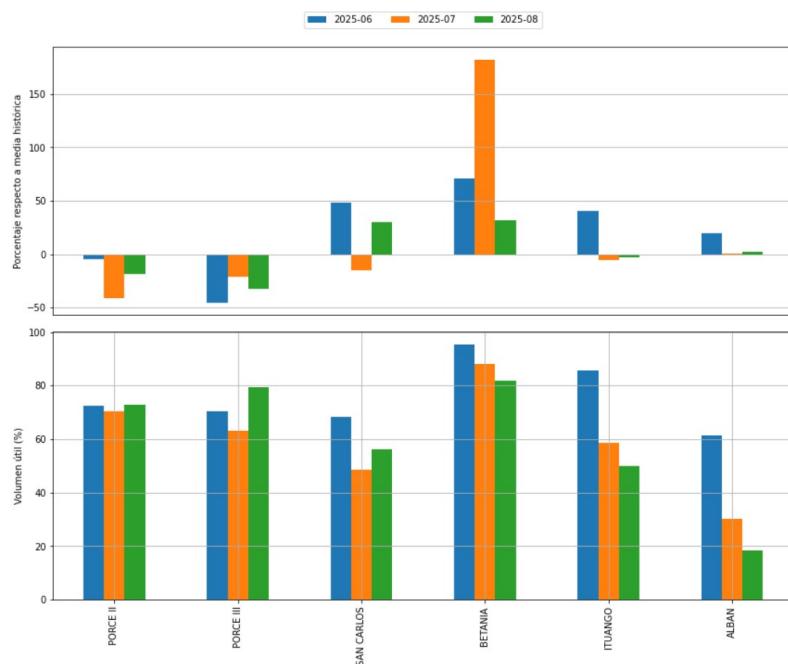
En junio, los aportes registrados se ubicaron en su mayoría por encima de las medias históricas, destacándose los casos de Playas, Guavio, Chivor y Urra, con excedentes significativos que contribuyeron a

mantener altos niveles de llenado. En este mes, los embalses Playas y Sogamoso alcanzaron volúmenes útiles del 99,03% y 97,76%, respectivamente, reflejando una condición favorable del sistema.

Durante julio, los aportes comenzaron a mostrar señales de moderación, observándose reducciones en algunos embalses como Guatrón, Miel I y Guavio, mientras otros, como Chivor y Urra, mantuvieron un comportamiento superior a la media. Pese a estas variaciones, el volumen útil promedio del conjunto de embalses de media regulación se mantuvo en niveles cercanos al 85%, lo que denota una buena disponibilidad de recursos hídricos.

Para agosto, el comportamiento hidrológico fue más heterogéneo. Algunos embalses, como Guavio, Chivor y Urra, registraron aportes negativos respecto a su media histórica, mientras que Playas y Guatrón presentaron ligeras recuperaciones. A pesar de ello, los niveles de volumen útil permanecieron altos en la mayoría de los embalses, con valores superiores al 90% en Playas, Guavio y Chivor, evidenciando una adecuada capacidad de regulación en el sistema.

Figura 4-27: Aportes y volumen útil por planta de baja regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En el caso de las plantas de baja regulación (ver Figura 4-31), caracterizados por una autonomía operativa inferior a dos semanas presentaron un comportamiento hidrológico variable, con marcadas diferencias entre plantas según su localización y régimen de aportes.

En junio, se observó un desempeño favorable en embalses como Betania, San Carlos e Ituango, cuyos aportes superaron sus medias históricas, mientras que Porce II y Porce III registraron déficits importantes. Albán también presentó aportes ligeramente superiores a su media histórica, aunque con valores de menor magnitud.

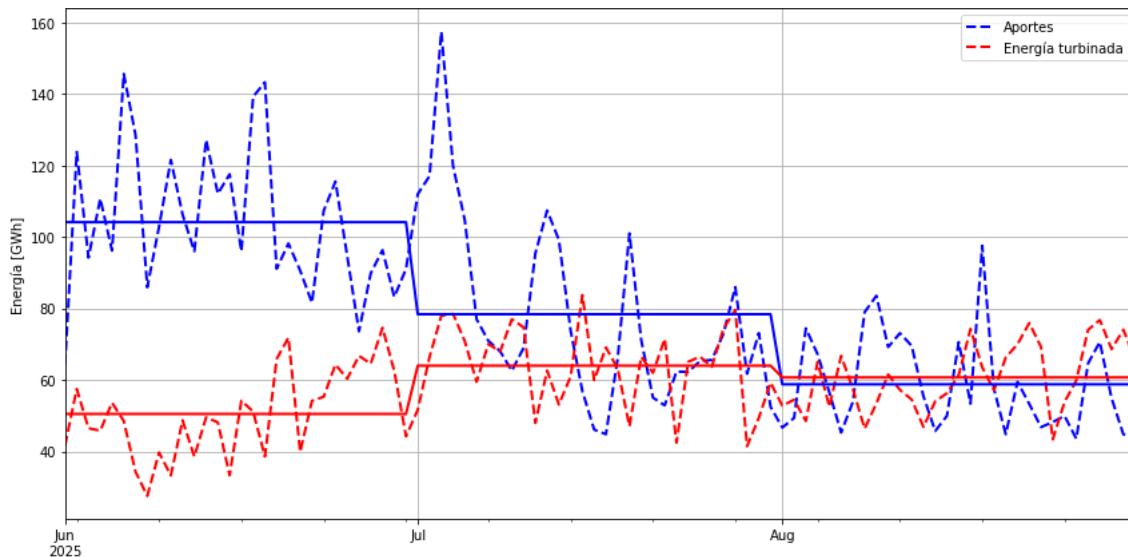
Durante julio, el comportamiento fue más heterogéneo: Betania sobresalió con un incremento significativo en los aportes, superando ampliamente su promedio histórico, mientras que el resto de los embalses evidenció reducciones notables, especialmente Porce II, Porce III y San Carlos. En agosto, la mayoría de los embalses tendió hacia la estabilización, destacándose nuevamente Betania y San Carlos con aportes positivos, mientras que los demás mantuvieron niveles cercanos o inferiores a sus medias históricas.

