



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

SEPTIEMBRE 2024 - NOVIEMBRE 2025



Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible
Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural

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

Beatriz Herrera Jaime

Claudia Eslendy Jara Orduz

Helena Giovahanna Guayara Gutiérrez

Iván Darío Gómez Reyes

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Jorge Fernando Morales Machado

Juan Pablo Ortega Walteros

Laura Eva Barragán Torres

Miguel Ángel Varela Moyano

Nelson Fabián Molina Molina

Contenido

1. Resumen Ejecutivo.....	13
2. Mercado Mayorista de Gas Natural.....	15
2.1 Seguimiento de mercado.....	16
2.1.1 Mercado Primario.....	17
2.1.2 Mercado Secundario.....	31
2.1.3 Mercado minorista de gas natural.....	40
2.1.4 Índice de precios nacional vs importado.....	50
2.2 Seguimiento operativo	52
2.2.1 Producción.....	53
2.2.2 Demanda	57
2.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural.....	73
2.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural.....	80
3. Contratación, intermediación y eficiencia en el mercado de gas natural en Colombia.....	90
3.1 Asimetrías competitivas	92
3.1.1 Caracterización de los tres segmentos del mercado.....	93
3.1.2 Participación de los agentes en el proceso de comercialización	104
3.2 Sobrecontratación	114
3.2.1 Sobrecontratación en Firme	115
3.3 Índice de Eficiencia del Uso del Gas Firme	120
3.4 3.4 Conclusiones y recomendaciones	122
4. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.....	126
4.1 Análisis de mercado.....	126
4.1.1 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa.....	126
4.2 Indicadores para agentes generadores	137
4.2.1 Comparación de variables por agente	138
4.3 Seguimiento operativo	165
4.3.1 Volumen Útil del Sistema.....	165



4.3.2	Hidrología del sistema	168
4.3.1	Hidrología por plantas	171
4.3.3	Vertimientos	180
4.3.4	Generación de energía por recurso	181
4.3.5	Demanda	185
4.3.6	Ánálisis de restricciones y generación fuera de mérito	188



Lista de Figuras

Figura 2-1 Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario.	13
Figura 2-3 Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.	15
Figura 2-4 . Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.	16
Figura 2-5 Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.	16
Figura 2-6 Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.	17
Figura 2-7 Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.	18
Figura 2-8 Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	19
Figura 2-9 Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	19
Figura 2-10 Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural.	21
Figura 2-11 Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.	23
Figura 2-12 Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.	24
Figura 2-13 Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.	24
Figura 2-14 Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.	25
Figura 2-15 Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.	26
Figura 2-16 Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas Natural.	27
Figura 2-17 Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Minorista.	28
Figura 2-18 Precios promedio ponderado del mercado minorista por modalidad.	30
Figura 2-19 Cantidad contratada del mercado minorista por modalidad.	30



Figura 2-20 Precios promedio ponderado del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.	31
Figura 2-21 Cantidad contratada del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.	32
Figura 2-22 Índice Herfindahl-Hirschman-HHI y de Concentración-IC4 del Mercado Minorista de Gas Natural.	33
Figura 2-23 Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.	34
Figura 2-24 Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	35
Figura 2-25 Producción agregada de gas durante el último trimestre.	36
Figura 2-26 Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	37
Figura 2-27 Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	38
Figura 2-28 Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	39
Figura 2-29 Distribución de la demanda por tipo de usuario.	40
Figura 2-30 Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	41
Figura 2-31 Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.	42
Figura 2-32 Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.	43
Figura 2-33 Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.	44
Figura 2-34 Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.	46
Figura 2-35 Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.	47
Figura 2-36 Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.	47
Figura 2-37 Demanda diaria de gas sector Petrolero en el periodo de análisis.	48
Figura 2-38 Demanda diaria de gas del sector petroquímico en el periodo de análisis.	49
Figura 2-39 Demanda diaria de gas Otros sectores en el periodo de análisis.	50

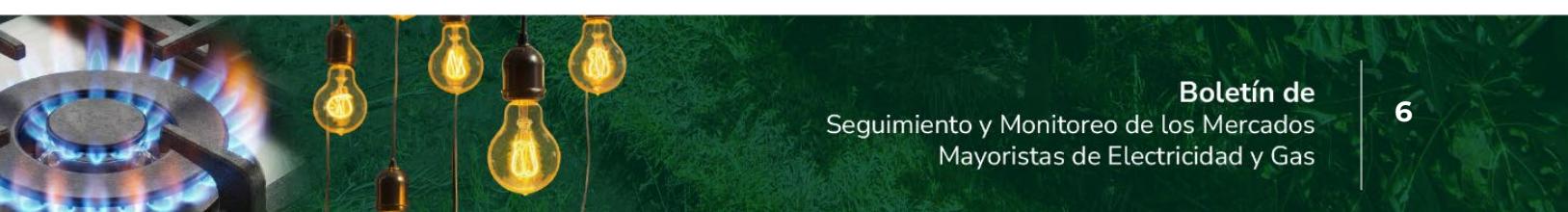


Figura 2-40 Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.	51
Figura 2-41 Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.	52
Figura 2-42 Porcentaje de utilización gasoductos Centro.	53
Figura 2-43 Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.	53
Figura 2-44 Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.	54
Figura 2-45 Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.	55
Figura 2-46 Mantenimientos ejecutados.	56
Figura 2-47 Mantenimientos ejecutados septiembre.	57
Figura 2-48 Mantenimientos ejecutados octubre.	58
Figura 2-49 Mantenimientos ejecutados noviembre.	59
Figura 2-50 Mantenimientos ejecutados por campo.	60
Figura 2-51 Comportamiento capacidad restringida (MPCD).	61
Figura 3-1 Evolución de Transacciones y Precios Mercado Primario.	65
Figura 3-2 Evolución de Transacciones y Precios Mercado Secundario.	67
Figura 3-3 Evolución de Transacciones y Precios Mercado Minorista.	68
Figura 3-4 Compras y Ventas por Tipo de Agente - Mercado Primario.	71
Figura 3-5 Compras y Ventas por Tipo de Agente - Mercado Secundario.	74
Figura 4-1 Fijación precios de bolsa por planta para septiembre de 2025.	85
Figura 4-2 Principales agentes respecto de las fijaciones en septiembre	86
Figura 4-3 Fijación precios de bolsa por planta para octubre de 2025.	87
Figura 4-4 Principales agentes respecto de las fijaciones en octubre.	88
Figura 4-5 Fijación precios de bolsa por planta para noviembre de 2025.	88
Figura 4-6 Principales agentes respecto de las fijaciones en noviembre.	89
Figura 4-7 Fijación precios de bolsa plantas de Generación Hidráulica.	89
Figura 4-8 Fijación precios de bolsa plantas de Generación Térmica.	89
Figura 4-9 Precio de bolsa y volumen útil.	91
Figura 4-10 Comparación de variables: AES Colombia.	92



Figura 4-11 Comparación de variables: Celsia.	93
Figura 4-12 Comparación de variables: Enel.	94
Figura 4-13 Comparación de variables: EPM.	96
Figura 4-14 Comparación de variables: Isagen.	97
Figura 4-15 Comparación de variables: Urrá.	98
Figura 4-16 Comparación de variables Gensa.	99
Figura 4-17 Comparación de variables Gecelca.	100
Figura 4-18 Comparación de variables Sochagota.	101
Figura 4-19 Comparación de variables Nitro Energy.	102
Figura 4-20 Comparación de variables TEBSA.	103
Figura 4-21 Comparación de variables Termocandelaia.	104
Figura 4-22 Comparación de variables Prime.	105
Figura 4-23 Comparación de variables Proeléctrica.	106
Figura 4-24 Comparación de variables TermoEmcali.	107
Figura 4-25 Comparación de variables Termonorte.	108
Figura 4-26 Comportamiento general 2020-2025 del volumen útil de los embalses.	109
Figura 4-27 Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).	110
Figura 4-28 Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.	111
Figura 4-29 Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM.	112
Figura 4-30 Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.	114
Figura 4-31 Aportes y volumen útil por planta de media regulación.	115
Figura 4-32 Aportes y volumen útil por planta de baja regulación.	116
Figura 4-33 Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas.	117
Figura 4-34 Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.	118



Figura 4-35 Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua menor a 2 semanas.	118
Figura 4-36 Participación de la generación por recurso.	120
Figura 4-37 Participación de generación por fuente.	121
Figura 4-38 Generación térmica por combustible.	121
Figura 4-39 Generación otros recursos.	122
Figura 4-40 Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037.	123
Figura 4-41 Evolución de la demanda diaria del SIN.	123
Figura 4-42 Comportamiento mensual de la demanda.	124
Figura 4-43 Costo de restricciones y precio de bolsa.	125
Figura 4-44 Generación de seguridad vs fuera de mérito [GWh/día]	126
Figura 4-46 Generación de fuera de mérito por área [GWh/día].	127
Figura 4-47 Generación de seguridad por área [GWh/día]	127



Lista de Tablas

Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).	36
Tabla 2-2 Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).	38
Tabla 2-3 Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).	40
Tabla 2-4 Variación de la demanda promedio para noviembre 2025 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).	41
Tabla 2-5 Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	44
Tabla 2-6 Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	45
Tabla 2-7 Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).	46
Tabla 3-1 Resumen de Transacciones Comerciales Mercado Mayorista y Minorista de Gas Natural.	78
Tabla 4-1 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para septiembre de 2025.	86
Tabla 4-2 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para octubre de 2025.	87
Tabla 4-3 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta para noviembre de 2025.	89
Tabla 4-4 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta de Generación Hidráulica en el periodo septiembre - noviembre de 2025.	92
Tabla 4-5 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta de Generación Térmica en el periodo septiembre - noviembre de 2025.	92
Tabla 4-6 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.	92
Tabla 4-7 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.	94



Tabla 4-8 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.	95
Tabla 4-9 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.	97
Tabla 4-10 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.	98
Tabla 4-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.	99
Tabla 4-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa.	100
Tabla 4-13 Estadísticos básicos Gecelca.	101
Tabla 4-14 Estadísticos básicos Sochagota.	102
Tabla 4-15 Estadísticos básicos Nitro Energy.	103
Tabla 4-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA.	104
Tabla 4-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaia.	105
Tabla 4-18 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime.	106
Tabla 4-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica.	107
Tabla 4-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali.	108
Tabla 4-21 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte.	109
Tabla 4-22 Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.	113
Tabla 4-23 Energía vertida por área (Cifras en GWh).	119



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
- FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
- GNVC: Gas Natural Vehicular Comprimido
- 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 comprendido entre septiembre de 2025 y noviembre de 2025, en el cual se evalúan las dinámicas de precios, cantidades y el comportamiento de los principales indicadores que permiten un seguimiento detallado del mercado. El documento está estructurado en tres capítulos principales: Mercado Mayorista de Gas Natural, un análisis especial sobre la contratación, intermediación y eficiencia en el mercado de gas natural en Colombia, y Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

En el primer capítulo, dedicado al Mercado Mayorista de Gas Natural, se analiza el comportamiento operativo y comercial del sector, abordando la evolución de la oferta total, producción nacional e importaciones, la demanda por sector de consumo y la dinámica de precios. Para el trimestre de análisis se evidenció una leve disminución en la oferta total frente al periodo anterior, asociada, en parte, al mantenimiento programado de la planta de regasificación durante el mes de octubre, evento que impactó la disponibilidad de gas importado y la operación del sector térmico. En materia de precios, el gas importado se mantuvo como la fuente más costosa, mientras que se observó una mayor indexación del gas nacional a los precios internacionales, generando presiones al alza sobre el costo del suministro. Desde el punto de vista estructural, el mercado continúa caracterizándose por una alta concentración de la oferta frente a una demanda distribuida entre múltiples agentes y sectores de consumo.

El segundo capítulo presenta un análisis especial titulado “Contratación, intermediación y eficiencia en el mercado de gas natural en Colombia”, cuyo objetivo es evaluar la coherencia entre los esquemas de contratación y el consumo físico efectivo de gas natural. El análisis evidencia una desconexión entre los volúmenes de gas firme



contratados y la demanda efectivamente atendida, lo cual sugiere la existencia de niveles elevados de contratación respecto a los requerimientos observados. En este contexto, el gas firme, concebido como un instrumento de aseguramiento del suministro, ha sido utilizado en algunos casos como un insumo susceptible de reasignación en los mercados secundario y minorista. Esta dinámica puede estar incidiendo en la formación de precios en dichos mercados, particularmente en escenarios de mayor estrechez, con potenciales efectos sobre los usuarios finales, lo cual amerita un seguimiento desde la perspectiva de supervisión.

El tercer capítulo se enfoca en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, abordando indicadores de contratación y el comportamiento de las principales variables hidrológicas del Sistema Interconectado Nacional. Durante el trimestre analizado, el sistema mantuvo niveles elevados de embalses, cerrando el periodo con reservas superiores al 85% y ubicándose de manera permanente por encima de la Senda de Referencia. No obstante, los aportes hídricos presentaron una alta variabilidad y se situaron por debajo de la media histórica en distintos momentos del trimestre, lo cual se reflejó en episodios de volatilidad en los precios de bolsa, particularmente en los meses de septiembre y noviembre. La matriz de generación se mantuvo predominantemente hidráulica, con una participación cercana al 83%, complementada por generación térmica necesaria para atender la variabilidad del recurso hídrico.



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



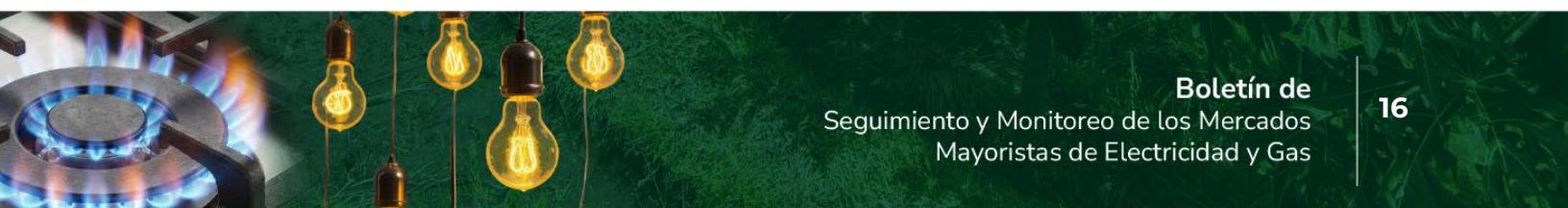
fuente de producción, la evaluación de los precios del gas nacional frente a los del gas importado, y el estudio de indicadores de concentración y participación de mercado.

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.

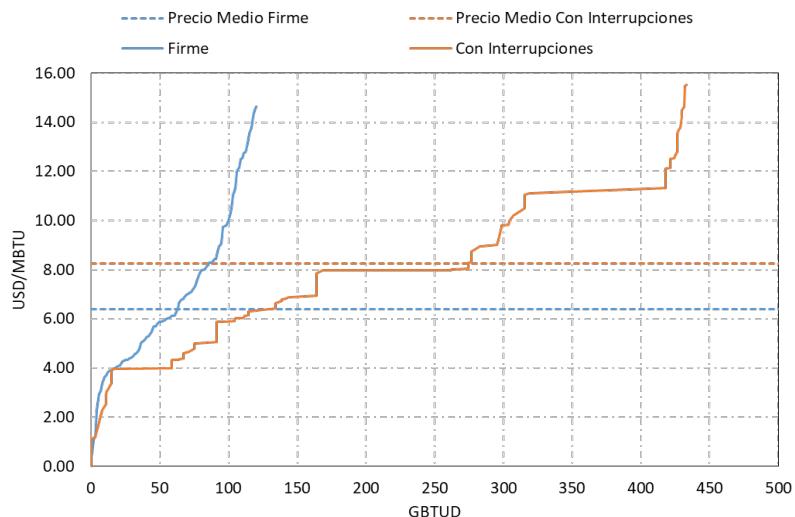
En general, el mercado primario de gas natural es un sistema complejo que requiere de una constante adaptación a las condiciones del mercado y a los cambios en la regulación. La transparencia, la eficiencia y la competencia son elementos clave para garantizar un funcionamiento adecuado de este mercado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

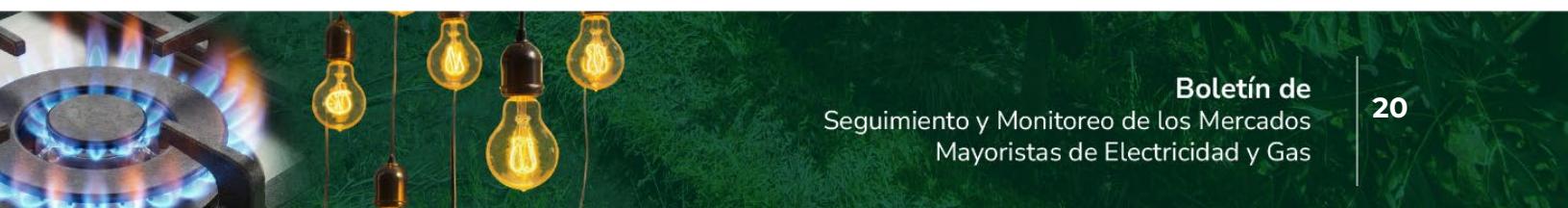
- El precio promedio ponderado de los contratos bajo esta modalidad fue de 6,4 USD/MBTU.
- Un 22,9% de las cantidades contratadas alcanzaron precios inferiores a 4,0 USD/MBTU, indicando que una pequeña porción de compradores pudo negociar precios más bajos.
- Alrededor del 18,7% de las cantidades contratadas 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 23,9% de la cantidad total de gas durante el período.
- Para el 23,3% 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 11,1% 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 8,3 USD/MBTU, indicando una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.
- Cerca del 24,1% 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 14,8%, representando una porción baja de los contratos.
- Es importante destacar que el 29,9% 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 4,8% del total de cantidades contratadas y el 25,1% 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 1,3% 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.



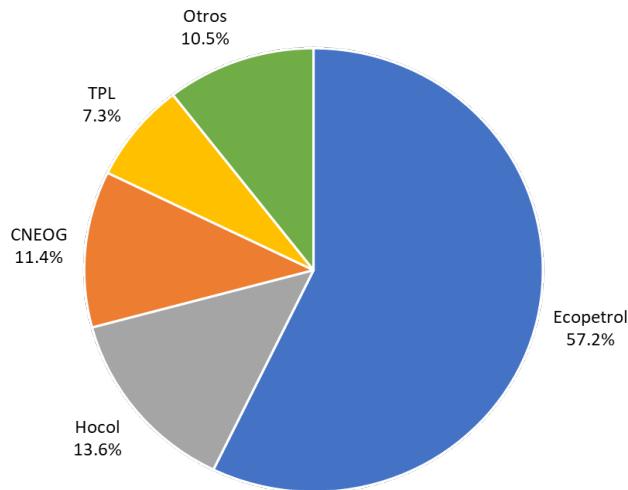
Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

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 57,2% del volumen total negociado, una tendencia que ha persistido desde el inicio del desarrollo de este boletín. Hocol, por su parte, participó con un 13,6% del volumen total negociado. Por otro lado, CNEOG registró una participación del 11,4% durante el periodo analizado, mientras que los restantes productores con un 17,8%.