Respecto al volumen útil, los embalses reflejaron su limitada capacidad de regulación. Betania conservó los niveles más altos del grupo, con valores promedio cercanos al 88%, mientras que Ituango y Porce III mostraron descensos en julio y una leve recuperación hacia agosto. Porce II mantuvo relativa estabilidad, con valores alrededor del 71%, mientras que San Carlos y Albán presentaron reducciones sostenidas, siendo este último el de menor almacenamiento, cerrando el trimestre con apenas 18,44%.

A continuación, se detalla las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio mensual, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de alta, media y baja respectivamente.

En el caso de las plantas con capacidad de regulación superior a ocho semanas (Figura 4-32), se observó que durante los meses de junio y julio los aportes hídricos superaron la energía turbinada, representando el 48 % y 81 % respectivamente. En contraste, en agosto el balance entre energía turbinada y aportes alcanzó el 103 %, lo que refleja una mayor utilización del recurso hídrico frente al volumen de agua recibido, evidenciando un incremento en la generación respecto al aporte disponible.

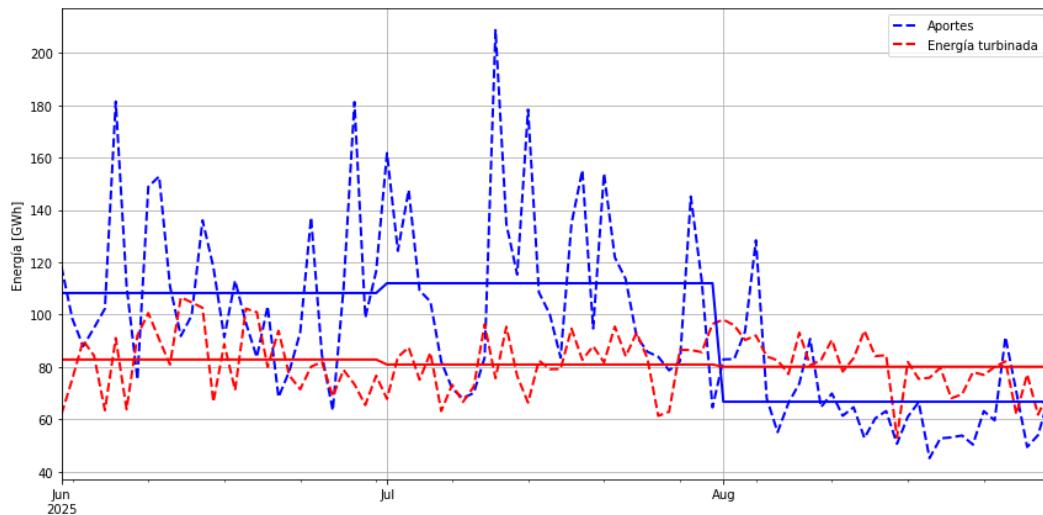
Figura 4-28. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Un comportamiento similar se observó en las plantas con capacidad de regulación entre dos y ocho semanas (Figura 4-33). Durante los meses de junio y julio los aportes hídricos superaron la energía turbinada, representando el 76 % y 72 % respectivamente. En contraste, en agosto el balance entre energía turbinada y aportes alcanzó el 120 %. Esta evolución evidenció una acumulación progresiva de agua en los embalses durante los últimos dos meses del trimestre, lo que favoreció la recuperación del volumen útil, como se muestra a continuación.

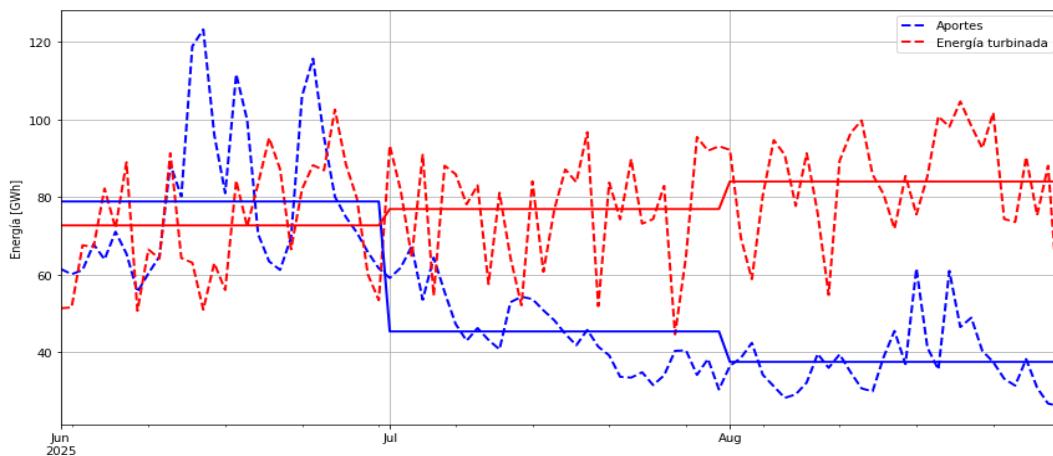
Figura 4-29. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Un comportamiento distinto se observó en las plantas con capacidad de regulación menor a dos semanas. En junio, los aportes hídricos superaron ligeramente la energía turbinada, alcanzando un 92 %. Sin embargo, durante los meses de julio y agosto la relación se invirtió, con una energía turbinada que superó los aportes en un 169% y 224%, respectivamente, tal como se observa *Figura 4-34*. Este comportamiento evidencia una mayor dependencia de las reservas acumuladas para la generación, especialmente hacia el cierre del trimestre, como se muestra a continuación.

Figura 4-30. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua menor a 2 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

4.5.4 Vertimientos

A continuación, se presenta el seguimiento de los vertimientos, los cuales corresponden al volumen de agua que debe ser evacuado de los embalses cuando la reserva supera la capacidad máxima de almacenamiento de la presa.

Durante el trimestre analizado, el volumen total vertido alcanzó los 6.799,64 GWh, de los cuales aproximadamente el 51% se registró en junio, seguido por julio con el 44%, mientras que agosto aportó el 5% restante. Este comportamiento refleja una mayor disponibilidad hídrica durante la primera mitad del periodo, cuando los embalses alcanzaron niveles cercanos a su capacidad máxima, tal como se muestra en la (ver Tabla 4-26).

Tabla 4-21 Energía vertida por área (Cifras en GWh).

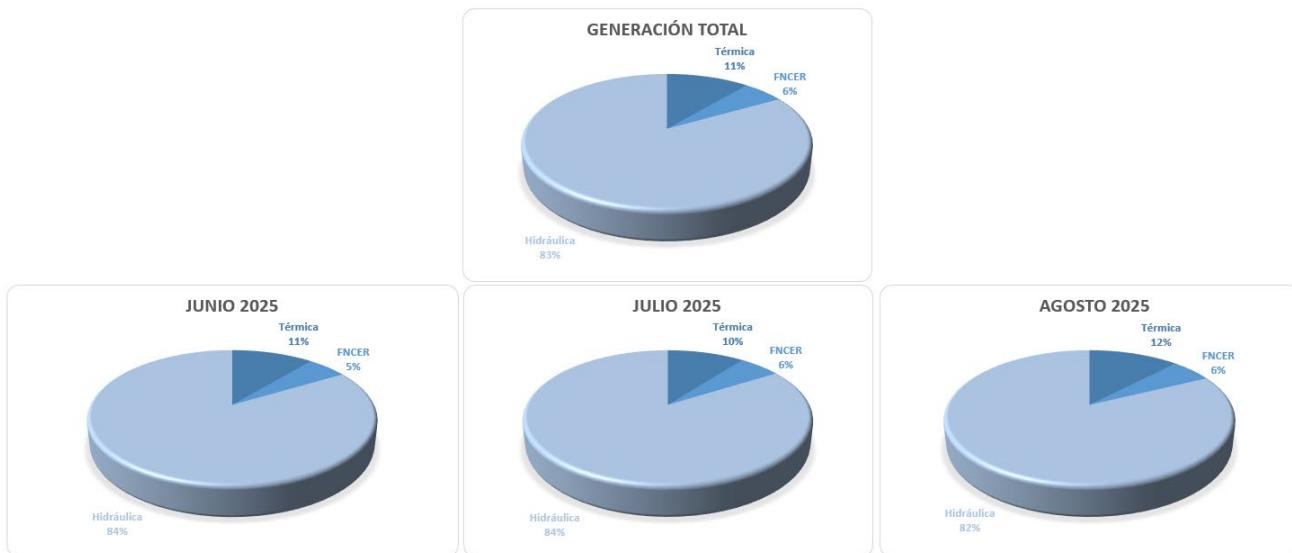
ÁREA	Jun. 25	Jul. 25	Ago. 25	Total Trimestre
Antioquia	1.665,62	236,23	64,22	1.966,07
Caldas	0,0	0,0	0,0	0,0
Caribe	0,0	0,04	0,0	0,04
Centro	978,09	667,11	92,46	1.737,66
Oriente	835,04	2.067,88	192,94	3.095,86
Valle	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	3.478,75	2.971,26	349,62	6.799,64

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

4.5.5 Generación de energía por recurso

Durante el trimestre de junio a agosto de 2025 la generación total fue 21.113 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 83%, seguido de plantas térmicas con 11% y en menor cantidad Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) con 6% (Figura 4-35).