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 2-3 Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.



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

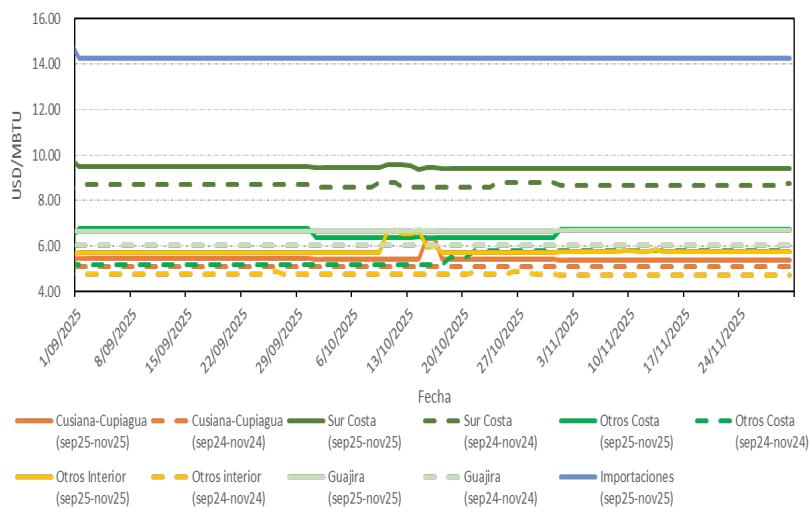
Precios y cantidades por fuente de producción para el Mercado Primario:

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 14,3 USD/MMBTU 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 9,5 USD/MMBTU. Los precios del gas Guajira se ubicaron en tercer lugar, alcanzando un promedio cercano a los 6,7 USD/MMBTU durante el trimestre. Este precio es inferior al de Sur Costa, y presenta un incremento de 0,6 USD/MMBTU en comparación con el mismo trimestre del año anterior. Los precios

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

Figura 2-4 . Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.



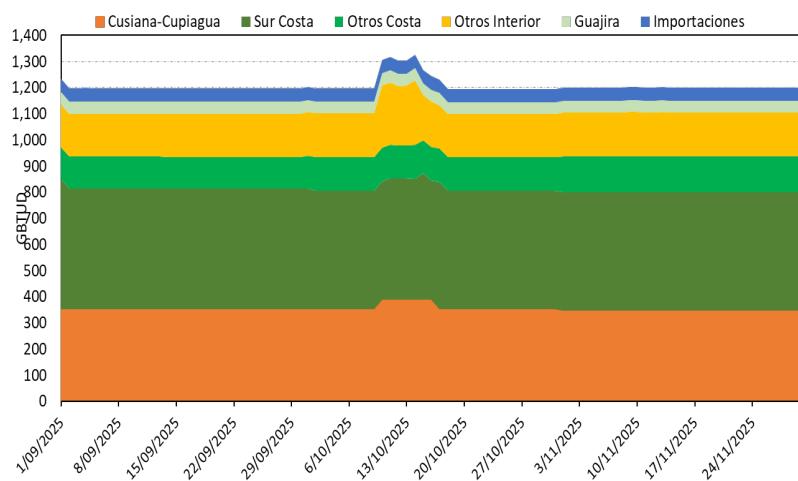
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 456,8 GBTUD durante el trimestre, seguido de cerca por el volumen de los campos Cusiana-Cupiagua, con un promedio aproximado de 353,5 GBTUD. En comparación con el trimestre anterior, se observa un incremento del 0,7% del volumen total.

Durante este trimestre se observa un incremento del 10 al 14 de octubre en las cantidades contratadas en los campos de Cusiana – Cupiagua y Otros Campos Interior. Lo anterior se explica por el mantenimiento programado en la planta de regasificación.

Se evidencia el volumen contratado con gas importado que representa un 4,2% del total de la contratación en el mercado primario para el trimestre en análisis.

Figura 2-5 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).

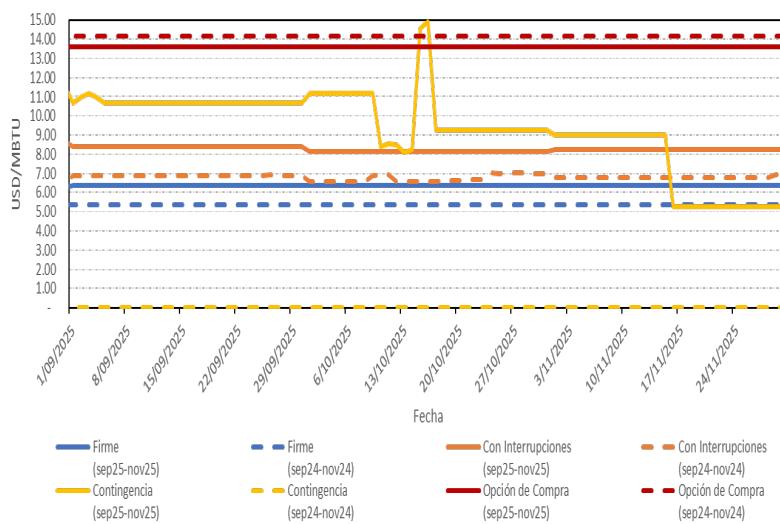
Los contratos bajo la modalidad Contingencia se ubicaron en segundo lugar, con un precio promedio de 9,3 USD/MBTU. Este precio presenta un aumento de 0,2 USD/MBTU en comparación con el trimestre anterior. La diferencia de precios entre Opción de



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 8,3 USD/MBTU y los contratos en modalidad Firme, presentan un precio promedio ponderado de 6,4 USD/MBTU, manteniéndose 0,1 USD/MBTU por encima del trimestre anterior

Figura 2-6 Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.

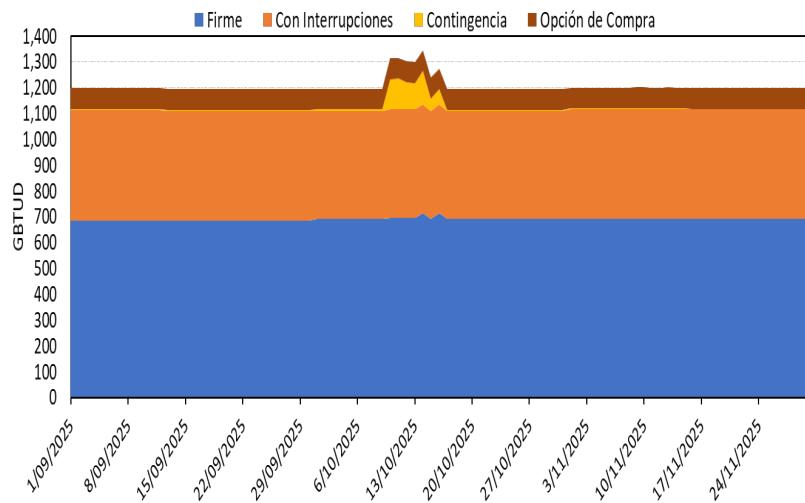


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 690,9 GBTUD, la que continúa siendo la más utilizada, seguida por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones, cuyo valor fue cercano a 423,0 GBTUD, siendo ésta, una modalidad atractiva para algunos compradores que buscan optimizar sus costos. Además, la gráfica revela que el incremento en las cantidades contratadas durante el mantenimiento de la planta de regasificación corresponde a cantidades contratadas en modalidad de contingencia. Finalmente, el valor total medio contratado

durante el trimestre de análisis superó los 1.205,8 GBTUD, siendo 0,7% superior al registrado en el trimestre anterior.

Figura 2-7 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):

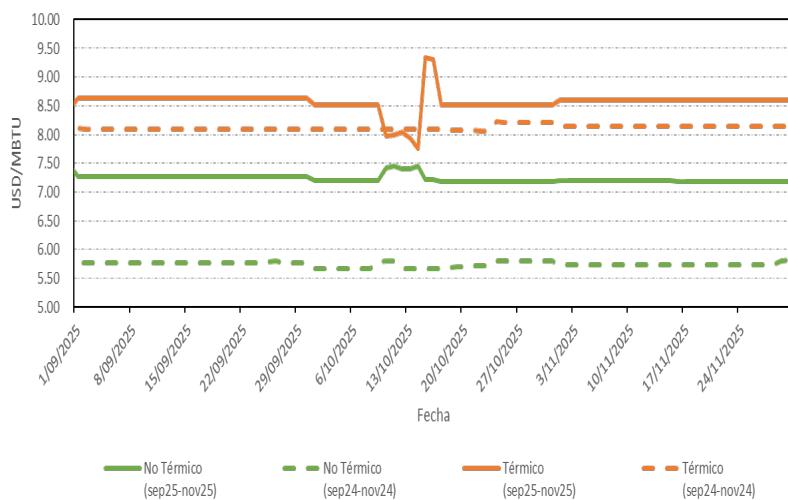
En el análisis del Mercado Primario también se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. Los contratos de gas natural con destino al sector Térmico registraron los precios promedio ponderados más altos durante el trimestre, alcanzando valores cercanos a los 8,6 USD/MMBTU. 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, GNVC y Otros) se contrató a precios promedio de 7,2 USD/MMBTU, 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.

En este trimestre en particular, durante el mantenimiento de la planta de regasificación, el principal impacto se dio en el sector térmico cuyos precios alcanzaron los 9,3 USD/MBTU

Figura 2-8 Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.

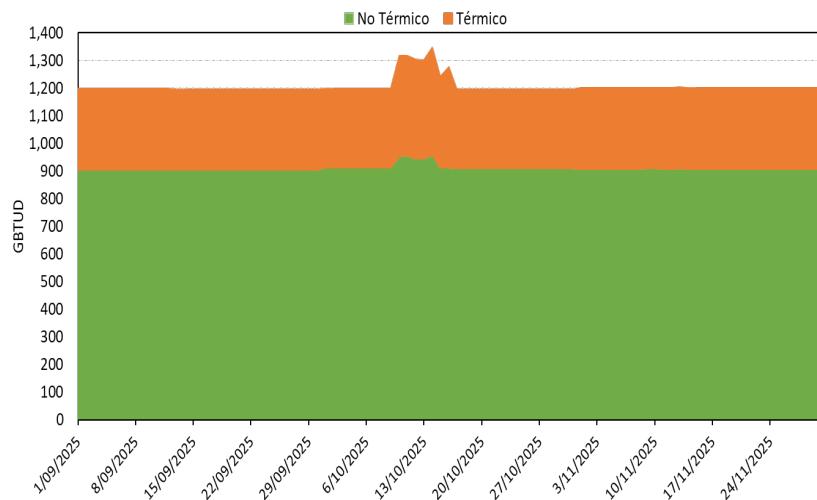


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 909,5 GBTUD, mientras que el gas natural con destino Térmico se ubicó en segundo lugar, con un volumen contratado promedio de 296,3 GBTUD.

Durante el periodo del mantenimiento de la planta de regasificación las cantidades contratadas con destino Térmico presentaron un incremento cercano a 102,8 GBTUD.

Figura 2-9 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

Los índices de concentración constituyen una herramienta fundamental para caracterizar la estructura competitiva de un mercado y evaluar los riesgos asociados al ejercicio de poder de mercado. Estos indicadores permiten identificar si la participación de los agentes se encuentra altamente concentrada en unos pocos actores o si, por el contrario, existe una distribución más equilibrada entre oferta y demanda, lo cual resulta esencial para valorar el grado efectivo de competencia y las condiciones de formación de precios, cantidades y términos contractuales.



Adicionalmente, estos indicadores facilitan la identificación temprana de posibles fallas de mercado, tales como el abuso de posición dominante, la colusión tácita y las estrategias de exclusión de competidores, especialmente en sectores regulados o con fuerte intensidad en infraestructura, como el mercado de gas natural. En escenarios con elevados niveles de concentración, se incrementan los incentivos para la adopción de comportamientos estratégicos que pueden afectar la eficiencia económica, la transparencia del mercado y el bienestar de los usuarios finales.

Durante 2025, el mercado primario de gas natural en Colombia continúa evidenciando un elevado nivel de concentración en el lado de la oferta, caracterizado por el predominio de un número reducido de agentes productores y un agente importador que concentran una proporción significativa de los volúmenes disponibles y actúan como participantes con capacidad de influencia sobre las condiciones del mercado. Esta estructura refleja la persistencia de rasgos de dominancia en la etapa de producción e importación, que limitan el grado de sustituibilidad entre fuentes y reducen el margen de competencia efectiva en este segmento.

En contraste, la estructura de la demanda en el mercado primario se mantiene ampliamente atomizada, con la participación de múltiples agentes compradores que adquieren el gas en proporciones heterogéneas. Esta mayor dispersión de la demanda sugiere un menor poder de mercado por parte de los compradores individuales y genera una asimetría estructural entre oferta y demanda, que se traduce en un mayor poder de negociación para los agentes oferentes en los procesos de formación de precios y asignación de volúmenes. El resultado es una estructura típica de mercado bilateralmente desigual: una oferta fuertemente concentrada frente a una demanda atomizada, lo que condiciona la dinámica competitiva del sector y explica su elevada sensibilidad a choques en la producción o en la disponibilidad de importaciones.



El HHI de oferta inicia el año 2025 en niveles cercanos a 3.300 -- 3.600, valores que, de acuerdo con estándares internacionales, corresponden a un mercado altamente concentrado ($HHI > 2.500$). Estos resultados reflejan la realidad del mercado colombiano, donde dos grupos económicos concentran la mayor parte de la producción nacional y la infraestructura de importación está controlada por un único agente.

Aunque se observan variaciones moderadas durante el año, el índice presenta una leve reducción hacia valores próximos a 3.000, lo que indica una diversificación marginal, pero aun claramente dentro del rango de alta concentración. Por su parte, el índice de concentración de los cuatro principales oferentes (IC4) confirma este diagnóstico, manteniéndose entre 85% y 92%, evidencia de un oligopolio estrecho.

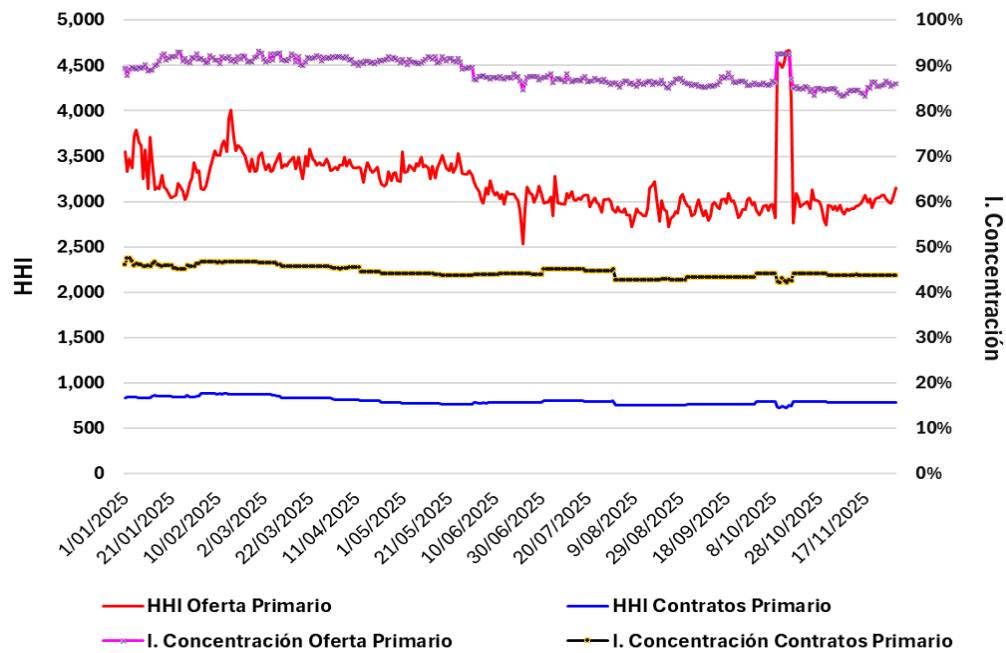
En contraste, el HHI de contratación primaria se ubica en valores muy bajos, alrededor de 750–850, propios de un mercado competitivo y atomizado. Esto significa que ningún comprador tiene una participación dominante y que los volúmenes se distribuyen entre un número amplio de agentes, incluyendo comercializadores, generadores térmicos, distribuidores y algunos usuarios no regulados con compras directas. Se observa además una ligera tendencia descendente hacia mitad de año, indicativa de una demanda aún más distribuida, posiblemente asociada a una mayor presencia de comercializadores puros, al fraccionamiento de compras o a una mayor diversificación de portafolios.

El índice de concentración de los cuatro principales compradores (IC4) se mantiene estable entre 40% y 45%, lo que constata que estos agentes no alcanzan a controlar ni la mitad del gas adquirido en el mercado primario. Este nivel de concentración es moderado y consistente con un mercado marcado por la presencia de múltiples compradores con pesos relativamente cercanos. A diferencia de la oferta, la demanda no muestra reconcentraciones significativas hacia final de año, lo que sugiere un



mercado comprador más equilibrado y menos influenciado por ciclos de contratación dominados por grandes agentes. Ver Figura 2-9

Figura 2-10 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

2.1.2 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:

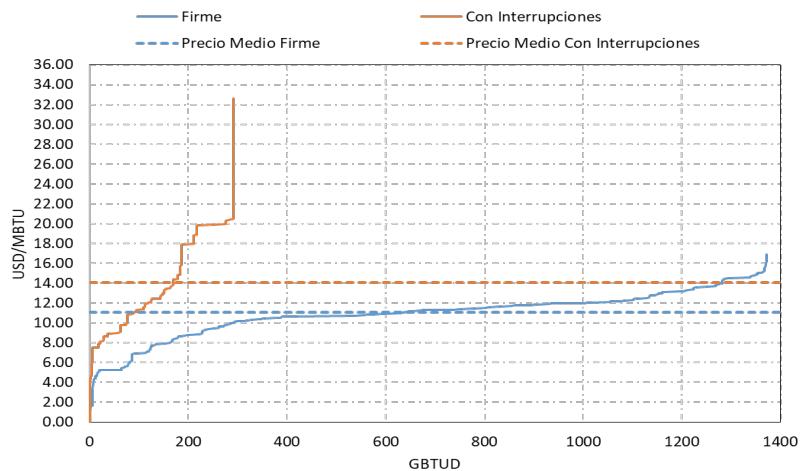
En la Figura 2-10 se presenta la curva de oferta agregada de contratos en el Mercado Secundario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja), considerando los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de noviembre de 2025.

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

- El precio promedio de los contratos modalidad Firme se situó en 11,1 USD/MBTU durante el período analizado.

- Una pequeña proporción del 5,7% 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 14,7% 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 76,4%, resaltando la fuerte demanda de gas natural en esta modalidad, incluso a precios más altos.
- El restante 3,1 % de las cantidades contratadas, presentaban precios superiores a 15,0 USD/MBTU.

Figura 2-11 Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.