Figura 4-31: Participación de la generación por recurso.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

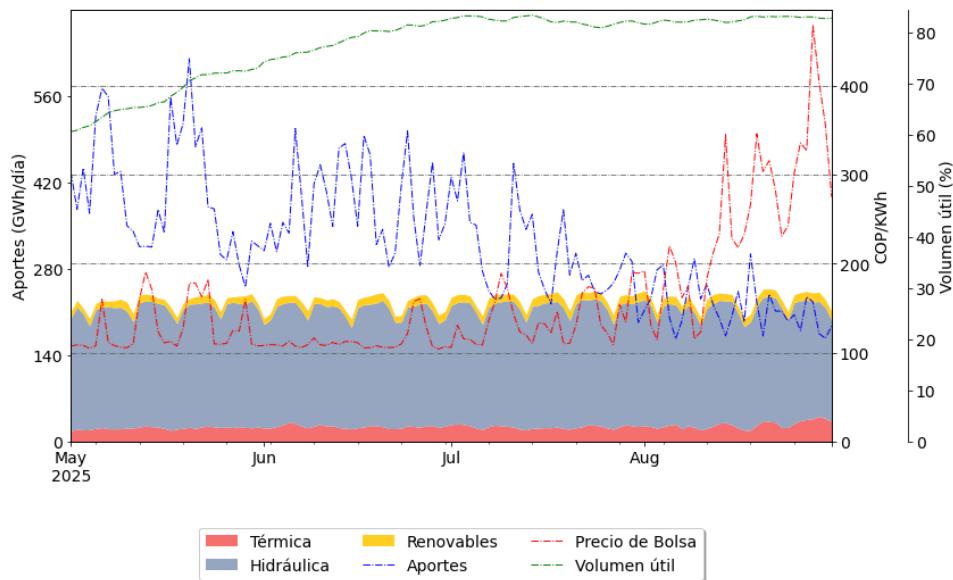
Durante el trimestre analizado, la generación hidráulica mantuvo una participación predominante en la matriz eléctrica, representando en promedio el 84% en los meses de junio y julio, con una ligera disminución en agosto, cuando alcanzó el 82%. En contraste, la generación térmica presentó una participación relativamente estable, con valores de 11% en junio, 10% en julio y un leve aumento hasta 12% en agosto, reflejando una operación complementaria frente a la variabilidad de los aportes hídricos. Finalmente, la generación promedio proveniente de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) durante el trimestre fue de 12,75 GWh/día, contribuyendo de forma constante al suministro energético nacional.

Durante el trimestre, los aportes hídricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentaron una tendencia descendente, registrando un promedio diario de 301,16 GWh/día. En junio, los aportes promediaron 382,96 GWh/día, disminuyendo a 301,99 GWh/día en julio y alcanzando 218,62 GWh/día en agosto, lo que evidencia una reducción progresiva en la disponibilidad del recurso hídrico.

Esta dinámica se reflejó en el comportamiento de los precios de bolsa, que promediaron 163,32 \$/kWh durante el trimestre. En junio, el precio promedio diario fue de 112,51 \$/kWh, incrementándose a 134,93

\$/kWh en julio y alcanzando 242,52 \$/kWh en agosto, en respuesta a la menor oferta hídrica y al consecuente incremento en la participación de fuentes térmicas de generación. (ver Figura 4-36)

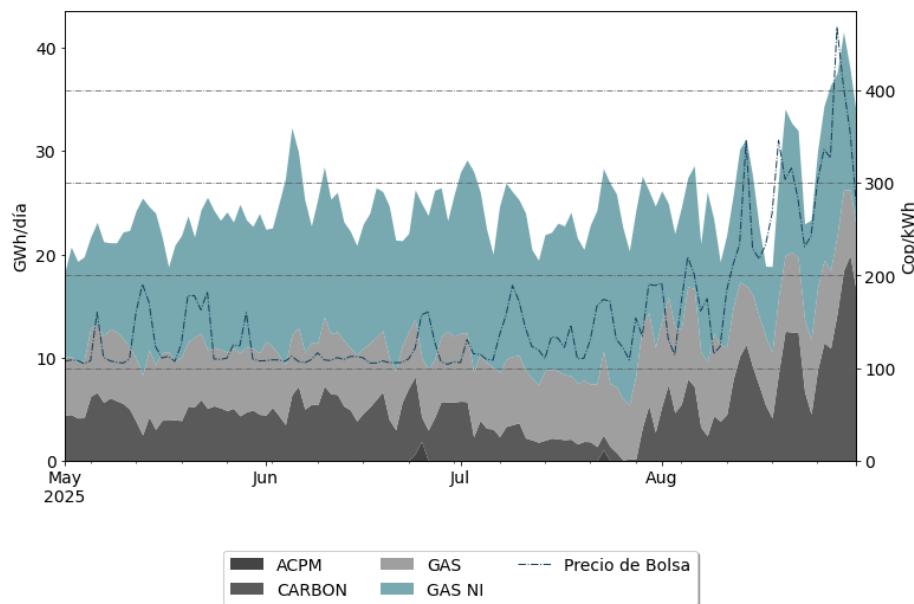
Figura 4-32: Participación de generación por fuente.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la generación térmica, la Figura 4-37 muestra la evolución por tipo de combustible. Durante los meses de junio, julio y agosto, la generación con gas natural importado fue la de mayor demanda, con un promedio de 13.44 GWh/d, 15,11 GWh/d y 11.79 GWh/d, respectivamente. A continuación, se ubicó la generación con gas nacional, con promedios de 6.06 GWh/d, 6.61 GWh/d y 7.39 GWh/d en cada uno de esos meses, seguido de la generación con carbón con promedios de 5.24 GWh/d, 2.42 GWh/d y 8,66 GWh/d, respectivamente. Finalmente, el promedio trimestral de generación con ACPM fue de 0,073 GWh/d.

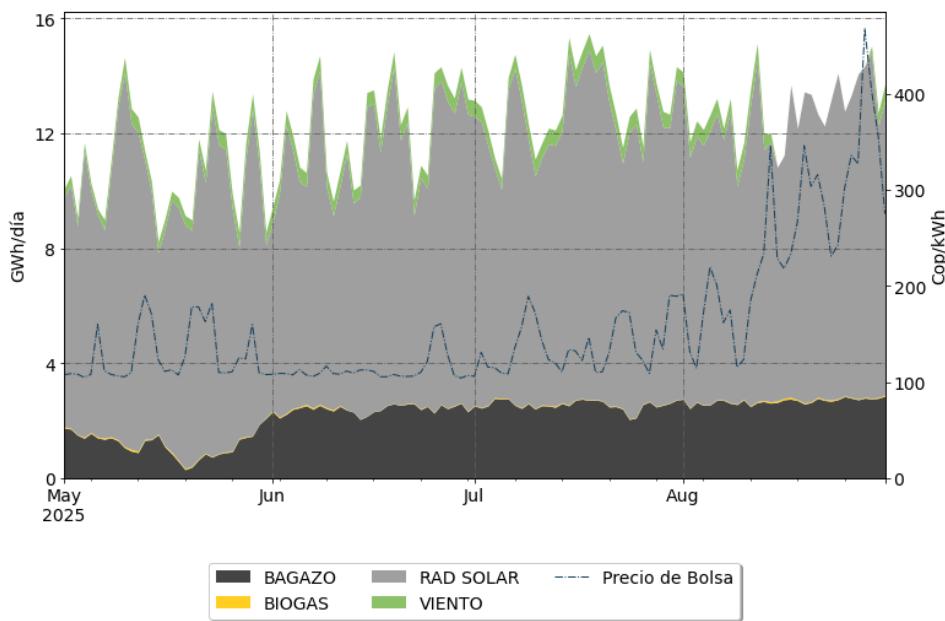
Figura 4-33: Generación térmica por combustible.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Respecto a la generación proveniente de otros recursos, la Figura 4-38 muestra el comportamiento de la radiación solar, el bagazo, el viento y el biogás. De estos, la mayor contribución fue la de la radiación solar, con 9.19 GWh/d en junio, 10.03 GWh/d en julio y 9.91 GWh/d en agosto. A continuación, se encuentra el bagazo, con 2.41 GWh/d, 2.55 GWh/d y 2.69 GWh/d, respectivamente. En cuanto a la generación eólica, el promedio trimestral fue de 0,51 GWh/d, mientras que el biogás aportó 0,026 GWh/d.

Figura 4-34: Generación otros recursos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

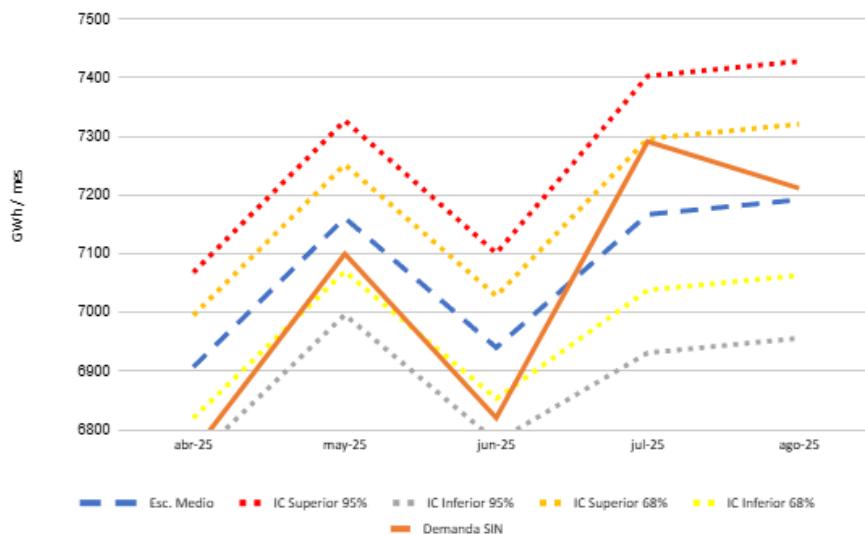
4.5.6 Demanda

En la Figura 4-39 se presenta la evolución de la demanda mensual del Sistema Interconectado Nacional (SIN), comparada con las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la revisión de julio de 2025, las cuales incluyen los escenarios SIN + GCE + ME + GD. En la gráfica se muestran el escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95% y 68%.

Según las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la revisión de julio de 2025, la demanda de energía eléctrica del SIN durante los meses de junio, julio y agosto de 2025 se ubicó por encima del límite inferior del intervalo de confianza al 95%, pero por debajo del límite superior del intervalo al 68%, reflejando un comportamiento dentro del rango esperado de variabilidad.