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

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 14,1 USD/MBTU durante el período analizado.
- Un porcentaje minoritario del 1,6% 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 4,6% de las cantidades contratadas se agruparon en un rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU.
- Una proporción del 18,9% 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 37,8% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones fijaron precios entre 10 USD/MBTU y 15 USD/MBTU.
- El restante 37,1% 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.

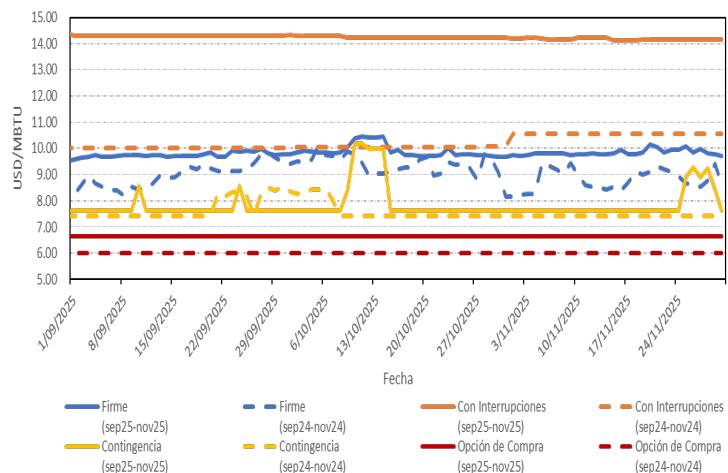
Precios y cantidades por modalidad:

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 14,2 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 9,8 USD/MMBTU, siendo 0,2 USD/MMBTU por encima al valor medio del trimestre anterior.

Figura 2-12 Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.

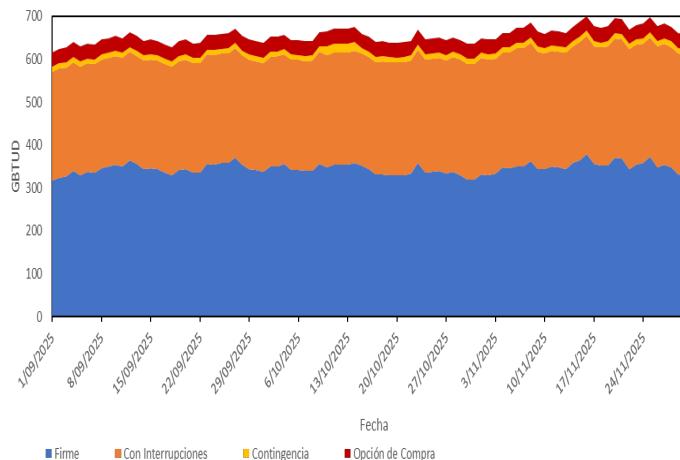


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 345,2 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 263,2 GBTUD durante el trimestre.

Figura 2-13 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, se observa un incremento de 11,6% 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:

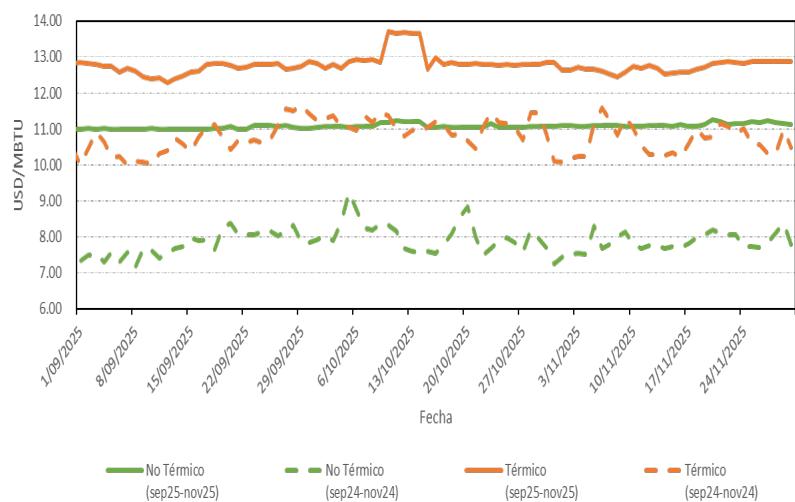
La Figura 2-13 incluye los precios ponderados de los contratos en el mercado secundario según el uso final. El resultado indica que el gas para uso gas para uso térmico mantiene el precio más alto del trimestre, cercano a 12,8 USD/MBTU, al tiempo que, el precio del gas para uso diferente a la generación térmica alcanzó un valor medio de 11,1



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.

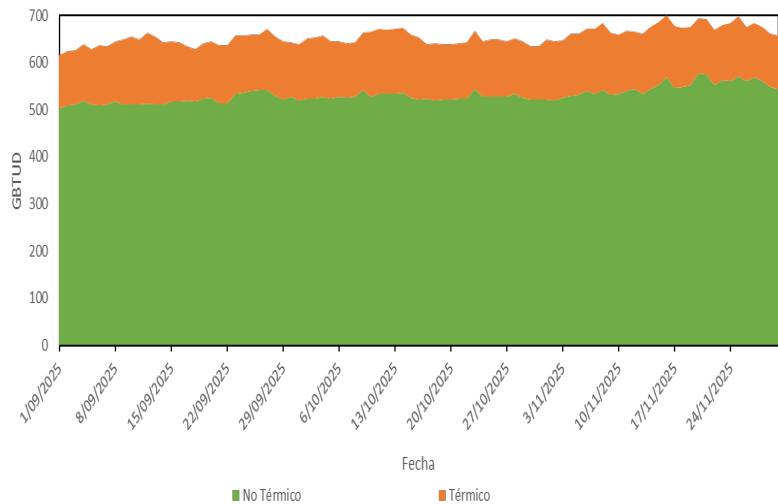
Figura 2-14 Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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 655,1 GBTUD, donde la cantidad contratada para uso No Térmico se aproximó a los 531,0 GBTUD y las cantidades para uso Térmico se ubicó en torno a los 124,2 GBTUD.

Figura 2-15 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:

El mercado secundario, a diferencia del primario, se distingue por una alta dinámica transaccional —recompras, cesiones, reasignaciones y swaps—, una flexibilidad contractual elevada, la participación simultánea de comercializadores grandes, medianos y pequeños y un marco regulatorio que permite múltiples transacciones sobre un mismo volumen de gas antes de llegar al usuario final. Esta combinación genera indicadores de concentración más volátiles frente al mercado primario.

El HHI de oferta secundaria se mantiene entre 900 y 1.100 durante la primera mitad del año, rango que corresponde a un mercado poco concentrado, con competencia elevada y una oferta nutrida por múltiples comercializadores. En el primer semestre se observa un aumento progresivo del HHI, con picos cercanos a 1.100, lo que sugiere que algunos agentes concentran transacciones estratégicas, usualmente aquellos con contratos firmes en el primario o con mayor capacidad de negociación frente a los productores.

Desde junio, la tendencia se revierte y el indicador cae hacia 750–800, reflejando una oferta más diversificada, mayor número de agentes activos en la reventa y mayor fraccionamiento del volumen negociado. El IC4 de oferta oscila entre 46 % y 60 %, indicando que cuatro agentes reúnen aproximadamente la mitad del gas ofrecido en el mercado secundario.

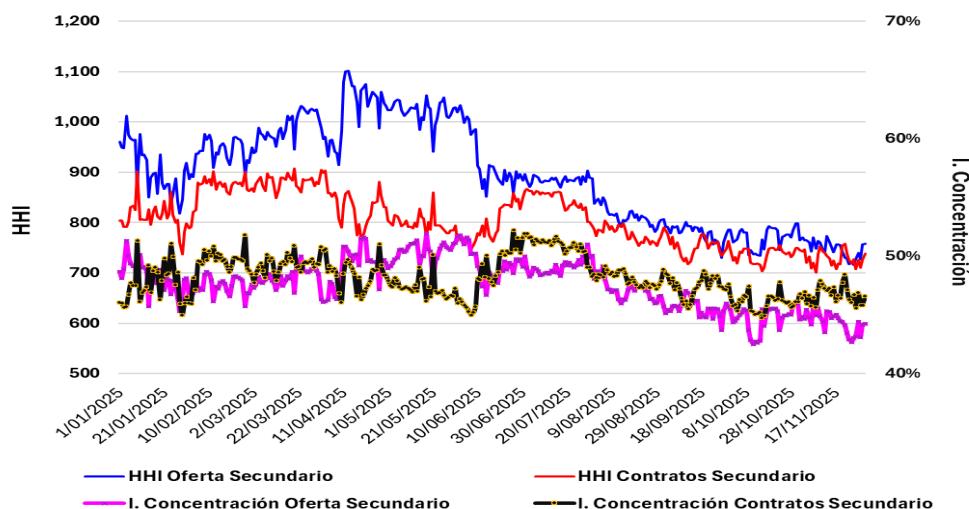
El HHI de contratación presenta un comportamiento similar, aunque con valores ligeramente inferiores. Inicia 2025 entre 800–850, desciende moderadamente y luego aumenta hasta 900 en el segundo trimestre. A partir de julio, se observa una caída sostenida hasta niveles cercanos a 750, lo que evidencia una creciente diversificación de compradores y una participación más activa de agentes pequeños que adquieren gas revendido. El año cierra con un mercado ampliamente desconcentrado, coherente con el aumento de transacciones múltiples y el fraccionamiento de compras. El IC4 de demanda permanece entre 46 % y 55 %, lo que muestra cierta estabilidad estructural y una mayor presencia de compradores medianos.

Frente al mercado primario, existen diferencias estructurales claras en términos de concentración, rivalidad competitiva y distribución de poder entre agentes. Mientras el mercado primario mantiene rasgos oligopólicos vinculados a la naturaleza del recurso y a la limitada oferta de productores, el mercado secundario funciona como un espacio más líquido, dinámico y con menor concentración relativa.

No obstante, aunque una mayor actividad en el mercado secundario contribuye a la flexibilidad del sistema, el crecimiento acelerado de las transacciones secundarias también puede reflejar una restricción inducida desde el mercado primario, asociada al acaparamiento de contratos firmes por parte de algunos comercializadores. Esta práctica reduce la disponibilidad de gas para otros agentes en el mercado primario, eleva artificialmente los precios en el secundario y genera sobrecostos que terminan

trasladándose a los usuarios finales, afectando la eficiencia global del mercado. Ver Figura 2-15

Figura 2-16 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

2.1.3 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

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.

complementan las actividades de suministro y transporte realizadas en los mercados primario y secundario.

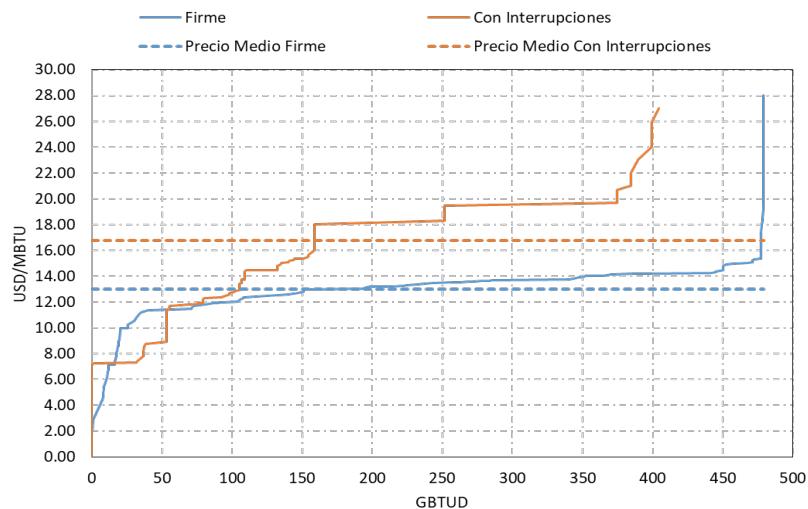
En este apartado se analiza la dinámica de las negociaciones realizadas entre comercializadores y usuarios no regulados, considerando los criterios de precios y cantidades según la modalidad contractual. Además, se presenta un desglose detallado del destino del gas natural, clasificado en dos grandes 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 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.

Curva de oferta agregada de contratos:

En la Figura 2-16 se presenta la curva de oferta agregada de contratos en el Mercado Minorista de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja), considerando los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de noviembre de 2025.



Figura 2-17 Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Minorista.



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 13,0 USD/MBTU durante el período analizado.
- El 1,6% 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. Igualmente, las cantidades contratadas entre 6,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU solo comprenden el 2,6%.
- Alrededor del 91,1% de las cantidades contratadas se concentraron en un rango de precios entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU, constituyéndose la mayor proporción de cantidades contratadas, resaltando la fuerte demanda de gas natural en esta modalidad, incluso a precios más altos.
- El restante 4,7 % de las cantidades contratadas, presentan precios superiores a 15,0 USD/MBTU.



La curva de contratos modalidad Firme revela una fuerte demanda a precios entre 10,0 USD/MMBtu y 15,0 USD/MMBtu. 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 minorista 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 16,8 USD/MMBtu durante el período analizado.
- Un porcentaje minoritario del 7,8% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 8,0 USD/MMBtu, sugiriendo que estos precios no son atractivos para los vendedores, igualmente, cerca del 5,4% de las cantidades contratadas se agruparon en un rango de precios entre 8,0 USD/MMBtu y 10,0 USD/MMBtu.
- Una proporción del 20,0% de las cantidades contratadas de suministro se ubicaron en el rango de precios entre 10,0 USD/MMBtu y 15,0 USD/MMBtu.
- Por último, se destaca que una mayoría significativa del 59,4% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones fijaron precios entre 15 USD/MMBtu y 20 USD/MMBtu.
- El restante 7,4% corresponde a las cantidades contratadas de suministro cuyos precios están por encima de 20,0 USD/MMBtu.
- 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.

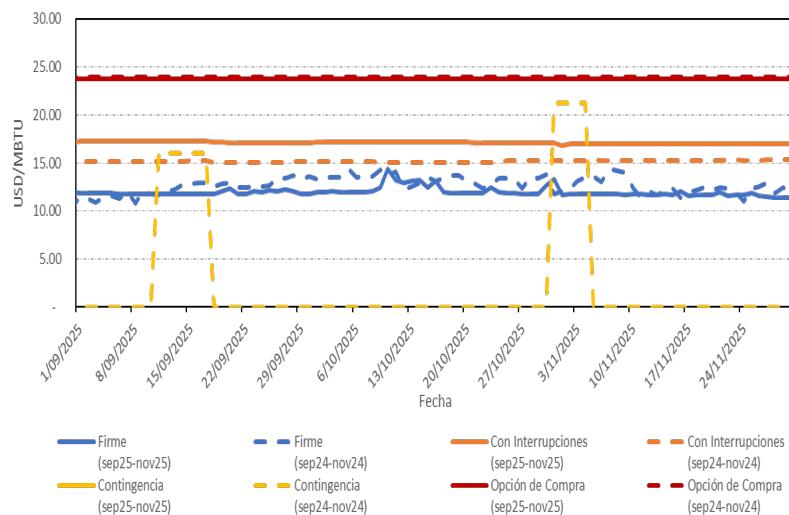


Precios y cantidades por modalidad:

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 2-17. 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/MMBTU, en tanto el precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 12,0 USD/MMBTU.

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.

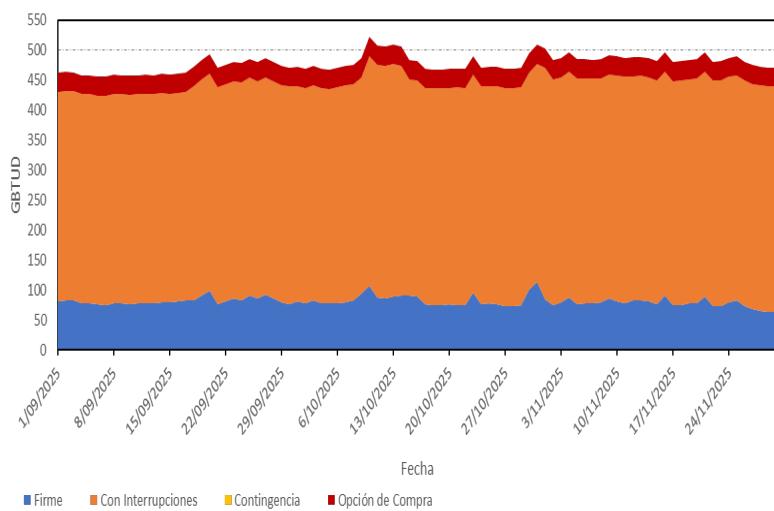
Figura 2-18 Precios promedio ponderado del mercado minorista por modalidad.



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 2-18. 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 2-19 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 364,8 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 81,1 GBTUD. Adicionalmente, se observa una disminución en el total de las cantidades contratadas de 5,6% 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 2-19). 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 1,6 USD/MBTU. En el sector No térmico, el gas natural se contrató a un precio medio de 14,5 USD/MBTU, este sector experimentó un aumento de 2,7 USD/MBTU con respecto al mismo trimestre del año anterior.



Figura 2-20 Precios promedio ponderado del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.



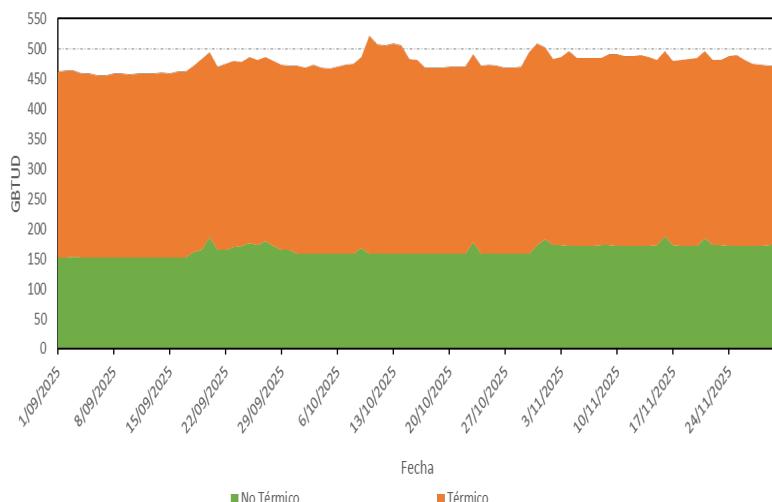
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 2-20 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 314,0 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 163,8 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 una caída de 5,5%, igualmente el volumen de gas natural para uso No Térmico cayó en 5,6%.

Figura 2-21 Cantidad contratada del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.