Por su parte, en los meses de abril, mayo y junio, la demanda se mantuvo cercana al escenario medio proyectado, evidenciando una evolución coherente con las proyecciones establecidas por la UPME.

Figura 4-35: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037



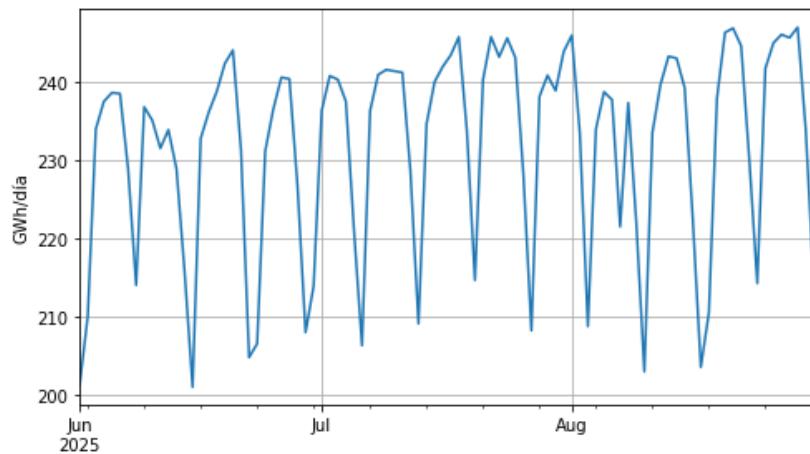
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM y UPME.

En la Figura 4-40 se presenta la evolución diaria de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el periodo junio-agosto de 2025. En junio, la demanda promedio fue de 228,6 GWh/día, con valores máximos cercanos a 244,0 GWh/día y mínimos de 201,3 GWh/día.

Durante julio, se observó un incremento en la demanda promedio, que alcanzó 235,9 GWh/día, con picos de hasta 245,7 GWh/día y mínimos en torno a 206,3 GWh/día.

Finalmente, en agosto, la demanda mantuvo una tendencia ascendente, registrando un promedio de 234,7 GWh/día, con valores máximos de 246,9 GWh/día y mínimos de 203,0 GWh/día. En general, el comportamiento del trimestre mostró una demanda estable, con una ligera tendencia al alza hacia finales del periodo, consistente con la evolución observada en el sistema eléctrico nacional.

Figura 4-36: Evolución de la demanda diaria del SIN.

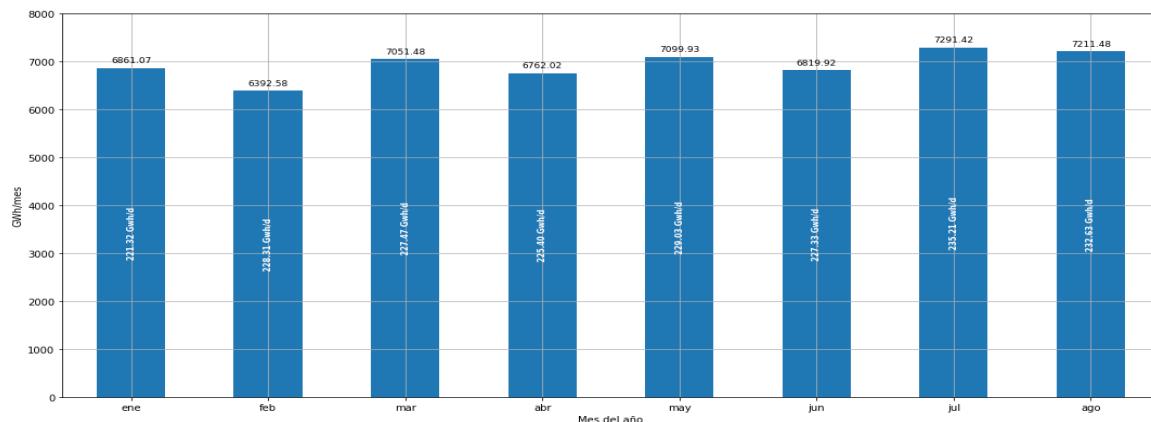


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Durante el año 2025, la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentó una tendencia variable en los primeros meses del año. En enero y febrero se registraron valores de 6.681,07 GWh/mes y 6.392,57 GWh/mes, respectivamente, mientras que en marzo, abril y mayo la demanda fue de 7.051,48 GWh/mes, 6.762,02 GWh/mes y 7.099,93 GWh/mes, evidenciando una recuperación gradual del consumo energético.

En el periodo de análisis (junio–agosto de 2025), la demanda se mantuvo en niveles estables, registrando 6.819,92 GWh/mes (equivalente a 227,33 GWh/día) en junio, 7.291,42 GWh/mes (235,21 GWh/día) en julio y 7.211,48 GWh/mes (232,63 GWh/día) en agosto, como se muestra en la Figura 4-41.

Figura 4-37: Comportamiento mensual de la demanda.