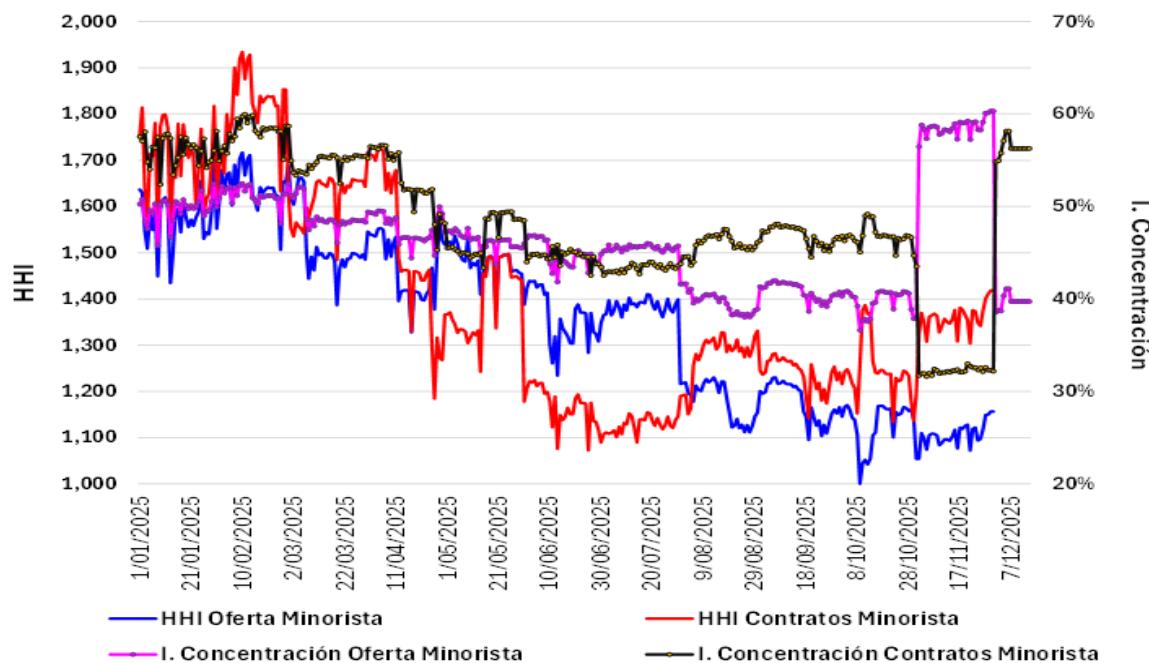


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Concentración y participación en el mercado

El análisis de los indicadores de concentración del mercado minorista de gas natural en 2025 muestra una desconcentración progresiva durante la mayor parte del año, tanto en la oferta minorista como en la contratación de gas. El HHI de oferta, que inicia entre 1.550 y 1.650 —niveles propios de un mercado moderadamente concentrado— muestra una tendencia descendente y se ubica hacia mediados de año alrededor de 1.300, reflejando una distribución más equilibrada de los volúmenes comercializados. Ver figura 2-21

Figura 2-22 Índice Herfindahl-Hirschman-HHI y de Concentración-IC4 del Mercado Minorista de Gas Natural.



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

Esta evolución es coherente con la reducción del índice de concentración de los cuatro mayores oferentes, que confirma una pérdida de participación relativa de los agentes dominantes en favor de comercializadores medianos y pequeños. No obstante, el incremento abrupto del indicador en noviembre sugiere una reconcentración temporal, asociada a la captación de demanda incremental o a la recomposición contractual propia del cierre anual.

De manera paralela, el HHI de contratación pasa de valores superiores a 1.900 —que reflejan un mercado altamente concentrado— a niveles cercanos a 1.200, lo que indica una diversificación significativa en las fuentes de aprovisionamiento y una menor dependencia de los mayores compradores. Aunque este indicador presenta un repunte

en noviembre, ello responde al restablecimiento típico de la concentración contractual derivado de renovaciones y ajustes de cartera, fenómeno que también se manifiesta en la oferta hacia el cierre del año.

El comportamiento del índice de concentración de los cuatro mayores compradores complementa este análisis. Aunque se mantiene relativamente estable en torno al 45–50% durante la mayor parte del año, desciende a cerca del 30% en noviembre, señalando el fortalecimiento de nuevos actores en los procesos de compra y una competencia creciente. Si bien los cuatro principales agentes conservan una proporción relevante del total contratado, la tendencia general del mercado contractual durante 2025 es hacia una reducción gradual del dominio de los mayores comercializadores.

En conjunto, los indicadores muestran que, aunque durante buena parte de 2025 se consolida un proceso de desconcentración y mayor competencia en la comercialización y contratación minorista de gas natural, hacia el final del año se observa una reconcentración significativa, coherente con el ciclo anual de suscripción y renovación de contratos. Este comportamiento implica que los agentes de mayor tamaño recuperan participación y predominio, restableciendo parcialmente los rasgos estructurales de concentración propios de un mercado territorial y regulado.

2.1.4 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:

$IPar_{Ni}$: Índice de precios nacional vs importado.

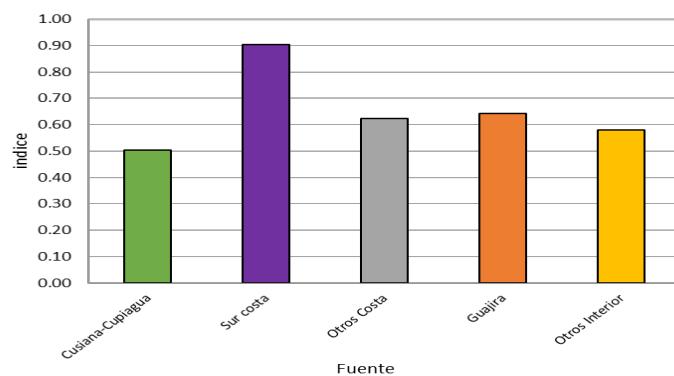
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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, durante el trimestre de seguimiento los campos Cusiana – Cupiagua presentan precios que se encuentran significativamente por debajo del gas importado. Por su parte, los campos de sur costa presentan el mayor valor respecto de las demás fuentes, no obstante, todos se mantienen por debajo de los valores de importación, como se registra en la Figura 2-23.

Figura 2-23 Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.

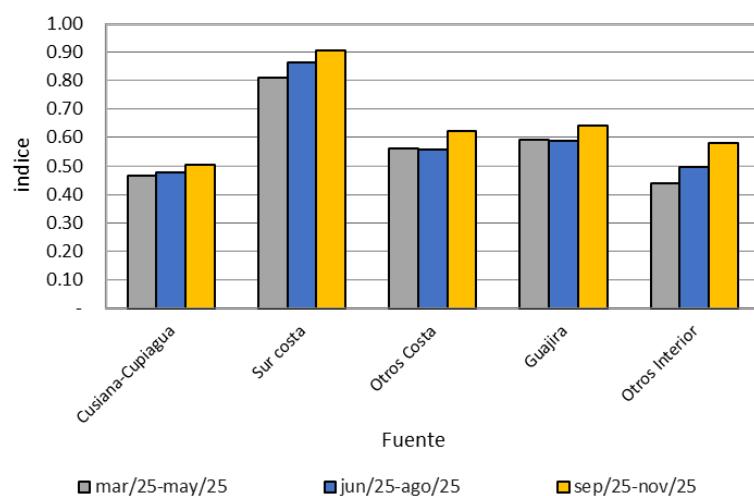


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes

La evolución de este índice en los últimos tres trimestres (ver Figura 2-24) muestra un incremento del indicador para el trimestre en evaluación, para todas las fuentes. El mayor aumento se presentó para otros campos del interior en un 17,0%.

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 2-24 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

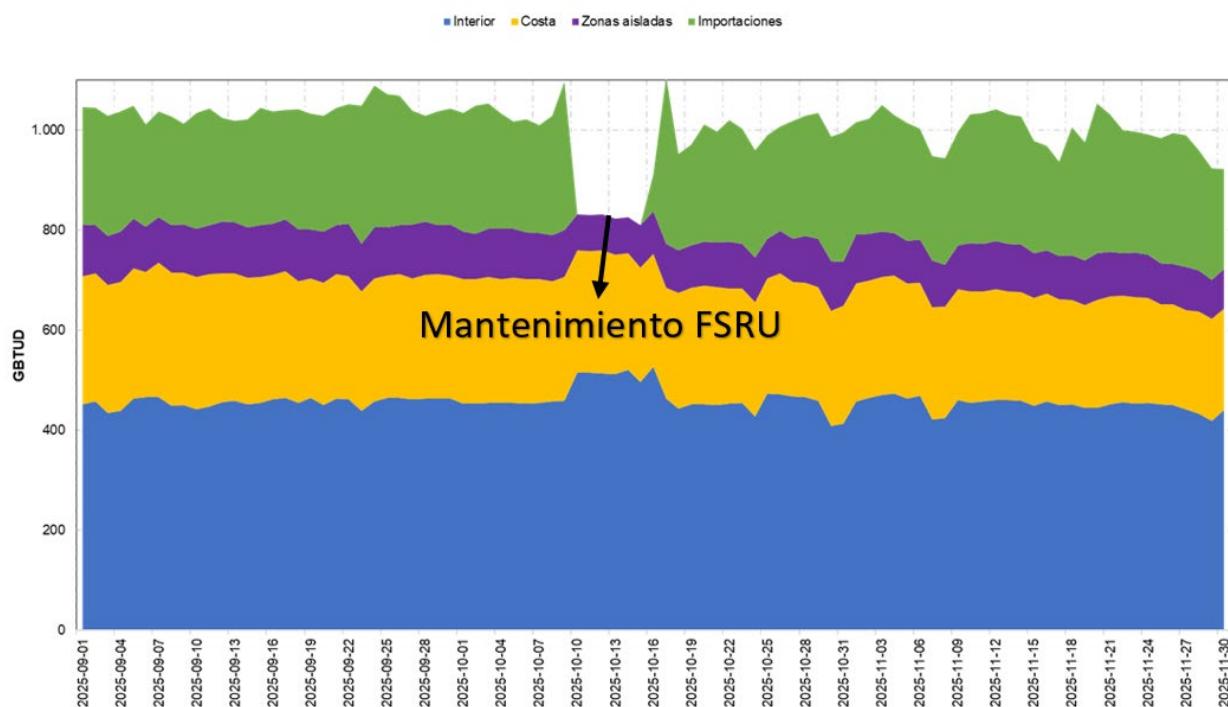
2.2 Seguimiento operativo

Se presenta un análisis detallado del comportamiento de variables operativas asociadas con la producción y demanda del gas natural durante el trimestre (septiembre-noviembre). Se examinan 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, y seguimiento de la demanda sectorial.

2.2.1 Producción

La producción de gas natural nacional en promedio se encuentra en 785,3 GBTUD durante el periodo analizado y con las importaciones la oferta total aumentó a 1.003,9 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 458,1 GBTUD, seguida por zona Costa con 235,4 GBTUD, Importaciones con 218,6 GBTUD y los restantes 91,8 GBTUD fueron suministrados por las Zonas Aisladas. (ver Figura 2-24).

Figura 2-25 Producción agregada de gas durante el último trimestre.



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



En la gráfica se evidencia el mantenimiento realizado del 10 al 14 de octubre, por lo que dicho periodo no se registra valor de importaciones. Las demás regiones permanecieron estables durante el trimestre en análisis.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada experimentó un decrecimiento de 2%, equivalente a una reducción de 17 GBTUD. Las variaciones a nivel regional se presentan de la siguiente manera: en el Interior del país aumentó 6,6 GBTUD su producción, la región costa disminuyó 9,6 GBTUD, las importaciones disminuyeron 6,7 GBTUD y las Zonas Aisladas disminuyeron 8 GBTUD. En la Tabla 2-1 se presentan las estadísticas correspondientes a la información de suministro de los últimos dos trimestres.

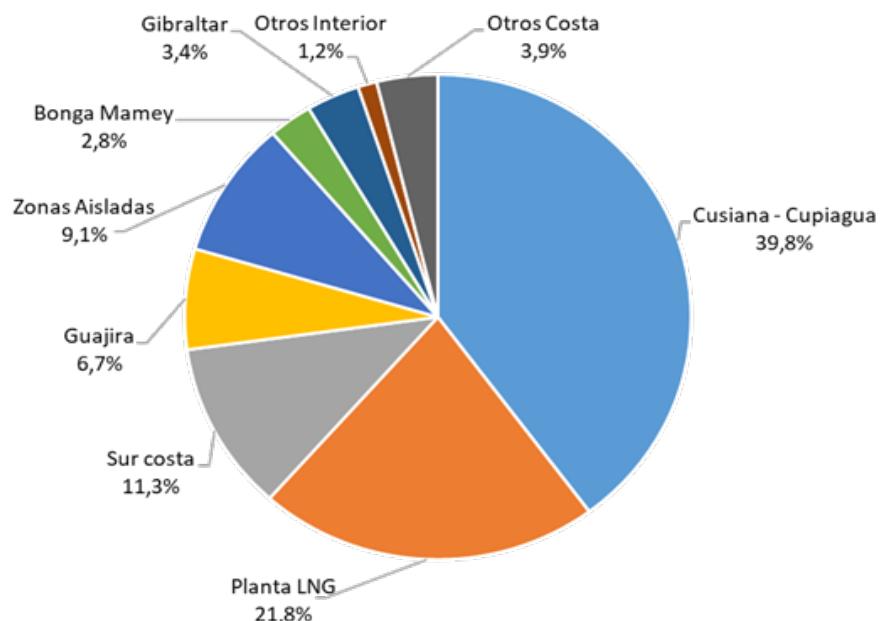
Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Jun. 25 - Ago. 25	Sep. 25 - Nov. 25	Variación
Interior	451,5	458,1	1,5%
Costa	245	235,4	-3,9%
Importaciones	225,3	218,6	-3,0%
Zonas aisladas	99,8	91,8	-8,0%
Total	1021,6	1003,9	-1,7%

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

Durante el trimestre septiembre 2025 – noviembre 2025, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 39,8% del suministro total, mientras que la planta de regasificación (Importado) participó con 21.8%, los campos Sur Costa con el 11,3%, Zonas Aisladas proporcionaron 9,1% y el gas de la Guajira lo hizo con 6,7%, Otros Costa con 3.9%, Gibraltar el 3.4% y el 4% restantes está compuesto por Bonga Mamey y otros interior. ver la Figura 2-25.

Figura 2-26 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:

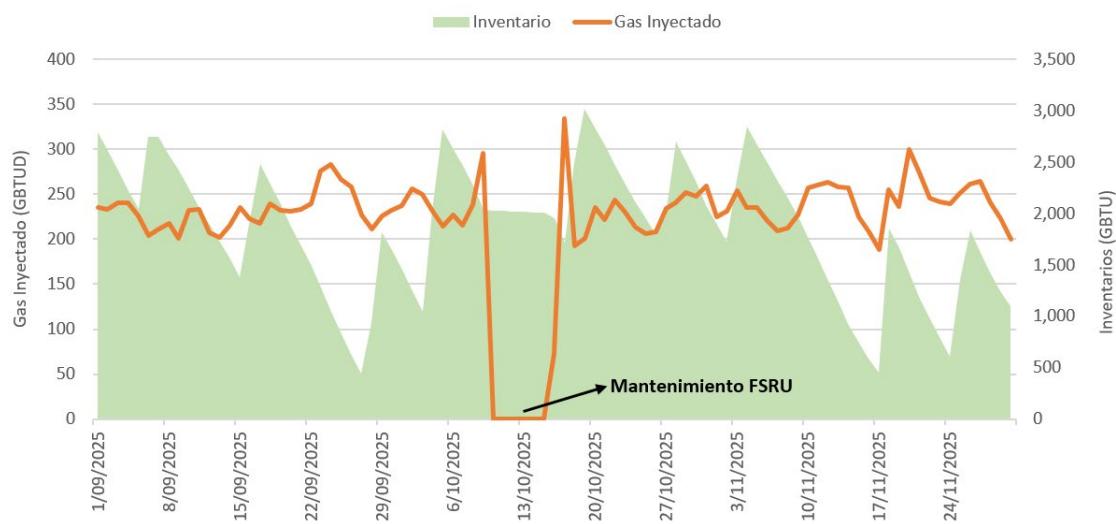
La Figura 2-26 registra el comportamiento del inventario de GNL (representado por el área verde) en la planta de regasificación de Cartagena durante el trimestre analizado. También se observa la cantidad de energía entregada al Sistema Nacional de Transporte (línea continua naranja).

Al inicio del período (1 de septiembre de 2025), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 2.794,6 GBTU y al final del período (último día de noviembre 2025), el volumen almacenado alcanzó los 1.095,2 GBTU, representando un 27% de la capacidad total de almacenamiento de la planta. Por otra parte, este trimestre la planta estuvo los días 10 a 14 de octubre en mantenimiento, logrando el 17 de octubre de 2025 el valor

máximo diario de inyección con 334 GBTU. El promedio trimestral de inyección fue de 218,6 GBTUD.

En lo relacionado con la participación de los niveles de inventario de la planta, la comercialización de gas importado destinado a usuarios distintos a la generación térmica (TPL) durante el trimestre analizado, ha alcanzado un promedio del 25,9 %, lo que representa un aumento en su participación en comparación al trimestre anterior, que fue del 12.5%.

Figura 2-27 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)
Sep. 25	1,865.5	231.1
Oct. 25	2,161.5	185.8
Nov. 25	1,535.2	239.9

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

2.2.2 Demanda

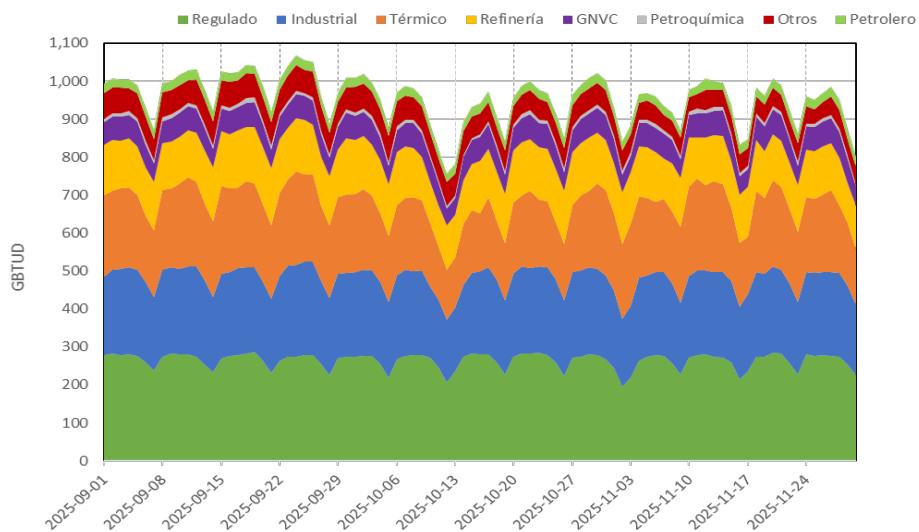
El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 956,6 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.068,8 GBTUD el 24 de septiembre de 2025. En contraste, el valor mínimo fue de 756,1 GBTUD el 12 de octubre de 2025, fecha en la cual la planta de regasificación se encontraba en mantenimiento programado.

Los principales sectores de consumo de gas natural, en orden decreciente, fueron el regulado, industrial y térmico, los cuales representaron en conjunto cerca del 70,8% de la demanda nacional, el restante 29,2% 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 2-27)².

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



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

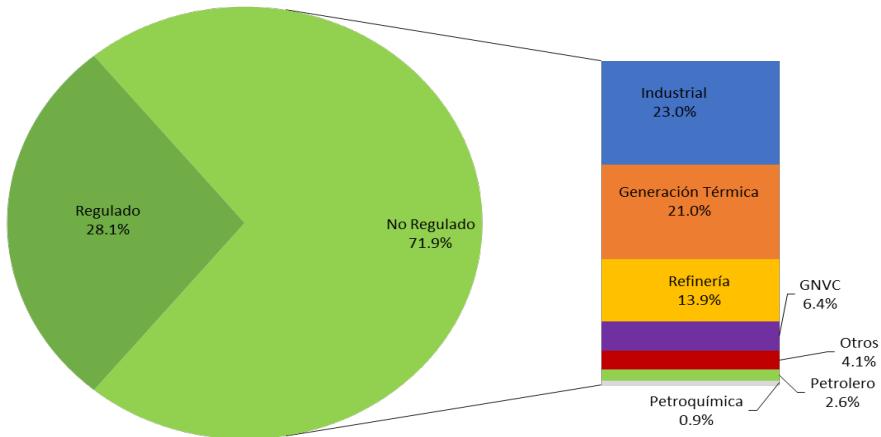


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

De acuerdo con el tipo de usuario, el análisis muestra que el 28,1% del gas natural demandado tuvo como destino la atención de usuarios regulados, mientras que el 71,9% restante se destinó a la atención de usuarios no regulados (ver Figura 2-28). Entre estos usuarios el de mayor consumo correspondió al sector industrial con una participación de 23,0% del total, seguido por el sector generación térmica y la refinería con 21,0% y 13,9% respectivamente.



Figura 2-29 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 22,5 GBTUD. De manera más detallada, se identifica que la mayor variación se presentó en el sector de consumo industrial, el cual mostró una disminución de 7 GBTUD. Seguido de refinería que mostró una disminución de 6,5 GBTUD. (ver Tabla 2-3).

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

Sector	Jun. 25 – Ago. 25	Sep. 25 – Nov. 25	Variación
Regulado	261,5	264,5	1,1%
Industrial	222,70	215,70	-3,1%
Generación Térmica	201,0	196,7	-2,1%
Refinería	136,9	130,4	-4,7%
GNVC	59,6	60,4	1,3%
Petrolero	24,8	24,4	-1,6%
Petroquímica	10,8	8,6	-20,4%
Otros	61,7	55,8	-9,6%
Total	979,0	956,5	-2,3%

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

En noviembre de 2025, la demanda de gas natural experimentó una disminución del 16,5% en comparación con el mismo mes en 2024, representado en 184,8 GBTUD (ver Tabla 2-4). La disminución se reflejó en casi todos los sectores, a excepción del petroquímico que aumentó 9,7%.

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

Sector	Nov. 24	Nov. 25	Variación
Regulado	265,6	259,7	-2,2%
Industrial	254,5	211,0	-17,1%
Térmico	312,9	201,2	-35,7%
Refinería	146,3	124,6	-14,9%
Petrolero	-	24,0	
GNVC	63,3	60,5	-4,4%
Petroquímica	7,8	8,5	9,7%
Otros	69,9	46,0	-34,2%
Total	1.120,2	935,5	-16,5%

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

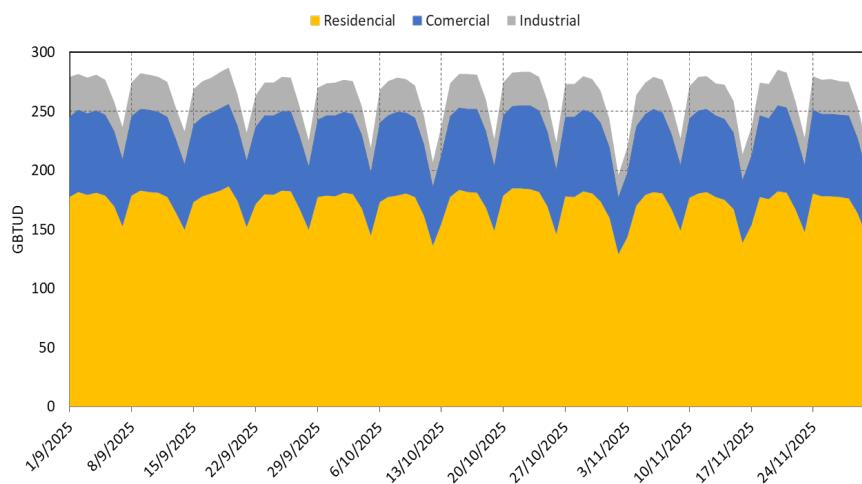


A continuación, se presenta de manera detallada la evolución de la demanda de cada uno de los sectores durante el periodo de análisis:

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 171,7 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 65,6 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 27,2 GBTUD (ver Figura 2-29).

Figura 2-30 Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



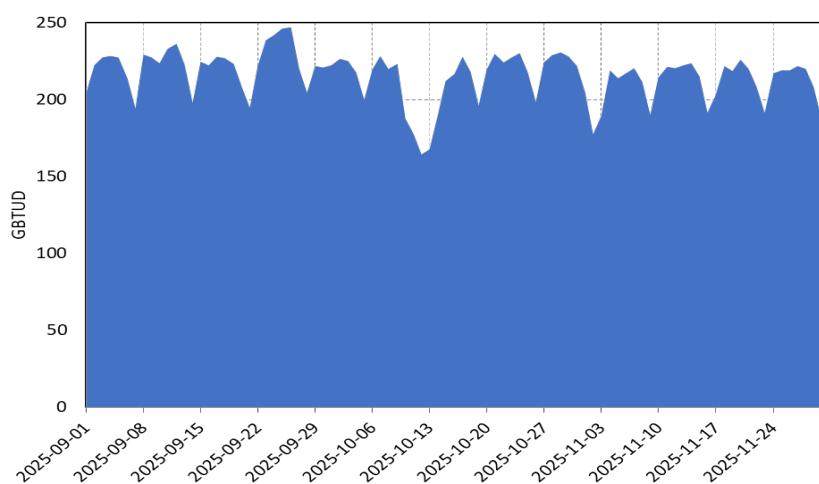
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo que respecta al sector regulado, no se observan mayores variaciones, de manera agregada tuvo un valor medio de 264,5 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural en el sector industrial durante el trimestre se promedió en 215,7 GBTUD (ver Figura 2-30). 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 26 de septiembre con 246,8 GBTUD, mientras que el valor más bajo se alcanzó el 12 de octubre con 164,5 GBTUD.

Figura 2-31 Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.



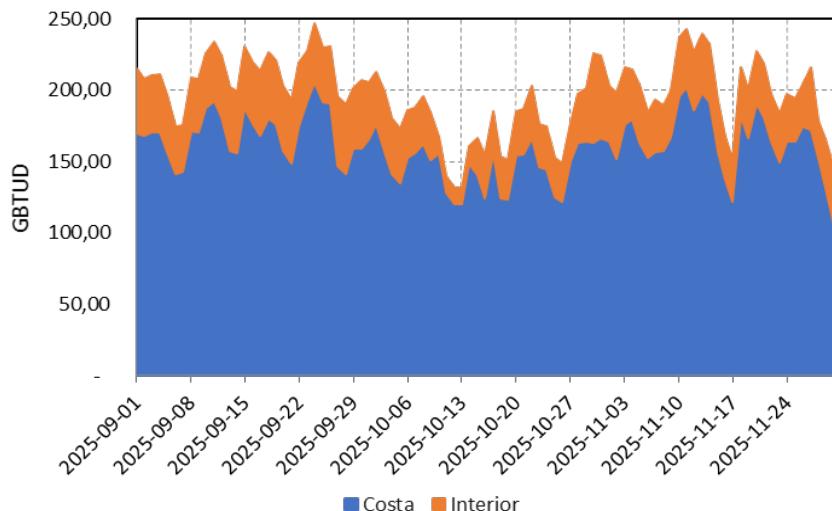
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

La demanda de gas natural para generación térmica promedió 196,7 GBTUD, mostrando una concentración regional en la costa atlántica significativa correspondiente a 160,6 GBTUD, que representa el 81,6% del total. Por su parte, la región interior alcanzó 36,2 GBTUD, equivalente al 18,4% del total (ver Figura 2-31)



Figura 2-32 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.

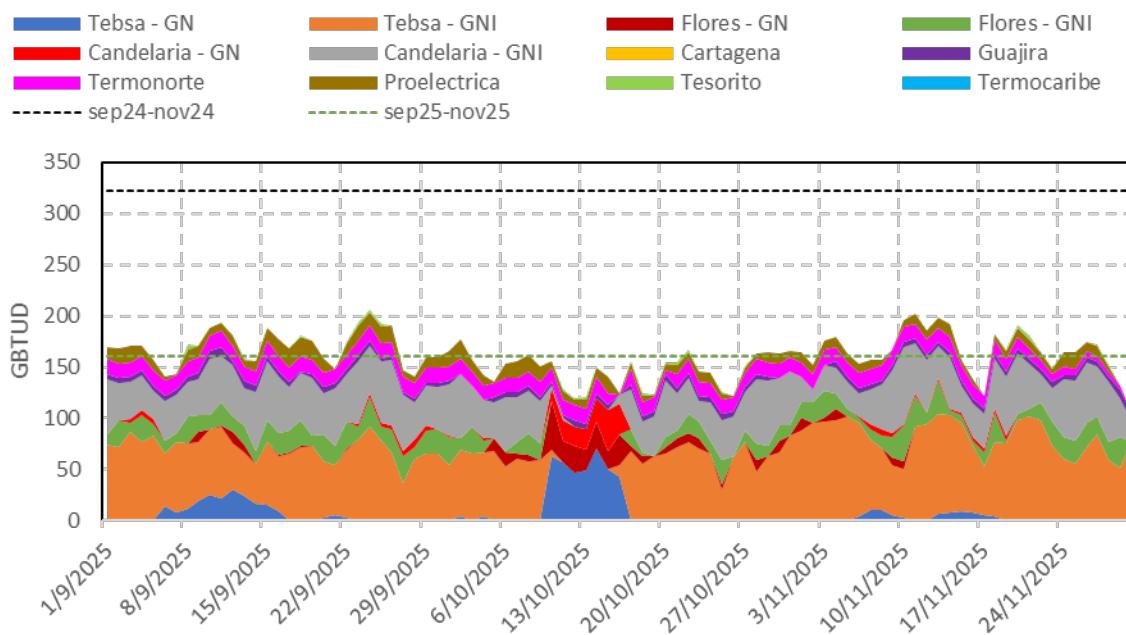
El consumo de gas natural para generación térmica presenta un pico de demanda el día 24 de septiembre de 247,0 GBTUD y un valle de demanda el día 12 de octubre de 2025 de 131,3 GBTUD. Se observa una disminución con respecto al mismo trimestre del año anterior, pasando de un promedio de 426,8 GBTUD en 2024 a 196,7 GBTUD en la presente vigencia.

1 Sector Térmico – Costa Atlántica:

La región Costa Atlántica alcanzó un consumo promedio de gas natural para generación eléctrica de 160,6 GBTUD durante el período analizado. Este presentó una disminución notable con respecto al mismo trimestre del año anterior, pasando de 322,81 GBTUD en 2024 a 160,6 GBTUD este trimestre en análisis.

Con respecto a la variación los consumos presentan valores que oscilan entre un máximo de 205,5 GBTUD registrado el 24 de septiembre de 2025 y un mínimo de 105,5 GBTUD el 30 de noviembre de 2025. La central Tebsa continúa posicionada como la mayor consumidora de gas natural, con un valor medio de 71,2 GBTUD, equivalente al 44,4% del consumo total de la región. Le siguieron las plantas Candelaria y Flores, con consumos promedio de 43,1 GBTUD (26,8%) y 19,0 GBTUD (11,8%) tal y como se presenta en la Figura 2-32.

Figura 2-33 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 Termonorte, Guajira, Cartagena, Tesorito, Termocaribe y Proeléctrica consumieron en conjunto 27,2 GBTUD representando 17,0% 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 63,9 GBTUD, equivalente al 53,7%. Las plantas Flores y Candelaria también presentan consumos de GNI, con 14,8 GBTUD (12,47%) y 40,2 GBTUD (33,8%), 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
Sep. 25	7,0	64,4	1,2	18,7	1,4	46,1	138,8
Oct. 25	12,5	49,3	9,8	9,7	5,5	33,7	120,4
Nov. 25	2,5	78,4	1,4	16,3	1,5	41,1	141,2
Promedio Trimestre	7,4	63,9	4,2	14,8	2,8	40,2	133,3

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 entre estas, con una demanda media trimestral de 13,2 GBTUD, equivalente al 48,4% del consumo total. Le siguen en su orden Proeléctrica con un consumo medio trimestral de 9,1 GBTUD, representando el 33,4% del total, Termoguajira con un consumo medio trimestral de 4,5 GBTUD, representando el 16,4% del total, y Tesorito con un consumo medio trimestral de 0,5 GBTUD, representando el 1,8% del total.



Las plantas Termocaribe y Termocartagena no registraron consumos de gas natural en este trimestre. El consumo total de gas natural por parte de las plantas no pertenecientes al Grupo Térmico representa el 17% 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
Sep. 25	0,0	4,9	14,6	11,0	0,5	0,0	31,0
Oct. 25	0,0	3,9	13,5	8,7	0,5	0,0	26,7
Nov. 25	0,0	4,7	11,5	7,5	0,4	0,0	24,1
Promedio Trimestre	0,0	4,5	13,2	9,1	0,5	0,0	27,2

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

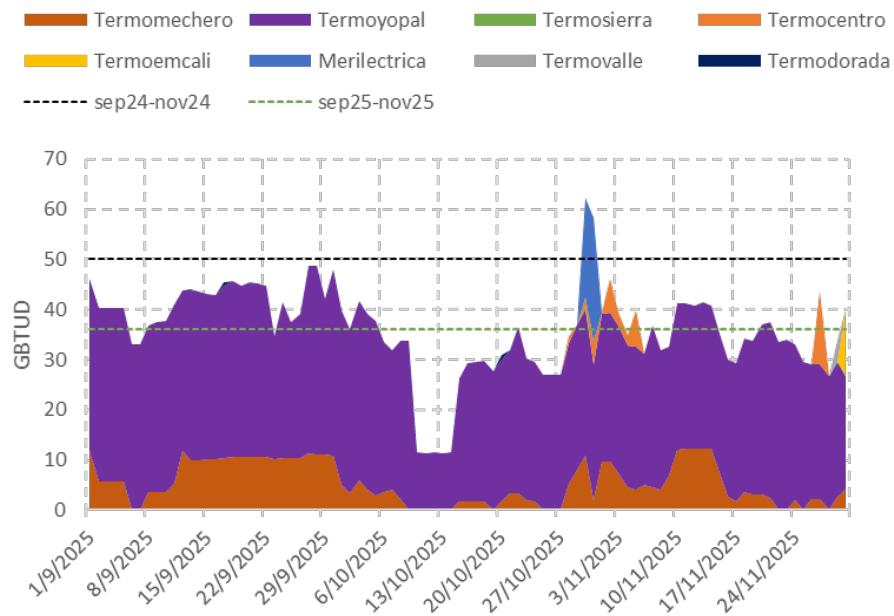
2 Generación térmica – Interior:

El consumo promedio de gas natural para generación eléctrica en el interior del país durante el período analizado fue de 36,2 GBTUD. Con respecto a la variación, los consumos presentan valores que oscilan entre un máximo de 62,3 GBTUD registrado el 30 de octubre de 2025 y un mínimo de 11,4 GBTUD el 13 de octubre de 2025.

En la Figura 2-33, Se observa el consumo de gas nacional y para generación en el interior y se observa una disminución en las fechas se ejecutó el mantenimiento de la planta de regasificación.



Figura 2-34 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 29,7 GBTUD, equivalente al 82,1% del total del consumo en el interior del país, la siguiente planta con mayor consumo mensual promedio fue la planta Termomechero con 5,3 GBTUD, equivalente al 14.7%. Las demás del interior en conjunto presentaron un consumo promedio mensual de 1,2 GBTUD equivalente al 3,2% en esta región y periodo.

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

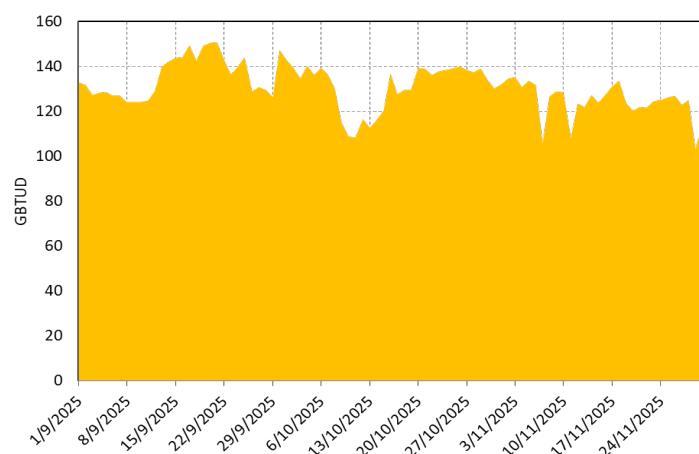
	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Sep. 25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	33,4	41,8
Oct. 25	1,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	26,8	30,9
Nov. 25	0,0	1,1	0,0	0,4	0,0	0,1	5,1	29,1	35,9
Promedio Trimestre	0,5	0,5	0,0	0,2	0,0	0,1	5,3	29,7	36,2

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector refinería presentó un consumo promedio de gas natural de 130,4 GBTUD durante el período analizado (ver Figura 2-34). Esta cifra evidencia un consumo sin oscilaciones significativas a lo largo del trimestre. El consumo máximo de gas natural se registró el día 21 de septiembre de 2025, llegando a 150,7 GBTUD, mientras que el consumo mínimo se observó el 29 de noviembre, con 103,2 GBTUD.

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

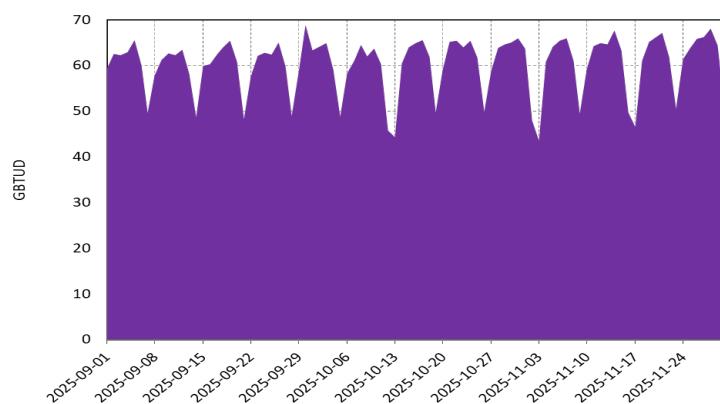


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Gas Natural Vehicular Comprimido (GNVC):

La Figura 2-35 ilustra el consumo de gas natural en el sector GNVC 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 2-36 Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.