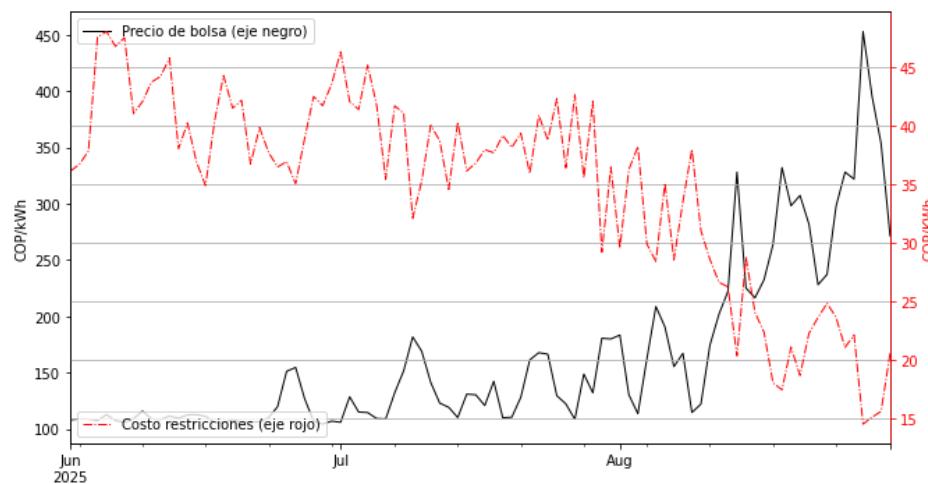


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

4.5.7 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 4-42 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa y el costo de restricciones, ambos expresados en COP/kWh.

Figura 4-38: Costo de restricciones y precio de bolsa.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Este comportamiento evidencia una divergencia entre ambos indicadores: mientras el costo de restricciones durante el trimestre junio–agosto de 2025 registró un promedio trimestral de 33,91 COP/kWh. En el mes de junio, este valor se ubicó en 40,58 COP/kWh, disminuyendo en julio a 38,49 COP/kWh, y presentando una reducción más marcada en agosto, cuando alcanzó un promedio de 25,16 COP/kWh.

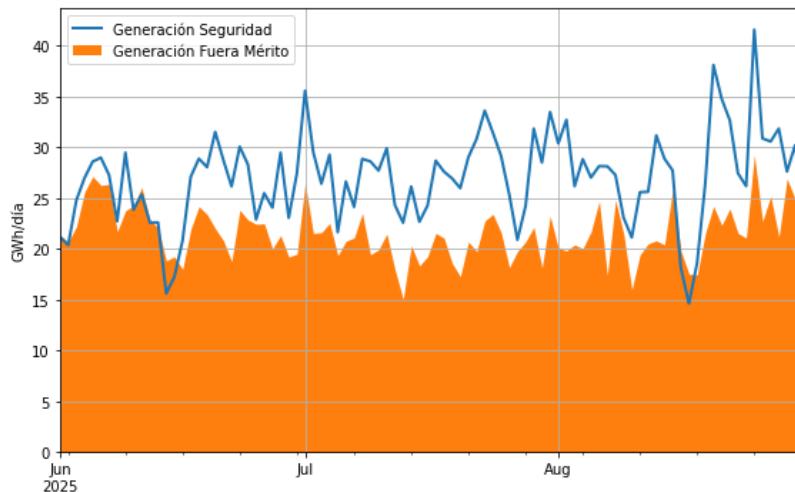
Por su parte, el precio de bolsa nacional mostró un incremento sostenido a lo largo del periodo, con un promedio de 115,51 COP/kWh en junio, que ascendió a 142,61 COP/kWh en julio, y registró un alza significativa en agosto, con un promedio de 245,29 COP/kWh y valores máximos diarios superiores a 450 COP/kWh hacia finales del mes.

En cuanto al comportamiento de la generación fuera de mérito y la generación de seguridad durante el trimestre junio–agosto de 2025 (Figura 4-43), se observó una dinámica estable en los niveles de generación asociados a estas modalidades operativas.

La generación de seguridad presentó promedios diarios de 25,65 GWh/día en junio, 27,75 GWh/día en julio y 27,70 GWh/día en agosto. En términos generales, mantuvo un comportamiento sostenido a lo largo del periodo, con un leve incremento en julio asociado al aumento de la demanda y a condiciones operativas que requirieron mayor respaldo del sistema. En agosto, aunque el promedio se mantuvo en niveles similares, se presentaron algunos picos de generación por encima de los 35 GWh/día, relacionados con la necesidad de garantizar la confiabilidad ante restricciones y los altos precios de la bolsa registrados en ese mes.

Por su parte, la generación fuera de mérito registró promedios diarios de 22,32 GWh/día en junio, 20,62 GWh/día en julio y 21,54 GWh/día en agosto. Este comportamiento refleja una ligera reducción en julio, seguida de una recuperación en agosto, en concordancia con el aumento de los precios de bolsa y las mayores exigencias operativas de algunas zonas del SIN. En conjunto, ambos tipos de generación mostraron una tendencia estable, con una participación moderada en la cobertura de la demanda y en el soporte de la operación segura del sistema durante el trimestre analizado.