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

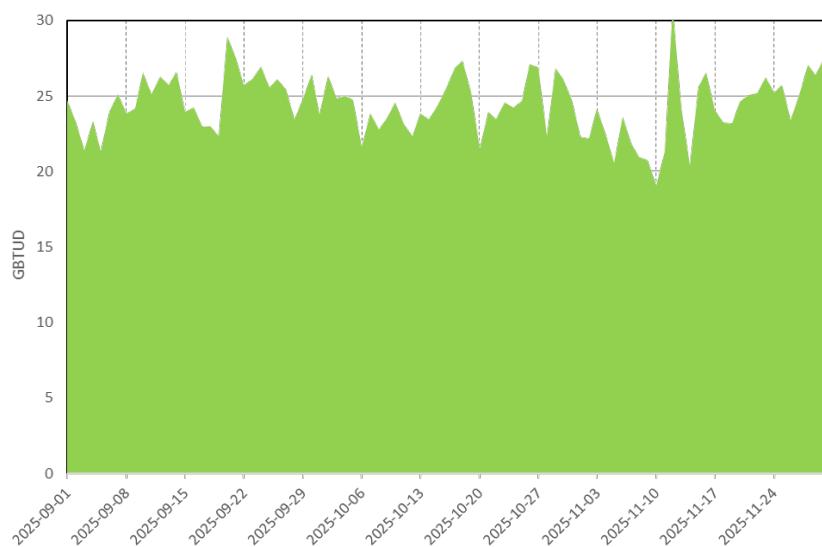
El consumo promedio de gas natural en el sector GNVC durante el trimestre fue de 60,4 GBTUD, 1,3% superior al mismo trimestre del año 2024. Este valor refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 68,8 GBTUD el 30 de septiembre y un consumo mínimo de 43,6 GBTUD el 3 de noviembre.

Petrolero:

El consumo promedio de gas natural en el sector petrolero durante el trimestre fue de 24,4 GBTUD, lo que refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 30,9 GBTUD el 12 de noviembre y un consumo mínimo de 19,1 GBTUD el 10 de noviembre.

La Figura 2-36 ilustra el consumo de gas natural en el sector petrolero durante el trimestre analizado. Allí se observa una tendencia estacionaria, es decir que a pesar de los picos y valles frecuentes el valor promedio se mantiene constante alrededor de la media de consumo.

Figura 2-37 Demanda diaria de gas sector Petrolero en el periodo de análisis.



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

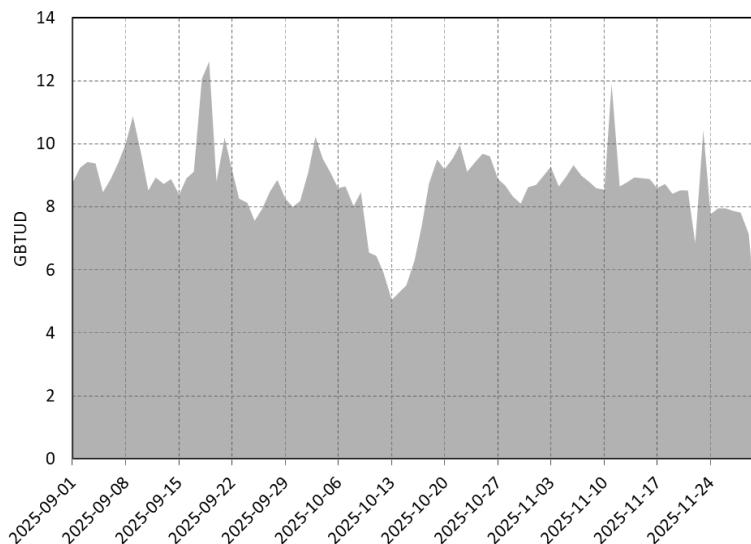


Petroquímica:

La Figura 2-37 ilustra el comportamiento del consumo de gas natural en el sector petroquímico durante el período analizado. Este sector registró un consumo medio trimestral de gas natural de 8,6 GBTUD durante el período analizado. A lo largo del trimestre se alcanzó un máximo de 12,6 GBTUD el 19 de septiembre y un mínimo de 4,7 GBTUD el 30 de noviembre.

La variabilidad del consumo de gas natural en este sector igualmente se observa constante alrededor del promedio de demanda. No obstante, se tienen picos notables puntuales y un valle significativo durante los días en que se ejecutó el mantenimiento de la planta de regasificación.

Figura 2-38 Demanda diaria de gas del sector petroquímico en el período de análisis.



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

Otros sectores:

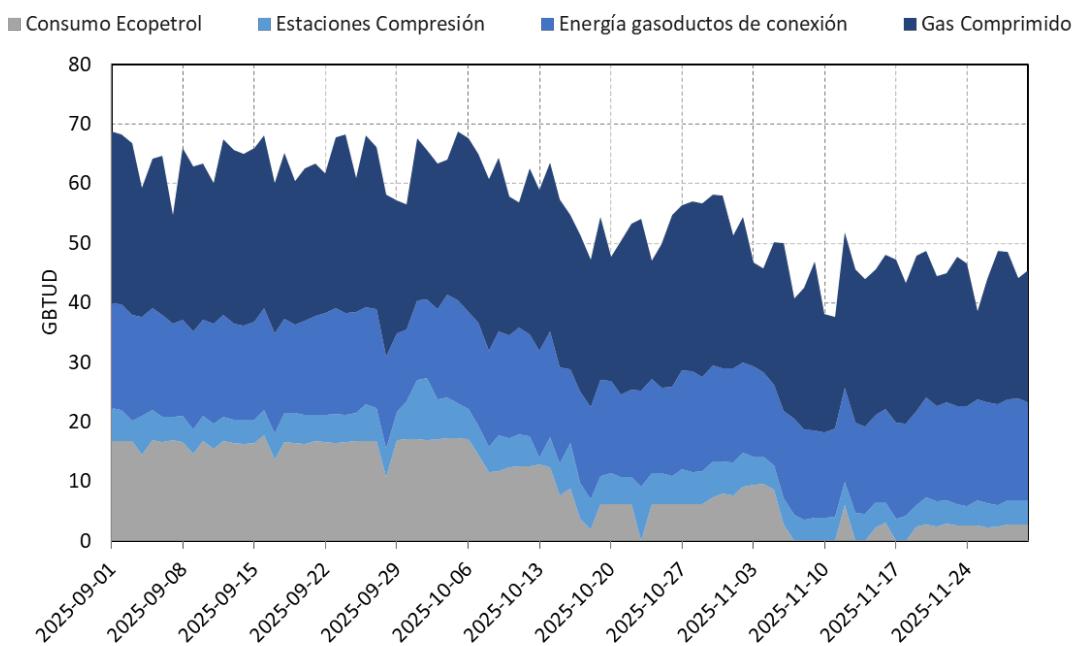
La Figura 2-38 muestra la demanda de gas natural de los sectores agrupados bajo la categoría "Otros sectores" durante el trimestre analizado. Esta categoría agrupa demanda asociada con: estaciones de compresión, consumos de Ecopetrol (incluye consumo para plantas Termo Ocoa y Termo Suria), demanda atendida por gasoductos de conexión y gas comprimido.

Los cuatro subsectores agrupados en "Otros sectores" presentaron un consumo agregado promedio de 55,8 GBTUD, demanda que es moderada, frente a otros sectores. La demanda máxima de 68,7 GBTUD ocurrió el 5 de octubre y el menor consumo fue de 37,6 GBTUD el 11 de noviembre.

De estos sectores, la demanda atendida por los consumos de energía entregada a GNC tuvo el mayor consumo del trimestre, con una media de 25,3 GBTUD, seguido de gasoductos de conexión con 16 GBTUD, Ecopetrol con 9,7 GBTUD y estaciones de compresión consumiendo 4,9 GBTUD.



Figura 2-39 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 2-39 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 2-40 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:

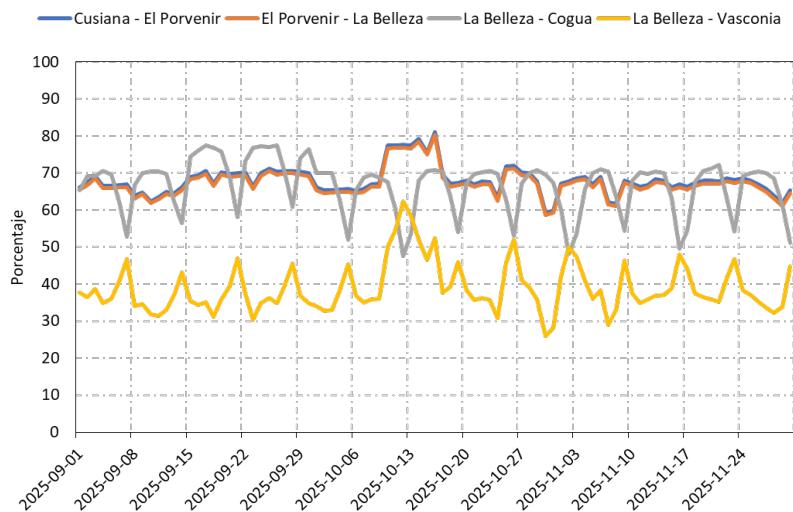
La Figura 2-40 ilustra los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan gas natural desde Cusiana hacia el interior del país durante el trimestre analizado. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización en cada tramo, 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 Regasificación del 10 al 14 de octubre.

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 2-41 Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.



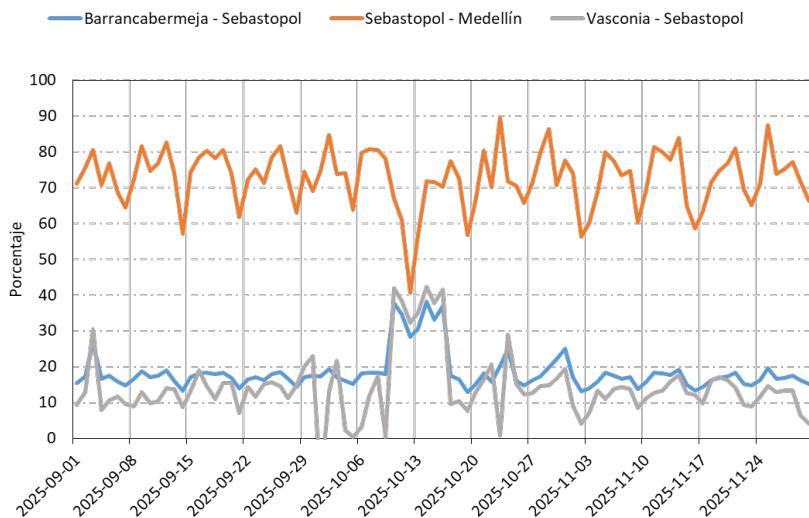
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Centro:

Así mismo, la Figura 2-41 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 ubican alrededor de 10,0% y 20,0% incrementándose durante el mantenimiento de la planta de regasificación en octubre.

Figura 2-42 Porcentaje de utilización gasoductos Centro.

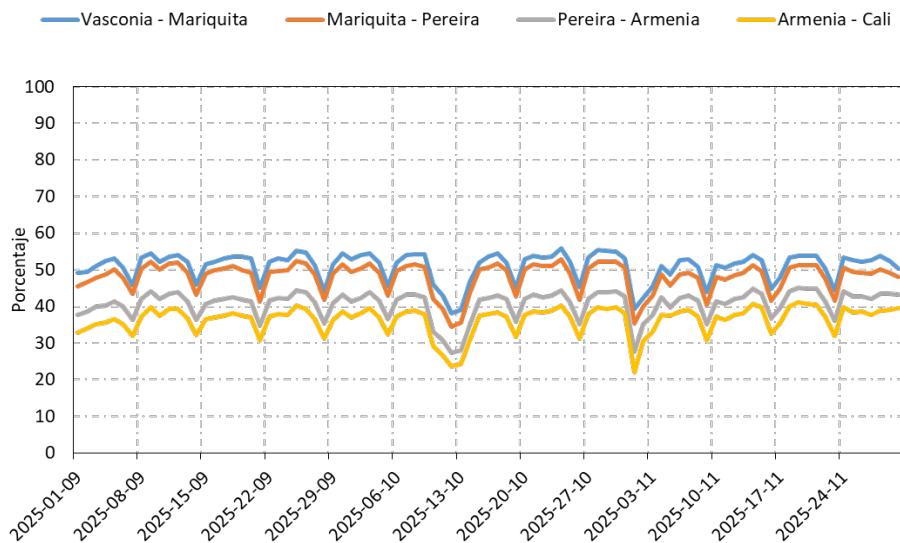


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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 2-42). El transporte al occidente del país también se vio afectado por el mantenimiento en la planta de Regasificación, donde su utilización cayó cerca al 20%.

Figura 2-43 Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.



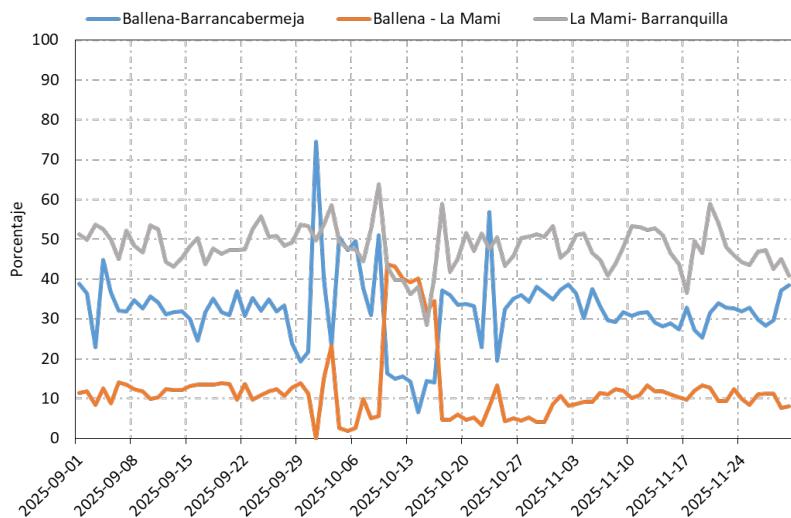
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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 2-43). 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. Se evidencia su afectación durante el mantenimiento de la planta de regasificación, dónde el uso del tramo Ballena - La Mami se incrementa y el de Ballena - Barrancabermeja se reduce.



Figura 2-44 Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.

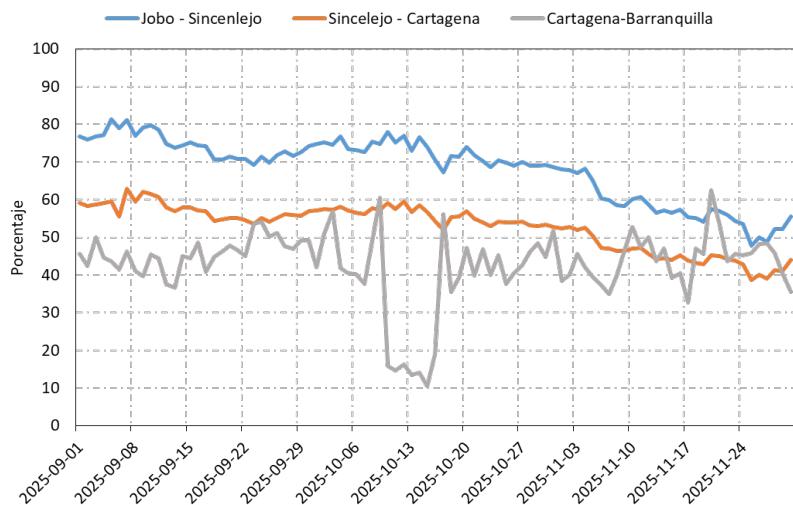


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Sur Costa:

En este sistema de ductos se consideran los segmentos Jobo – Sincelejo, Sincelejo – Cartagena y Cartagena – Barranquilla. La Figura 2-44 ilustra el porcentaje de utilización de los ductos antes mencionados. El primer tramo Jobo – Sincelejo registró un porcentaje de utilización medio superior entre 70,0% y 80,0% de su capacidad la mayor parte del periodo. 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% evidenciándose el mantenimiento de la planta de regasificación, donde su uso cayó sobre el 10%.

Figura 2-45 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

Durante el trimestre septiembre - noviembre 2025, la infraestructura de transporte de gas natural presentó una actividad relevante de mantenimientos ejecutados, con una concentración temporal significativa en el mes de noviembre y una recurrencia de intervenciones en tramos específicos de la red.

El análisis técnico evidencia que, si bien el sistema operó sin eventos críticos generalizados, un número reducido de mantenimientos concentró una proporción significativa de la indisponibilidad acumulada, lo que resalta la importancia de evaluar no solo el número de eventos, sino su duración, localización y simultaneidad, en coherencia con los criterios establecidos en el artículo 13 de la Resolución CREG 089 de 2013 y de conformidad con el protocolo operativo del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción, importación y transporte de Gas Natural definido a través de la Resolución CREG 147 de 2015.