Figura 4-39: Generación de seguridad vs fuera de mérito [GWh/día]



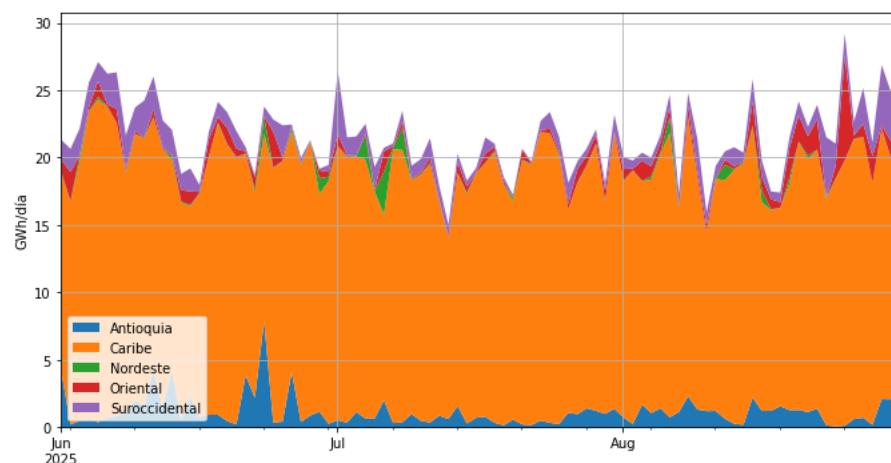
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En la Figura 4-44 presenta la distribución de la generación fuera de mérito en el sistema eléctrico colombiano, desagregada por área para el periodo junio–agosto de 2025. Este tipo de generación corresponde a la energía requerida para atender restricciones operativas del sistema.

Durante el trimestre analizado, se observó que la mayor participación se concentró en el área Caribe, la cual aportó en promedio el 83,7% de la generación fuera de mérito total, reflejando su papel predominante en la atención de restricciones. En segundo lugar, se ubicó el área Suroccidental, con una participación del 6,5%, seguida por Antioquia, que representó el 5,1%. Por su parte, el área Oriental contribuyó con aproximadamente el 3,6%, mientras que el área Nordeste tuvo una participación marginal del 1,1%.

En conjunto, estos resultados evidencian que la zona Caribe continúa siendo el principal foco de generación fuera de mérito, lo que sugiere que las restricciones del sistema persisten con mayor intensidad en esta región, especialmente asociadas a condiciones de red y limitaciones operativas locales.

Figura 4-40: Generación de fuera de mérito por área [GWh/día]



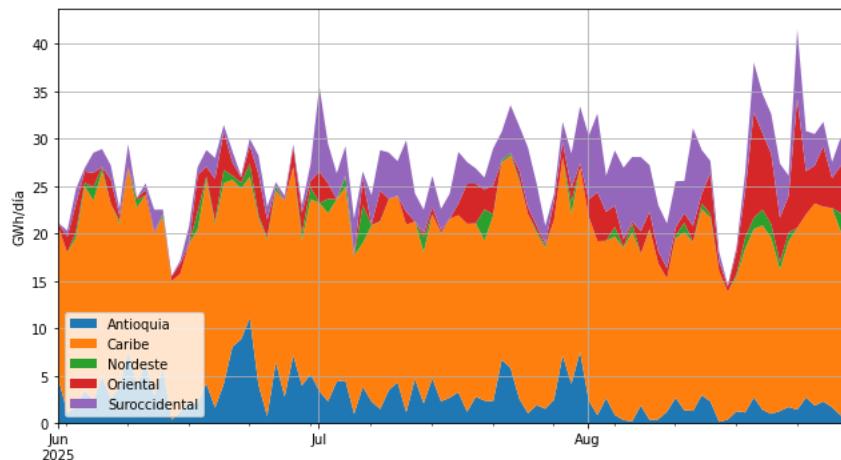
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En la Figura 4-45 se presenta la distribución de la generación de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el trimestre junio-agosto de 2025. Esta generación corresponde a la energía requerida para garantizar la estabilidad operativa del sistema ante restricciones o contingencias locales.

Durante el trimestre, el promedio diario total de generación de seguridad fue de 22,50 GWh/día, observándose valores promedio de 22,23 GWh/día en junio, 20,63 GWh/día en julio y 21,84 GWh/día en agosto. En términos generales, se evidencia una ligera disminución en julio, seguida de un incremento en agosto asociado principalmente a requerimientos operativos en algunas áreas del país.

Al desagregar por regiones, se observa que la mayor contribución provino del área Caribe, con una participación promedio del 83,12% del total trimestral, consolidándose como la zona con mayores requerimientos de generación de seguridad. Le siguieron las áreas Antioquia con 6,45%, Suroccidental con 5,12%, Oriental con 3,79%, y Nordeste, que representó el 1,52% del total trimestral.

Figura 4-41: Generación de seguridad por área [GWh/día]



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En conjunto, tanto la generación de seguridad como la generación fuera de mérito continuaron siendo elementos relevantes en la operación del Sistema Interconectado Nacional durante el trimestre junio-agosto de 2025. La primera se concentró principalmente en el área Caribe, reflejando la necesidad de respaldo local ante restricciones estructurales del sistema, mientras que la segunda también tuvo una alta participación en esta misma área, evidenciando su papel determinante en la atención de requerimientos operativos y de confiabilidad. En general, aunque ambas modalidades de generación presentaron una leve reducción respecto a los meses anteriores, su persistencia resalta la importancia de continuar fortaleciendo la infraestructura de transmisión y la flexibilidad operativa del sistema eléctrico nacional.

BOLETÍN DE

Seguimiento y Monitoreo de los Mercados

Mayoristas de Energía y Gas

Junio 2025 - agosto 2025



Superservicios