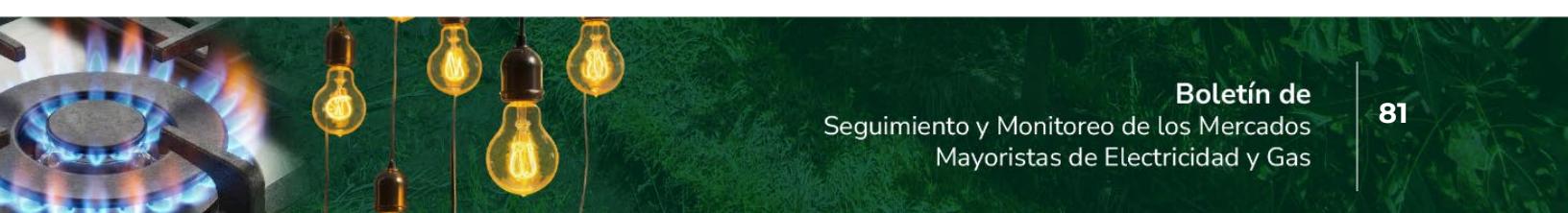


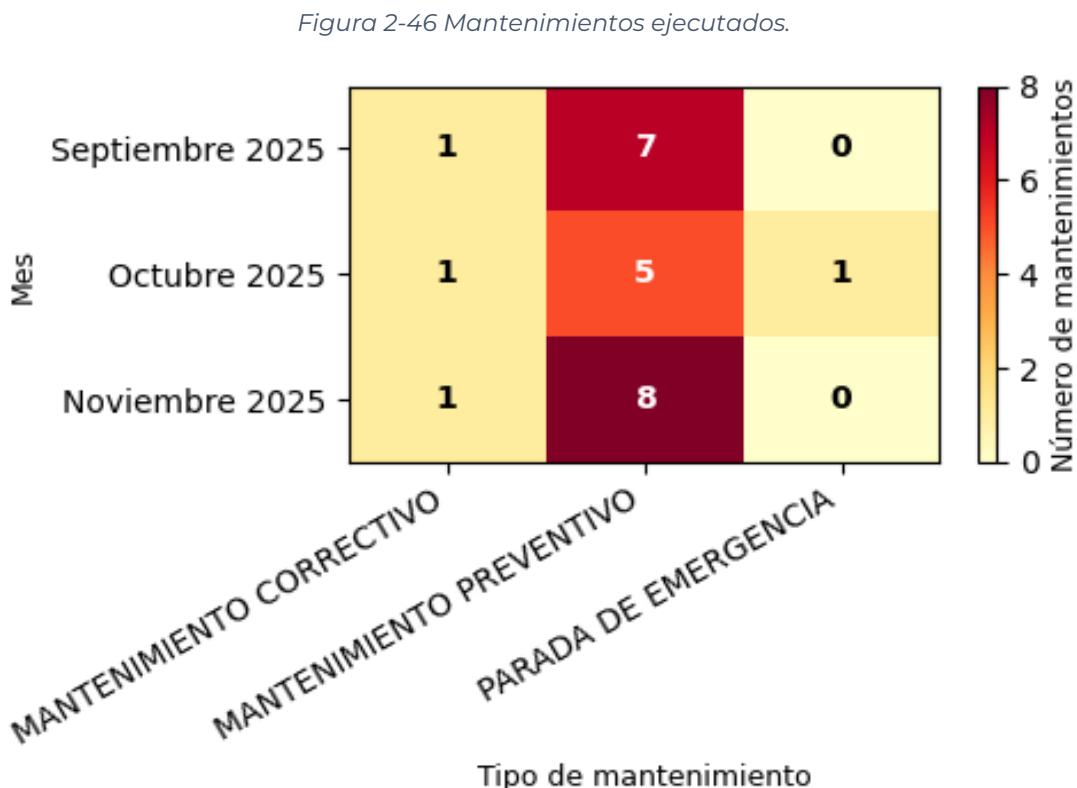
A continuación, en este apartado se presenta el análisis construido a partir de la información mensual de mantenimientos ejecutados y programados por los transportadores reportada al CNO-Gas, la misma incluye:

- Agente
- Campo producción sistema de transporte
- Tipo de mantenimiento
- Fechas programadas de inicio y fin
- Fechas reales de inicio y fin
- Capacidad restringida y disponible (MPCD)
- Descripción general

Visión general de mantenimientos en el trimestre:

Durante el periodo comprendido entre septiembre y noviembre de 2025 se efectuaron 23 mantenimientos, ejecutados de acuerdo con lo que se observa en la Figura 2-45.

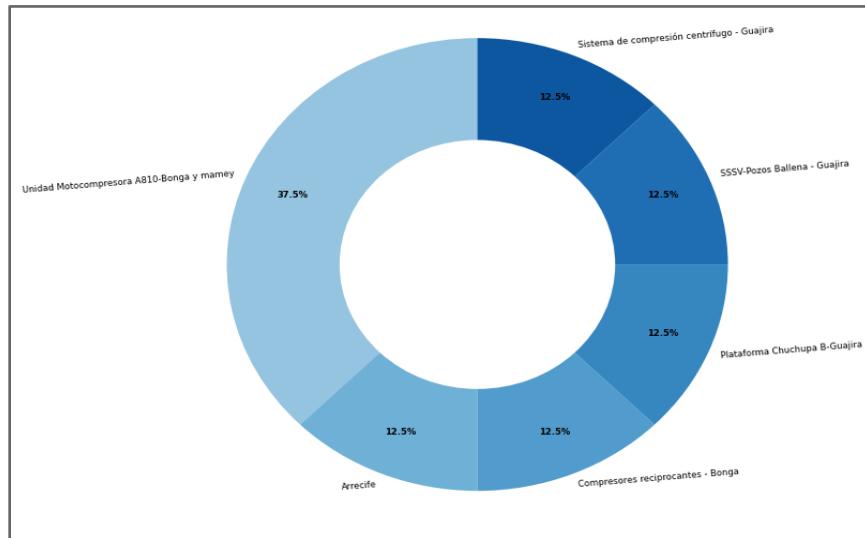




Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Estos eventos no se distribuyeron de manera homogénea en el tiempo ni en el SNT, sino que presentaron patrones claros de concentración, este comportamiento es consistente con dinámicas observadas en trimestres previos y constituyen un elemento central para el monitoreo continuo de la operación.

Figura 2-47 Mantenimientos ejecutados septiembre.

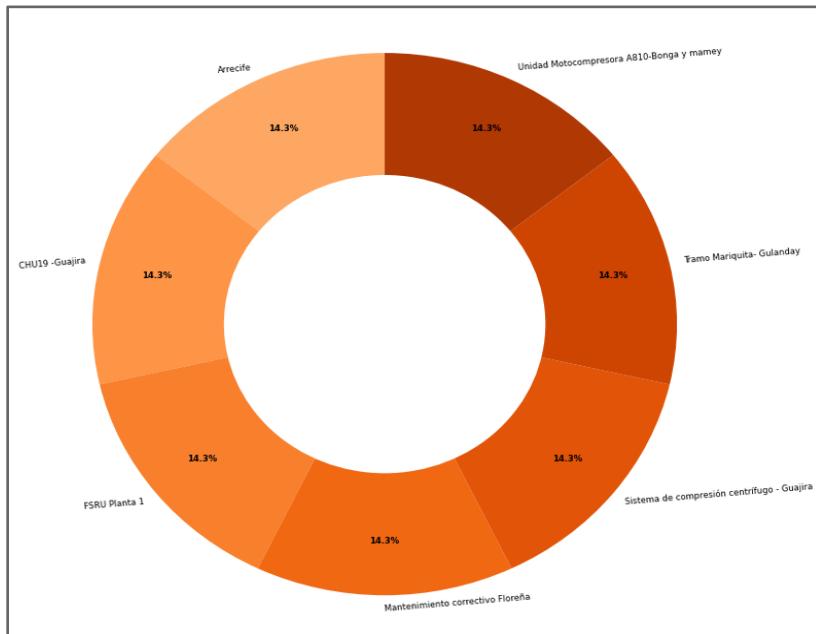


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

La desagregación mensual permite identificar que en septiembre el 87,5% corresponde a mantenimientos preventivos y el 12,5% a un mantenimiento correctivo.

Adicionalmente, se ejecutaron actividades recurrentes de mantenimiento sobre el *sistema de compresión Bonga -Mamey*, alcanzado un peso porcentual del 37,5% representando una fracción significativa de la indisponibilidad acumulada del trimestre.

Figura 2-48 Mantenimientos ejecutados octubre.



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

La distribución porcentual de los mantenimientos ejecutados en octubre de 2025 evidencia una alta atomización de las intervenciones, sin concentración significativa en un activo, tramo o instalación específica.

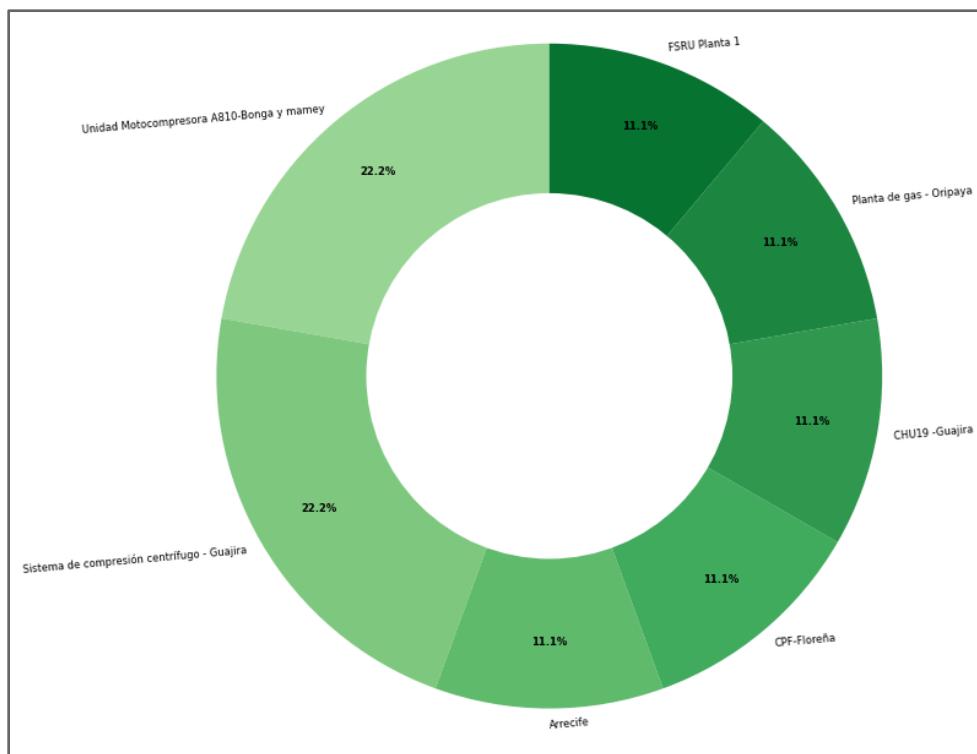
Cada uno de los eventos representa el 14,3 % del total, lo que indica que no se presentaron mantenimientos de carácter estructural o de gran magnitud que afectaran de manera dominante la operación del sistema.

Desde una perspectiva técnica y operativa, se identifica un evento relevante asociado a una parada de emergencia en el *sistema de compresión centrífugo Guajira*, el cual, por su naturaleza no programada, constituye un riesgo operativo puntual con potencial incidencia sobre la capacidad efectiva de transporte y la flexibilidad del sistema en el corto plazo. Este tipo de eventos, aun cuando sean aislados, revisten especial importancia en el análisis trimestral, dado que pueden generar indisponibilidades

instantáneas significativas y requerir maniobras operativas de mitigación para garantizar la continuidad del servicio.

Adicionalmente, se precisa que el único mantenimiento de carácter correctivo registrado durante el mes corresponde al tramo *Mariquita – Gualanday*, lo que refuerza la lectura de que los eventos correctivos no presentan un comportamiento recurrente ni concentrado en un mismo activo.

Figura 2-49 Mantenimientos ejecutados noviembre.



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

Noviembre concentró el mayor número de intervenciones del trimestre, con una clara predominancia de mantenimientos de carácter preventivo, los cuales representaron aproximadamente el 89 % del total de eventos.

Estas actividades se enfocaron principalmente en infraestructura asociada a campos de producción, lo que refleja una gestión operativa orientada a la preservación de la confiabilidad y disponibilidad de los activos críticos desde el origen de la cadena de suministro. En contraste, el 11 % restante de los mantenimientos correspondió a un único evento de carácter correctivo, asociado a un ramal o sistema de transporte que conecta la producción de Perenco con la red operada por Coinegas, específicamente en el activo *CPF-Floreña*.

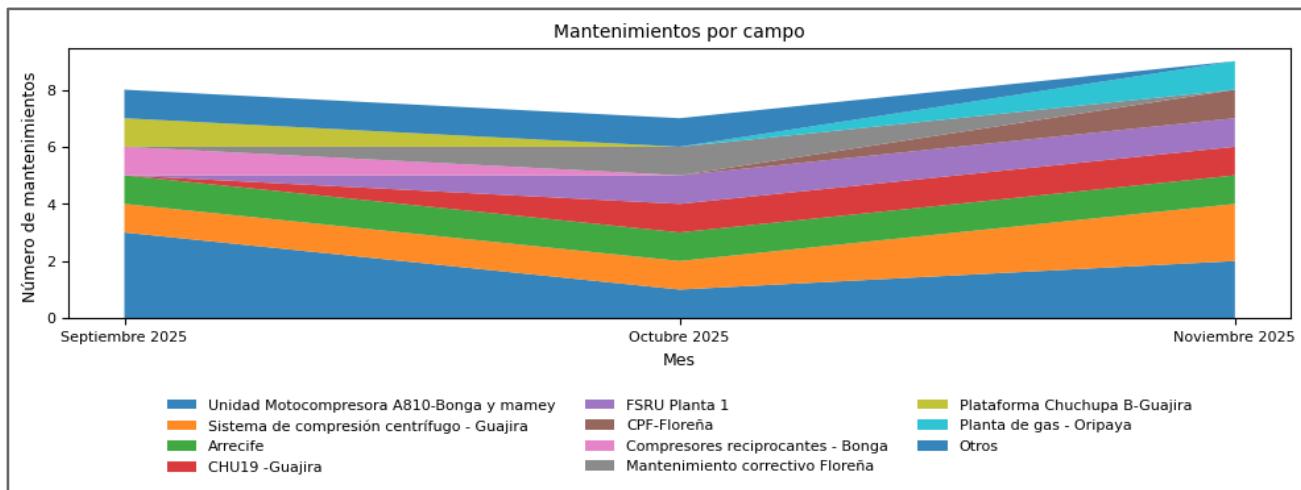
Adicionalmente, si bien se observa una mayor participación relativa de intervenciones en infraestructura de compresión y producción como la *Unidad Motocompresora A810-Bonga y Mamey* y el *sistema de compresión centrífugo Guajira*, estas corresponden a mantenimientos programados, lo que indica un manejo anticipativo del riesgo operativo, sin afectaciones significativas a la disponibilidad global del sistema durante el mes analizado.

Impacto operativo por campo:

El impacto operativo se mide en función de la capacidad restringida por campo, considerando tanto la cantidad de eventos como la magnitud de la restricción en MPCD.

La siguiente figura muestra el análisis agregado de los mantenimientos ejecutados por campo durante el periodo septiembre- noviembre 2025, evidenciando una dinámica operativa diferenciada por tipo de infraestructura, así como una evolución temporal clara en la intensidad de intervenciones de acuerdo con el número de eventos registrados.

Figura 2-50 Mantenimientos ejecutados por campo.



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

Dicho impacto se concentró principalmente en infraestructura de compresión, en particular en la Unidad Motocompresora A810–Bonga y Mamey y en el sistema de compresión centrífugo Guajira, activos que registran una participación recurrente y creciente de intervenciones a lo largo del trimestre. Este comportamiento es consistente con su carácter crítico para la estabilidad de presiones y la continuidad del transporte, y responde en gran medida a actividades de mantenimiento preventivo, sin evidencia de afectaciones estructurales a la disponibilidad del sistema.

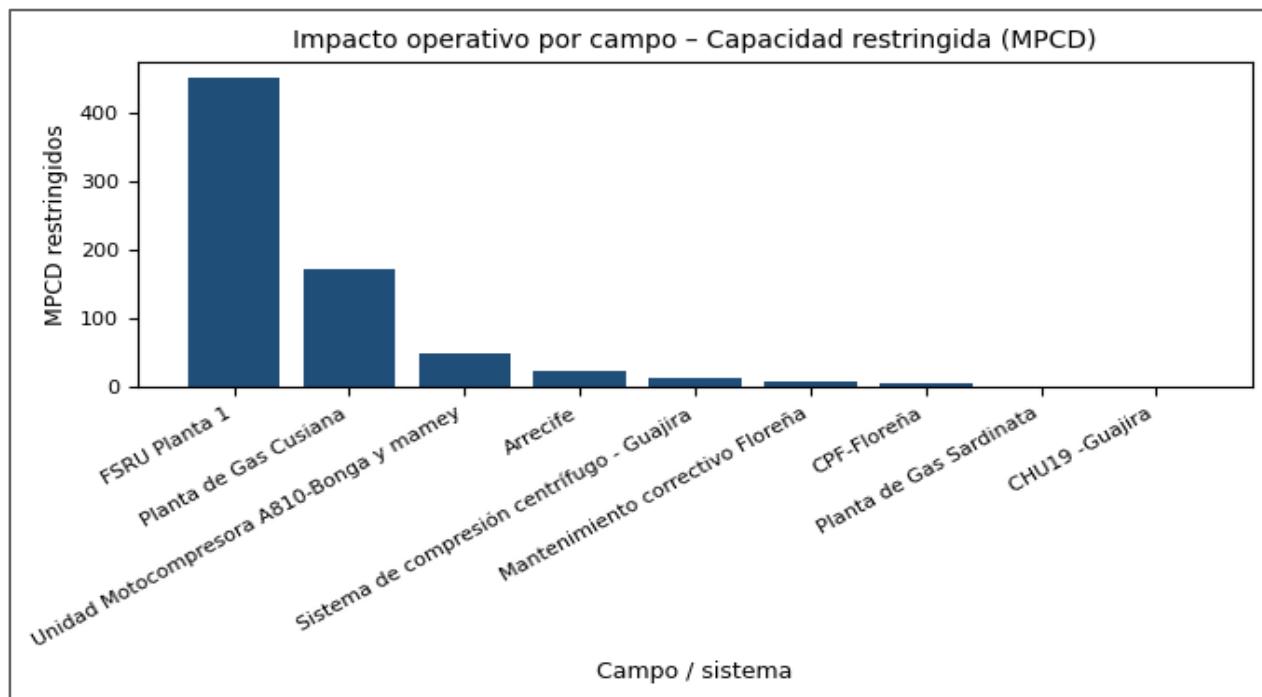
Campos como Arrecife y CHU 19 - Guajira presentan una contribución estable y moderada al total de mantenimientos, lo que sugiere un impacto limitado, gestionado dentro de esquemas de mantenimiento programado, sin generación de cuellos de botella operativos ni eventos de indisponibilidad relevantes.

Por su parte, activos de interfaz producción/transporte, como FSU Planta 1, Planta de gas/Oripaya y CPF-Floreña, muestran una menor frecuencia relativa de intervenciones; no obstante, su relevancia operativa es alta debido a su rol en la conexión entre oferta y red de transporte. En particular, los eventos correctivos asociados a estos activos se

mantienen como hechos puntuales, sin recurrencia, pero requieren seguimiento técnico específico por su potencial impacto localizado sobre la continuidad del flujo.

Por otra parte, el tipo de mantenimiento realizado (preventivo o correctivo) tiene un impacto directo en la capacidad restringida. En la figura 2-50 se muestra el impacto operativo por campo desde la perspectiva de la capacidad restringida.

Figura 2-51 Comportamiento capacidad restringida (MPCD).



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

La *FSRU Planta 1* concentra el mayor volumen de capacidad restringida del trimestre, superando ampliamente al resto de los campos analizados. Este comportamiento indica que las restricciones asociadas a este activo tienen un impacto operativo relevante y sistémico, dado su rol estratégico como punto de suministro e interfaz dentro del sistema. Las limitaciones en este nodo se traducen directamente en reducciones

significativas de la capacidad efectiva disponible, lo que incrementa la sensibilidad del sistema ante escenarios de alta demanda o baja flexibilidad operativa.

Por su parte, la *Planta de Gas Cusiana* presenta el segundo nivel de capacidad restringida, aunque a una distancia considerable respecto a la FSRU. Este nivel de restricción sugiere un impacto operativo moderado, asociado probablemente a restricciones puntuales o a ventanas de mantenimiento programado. Si bien no se configura un riesgo sistémico, este comportamiento requiere seguimiento operativo, dada la importancia del activo en el balance oferta–transporte.

La *Unidad Motocompresora A810–Bonga y Mamey* y el *sistema de compresión centrífugo Guajira* muestran niveles de restricción menores en términos absolutos, pero operativamente relevantes por su función en el sostenimiento de presiones y caudales. Las restricciones en estos sistemas tienden a generar impactos localizados, que pueden amplificarse si coinciden con condiciones de operación exigentes o con restricciones en otros nodos críticos.

Activos como *Arrecife*, *CPF-Floreña*, *Planta de Gas Sardinata* y *CHU 19–Guajira* presentan niveles bajos de capacidad restringida, lo que indica un impacto operativo limitado y controlado durante el trimestre. En el caso del mantenimiento correctivo asociado a *Floreña*, su contribución marginal a la restricción total confirma que se trató de un evento puntual, sin efectos acumulativos relevantes sobre la operación del sistema.

3. Contratación, intermediación y eficiencia en el mercado de gas natural en Colombia

En los últimos años, el mercado de gas natural en Colombia ha mostrado una serie de dinámicas comerciales y operativas que han influido de manera significativa en la formación de precios, la disponibilidad efectiva del recurso y la eficiencia en su asignación entre los diferentes segmentos de demanda. Dichos comportamientos no siempre se ajustan plenamente a los principios de eficiencia, libre competencia, transparencia y protección del usuario establecidos en la Ley y en el marco regulatorio sectorial, lo que ha puesto en evidencia la necesidad de revisar la arquitectura actual del mercado y fortalecer los instrumentos regulatorios y de supervisión.

Estas dinámicas, derivadas de la interacción entre los distintos segmentos —mercado primario, secundario y minorista— y de la participación de agentes con perfiles, incentivos y niveles de integración distintos, han revelado la persistencia de asimetrías de información, posiciones dominantes en la oferta primaria y oportunidades de arbitraje entre modalidades y etapas de comercialización. En este contexto, continúa siendo indispensable avanzar en el fortalecimiento de las reglas de operación y en el refinamiento de los mecanismos que soportan la trazabilidad, la transparencia y la simetría de información.

La estructura del mercado colombiano —caracterizada por la coexistencia de segmentos de transacción diferenciados, alta concentración en la oferta primaria, la presencia de agentes con integración vertical y el rol estratégico de comercializadores puros, de comercializadores-distribuidores, generadores térmicos y grandes consumidores— ha dado lugar a prácticas comerciales que, si bien se encuentran permitidas bajo la regulación vigente, generan resultados económicos que pueden afectar la competencia, debilitar la transparencia y distorsionar la señal de precios eficiente.



Estas prácticas incluyen la adquisición de volúmenes significativos de gas firme a precios competitivos en el mercado primario, seguida de la reventa de porciones de dichos volúmenes en los mercados secundarios y minoristas a precios sustancialmente superiores

En cuanto al transporte, la Resolución CREG 185 de 2020 definió el marco comercial aplicable a la contratación de capacidad en el mercado mayorista, con el propósito de garantizar una asignación transparente, ordenada y eficiente de la capacidad disponible primaria. Para ello, introdujo un esquema de subastas trimestrales, reglas uniformes de contratación y procedimientos específicos para la gestión de congestiones contractuales, además de protocolos orientados a responder ante eventos operativos y contingencias que puedan comprometer la continuidad y confiabilidad del servicio.

Esto constituyó una mejora sustancial en el acceso a la infraestructura, pero no resolvió por completo los riesgos derivados de las estrategias contractuales en los mercados de gas como producto.

Por su parte, la Resolución CREG 102- 015 de 2025 incorporó ajustes de carácter transitorio y operativo destinados a facilitar procesos de comercialización, reporte e intercambio de información. No obstante, mantuvo la posibilidad de que agentes con posiciones estratégicas participen simultáneamente como compradores y vendedores en diferentes segmentos sin límites explícitos a su exposición contractual neta.

Tampoco definió reglas diferenciadas para la comercialización del gas importado para el cumplimiento de obligaciones de energía firme (OEF) por parte de los generadores térmicos, ni estableció una separación clara entre el gas adquirido para la seguridad energética y el gas susceptible de ser utilizado como activo comercial.

Como resultado, se han observado comportamientos compatibles con la sobrecontratación de productos firmes, la acumulación contractual, la reventa sucesiva de volúmenes y la obtención de márgenes elevados no necesariamente originados en



eficiencias de mercado, sino en asimetrías de información, restricciones estructurales y vacíos regulatorios. La ausencia de límites explícitos a la sobrecontratación y la falta de correlación obligatoria entre volúmenes adquiridos y demanda física real facilitan prácticas que generan escasez contractual artificial y profundizan la brecha entre los precios del mercado primario y los valores observados en los mercados secundario y minorista.

La interacción entre las disposiciones evidencia que persisten vacíos normativos que permiten estrategias contractuales que distorsionan la competencia y afectan la eficiencia asignativa. Esto se refleja en señales de precio que no responden únicamente a los fundamentos de oferta y demanda, sino también a la capacidad de ciertos agentes para influir en la disponibilidad efectiva del gas, particularmente en escenarios de estrechez o alta incertidumbre.

En consecuencia, el mercado de gas natural opera actualmente en un entorno donde convergen fallas de competencia, incentivos a la especulación, información imperfecta y asimetrías regulatorias. Todo ello compromete el logro de los objetivos de eficiencia, bienestar del usuario y transparencia definidos por la regulación.

Este capítulo examina estas dinámicas, identifica posibles fallas o vacíos en el diseño institucional del mercado y plantea recomendaciones integrales orientadas a fortalecer la transparencia, corregir incentivos ineficientes y promover una mayor eficiencia, competencia y estabilidad en la comercialización del gas natural en Colombia.

3.1 Asimetrías competitivas

El análisis desarrollado se fundamenta en una revisión integral de la información transaccional, regulatoria y operativa del mercado de gas natural, con el objetivo de identificar patrones de comportamiento, posibles fallas estructurales y oportunidades de mejora. La metodología empleada combina herramientas cuantitativas y cualitativas, así como técnicas de análisis comparativo entre segmentos y productos, permitiendo



evaluar la coherencia entre los resultados observados en el mercado y los principios regulatorios de eficiencia, transparencia y competencia.

Para el análisis se utilizaron reportes proporcionados por el Gestor de Mercado y SUI de transacciones del mercado primario, secundario y minorista, incluyendo volúmenes, tipos de demanda, precios reportados y agentes involucrados. Igualmente, datos de consumo real promedio nacional desagregados por sector cuando fue necesario.

3.1.1 Caracterización de los tres segmentos del mercado

El mercado colombiano de gas natural se estructura en tres segmentos fundamentales —primario, secundario y minorista— que se articulan entre sí a través de diversas modalidades contractuales: firme, interrumpible, contingencia y opción de compra.

Para efectos del presente análisis, se profundiza en las modalidades firme e interrumpible, dado que concentran casi la totalidad de las transacciones y reflejan con mayor claridad los incentivos económicos, los riesgos de abastecimiento y los patrones competitivos del mercado.

Cada segmento exhibe dinámicas propias en términos de formación de precios, volúmenes transados, participación de agentes y estructura contractual, lo que permite identificar comportamientos diferenciados a lo largo de la cadena comercial. El estudio de estos elementos revela señales de eficiencia o ineficiencia, posibles fallas de mercado, y tendencias que inciden directamente en el funcionamiento competitivo y en la asignación efectiva del recurso.

Mercado primario:

El mercado primario de gas natural constituye el espacio inicial de comercialización, en el cual los productores nacionales y el importador de GNL venden por primera vez el gas a los distintos agentes demandantes, entre los que se encuentran comercializadores

puros, comercializadores-distribuidores, generadores térmicos y grandes consumidores industriales. Este segmento representa el punto de partida de la cadena comercial, por lo que desempeña un rol central en la formación de precios y en la generación de señales de disponibilidad del recurso para el resto del mercado.

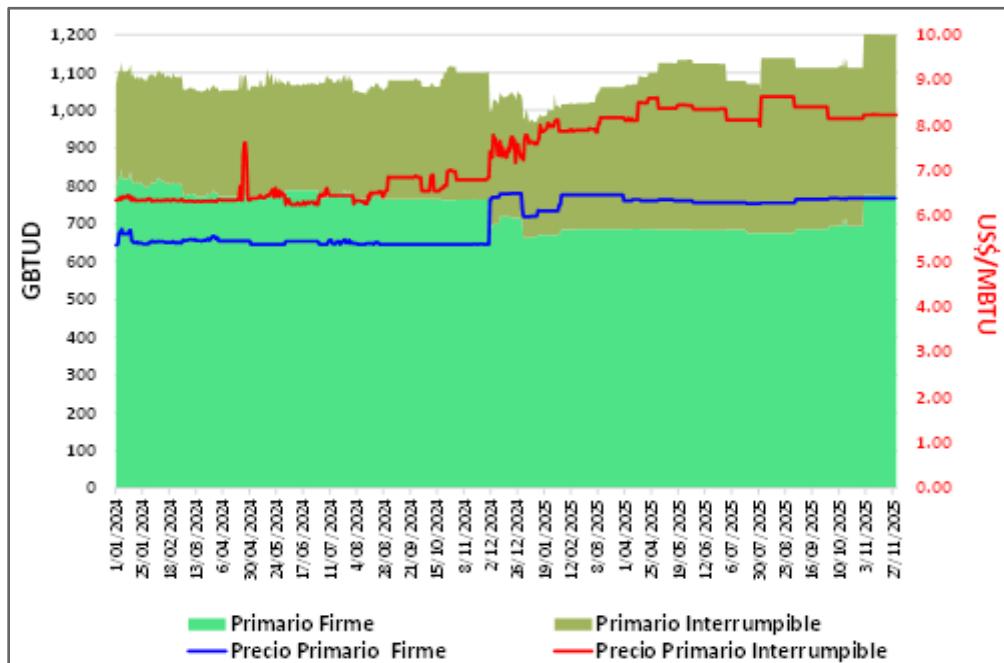
Una de las características estructurales más relevantes del mercado primario en Colombia es la alta concentración de la oferta. Un número reducido de productores, junto con un único importador de GNL, concentra la mayor parte de los volúmenes disponibles, configurando un oligopolio estrecho con capacidad de influir en las condiciones de comercialización y en la dinámica de precios. Este nivel de concentración tiende a intensificarse en períodos de restricciones en la oferta nacional o limitaciones en la disponibilidad de gas importado, lo que refuerza el poder de mercado de los oferentes. En contraste, la demanda primaria es amplia y atomizada, integrada por múltiples compradores con perfiles y necesidades heterogéneas.

La coexistencia de pocos oferentes y numerosos compradores genera una estructura marcadamente asimétrica, en la que los agentes demandantes enfrentan una posición de negociación desfavorable, particularmente en la contratación de productos firmes. Esta configuración propicia la aparición de precios relativamente rígidos, prácticas de asignación condicionadas y una creciente dependencia del gas importado en contextos de escasez.

Desde el punto de vista contractual, en el mercado primario predominan los contratos firmes, orientados a garantizar un abastecimiento continuo y confiable, mientras que los contratos interrumpibles cumplen un papel secundario como mecanismos de flexibilidad o cobertura frente a variaciones de la demanda. Si bien los precios en este segmento no están regulados y, en términos generales, se sitúan por debajo de los observados en los mercados secundario y minorista —en coherencia con su condición de origen del recurso—, esta situación también refleja los límites competitivos derivados de la estructura concentrada de la oferta.



Figura 3-1 Evolución de Transacciones y Precios Mercado Primario.



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

La Figura 3.1 presenta la evolución de los volúmenes transados y los precios en el mercado primario. Durante 2025, el volumen de gas contratado bajo la modalidad firme se mantiene relativamente estable, con valores promedio cercanos a 700 GBTUD, mientras que la modalidad interruptible exhibe un comportamiento más volátil y un incremento progresivo, alcanzando niveles cercanos a 400 GBTUD. La coexistencia de volúmenes elevados en ambas modalidades indica que el interruptible no se utiliza exclusivamente como un producto residual, sino como un instrumento comercial relevante dentro del mercado.

En materia de precios, el gas firme alcanza niveles cercanos a 7,5 US\$/MBTU, luego de un incremento significativo frente a los valores observados en 2024. Este comportamiento apunta a procesos de renegociación contractual o cambios en las condiciones estructurales de oferta, más que a fluctuaciones de corto plazo en la demanda.

Por su parte, el precio del gas interruptible se mantiene de forma consistente por encima del firme durante todo el período analizado, alcanzando valores cercanos a 9,5 US\$/MBTU, con episodios de elevada volatilidad. La prima que se paga en la modalidad interruptible frente al firme contradice su naturaleza teórica como producto residual y refleja condiciones de escasez contractual o presiones estratégicas en el mercado.

Cabe resaltar que el incremento de precios, particularmente en la porción interruptible, no se encuentra acompañado de una reducción significativa de los volúmenes transados. Este comportamiento sugiere que la presión al alza en los precios podría no estar asociada exclusivamente a una restricción inmediata en la disponibilidad del gas, sino también a factores como expectativas de mercado, percepción de riesgos y estrategias contractuales.

La estructura descrita genera incentivos claros para que los agentes adquieran gas firme a precios relativamente bajos y estables en el mercado primario, con el fin de retenerlo o revenderlo en segmentos posteriores a precios más elevados, o bien utilizar el producto interruptible como un mecanismo de captura de rentas en escenarios de tensión.

En conjunto, la evolución del mercado primario no transmite señales proporcionales de escasez física frente al aumento de precios, lo que debilita la eficiencia del mecanismo de formación de precios. La coexistencia de altos volúmenes firmes con precios crecientes refuerza la hipótesis de sobrecontratación y acaparamiento contractual, mientras que el diferencial persistente entre las modalidades firme e interruptible evidencia una segmentación estratégica del mercado, más que una diferenciación sustentada en costos.

El contraste entre una oferta altamente concentrada, volúmenes firmes estables y precios relativamente contenidos, frente a volúmenes interruptibles crecientes, más costosos y volátiles, crea un entorno propicio para el arbitraje, la reventa y la acumulación contractual, afectando la eficiencia asignativa del mercado y trasladando



presiones de precio hacia los mercados secundario y minorista, en particular al segmento no regulado.

Mercado Secundario:

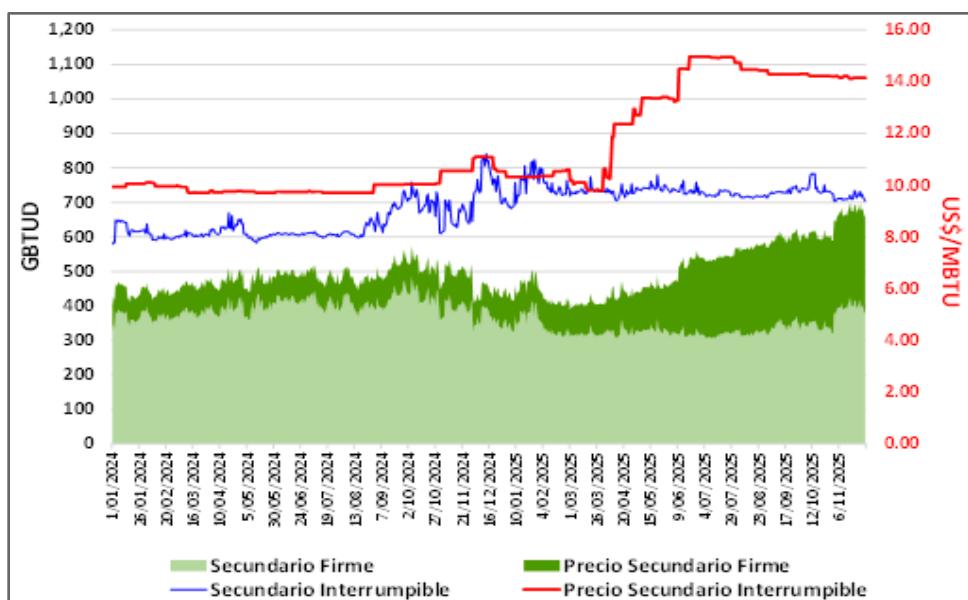
El mercado secundario de gas natural corresponde al espacio de transacción en el cual los agentes intercambian volúmenes de gas y/o derechos contractuales previamente adquiridos, a través de operaciones como reventas, cesiones, reasignaciones o swaps, antes de que el gas sea entregado al usuario final. A diferencia del mercado primario, en este segmento no se incorpora nueva oferta física, sino que se redistribuye el gas ya contratado, permitiendo a los agentes ajustar sus posiciones contractuales frente a excedentes o déficits temporales. Este mercado se caracteriza, además, por una alta dinámica transaccional.

Desde el diseño regulatorio, la función teórica del mercado secundario es mejorar la eficiencia en la asignación del recurso, facilitar el ajuste de posiciones en casos de sobrecontratación, reducir riesgos de desabastecimiento puntual y otorgar mayor flexibilidad al sistema frente a variaciones en la demanda. No obstante, su funcionamiento efectivo depende de las condiciones estructurales del mercado y de los incentivos regulatorios vigentes. La Figura 3.2 presenta la evolución de los volúmenes y precios en el mercado secundario durante 2025.

En este segmento participan comercializadores puros, comercializadores-distribuidores, generadores térmicos y grandes consumidores industriales, quienes pueden actuar simultáneamente como compradores y vendedores, dependiendo de su posición contractual neta. Los precios se determinan libremente mediante negociación bilateral y, de forma consistente, se ubican por encima de los precios observados en el mercado primario.

En la modalidad firme, el volumen transado se sitúa en promedio alrededor de 340 GBTUD, con un leve incremento en el segundo semestre del año. Este comportamiento no está acompañado de un crecimiento equivalente del consumo real, lo que sugiere que una proporción significativa de estos volúmenes corresponde a reventas de contratos firmes adquiridos previamente en el mercado primario, confirmando que el gas no fluye de manera directa del productor al consumidor final, sino que atraviesa múltiples instancias de intermediación.

Figura 3-2 Evolución de Transacciones y Precios Mercado Secundario.



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

Por su parte, el volumen transado bajo la modalidad interruptible exhibe una mayor volatilidad, con un crecimiento sostenido durante el segundo semestre, hasta alcanzar niveles cercanos a 280 GBTUD. Este patrón indica que el interruptible se utiliza activamente como un producto de ajuste y arbitraje, más que como una modalidad residual asociada únicamente a excedentes físicos.

En términos de precios, el gas firme en el mercado secundario se mantiene de forma sistemática por encima del precio primario, alcanzando durante 2025 valores entre 9,5 y

10 US\$/MBTU, lo que consolida un diferencial estructural frente al mercado de origen. Este sobreprecio sugiere la existencia de rentas de intermediación, derivadas de la reventa de contratos firmes originalmente adquiridos a costos más bajos.

El precio del gas interruptible presenta la mayor volatilidad del sistema, con incrementos pronunciados a partir del segundo trimestre de 2025 que no se explican por una reducción proporcional de los volúmenes transados. En los períodos de mayor tensión, el precio alcanza niveles cercanos a 14,9 US\$/MBTU, estabilizándose posteriormente alrededor de 14 US\$/MBTU, lo que apunta a la presencia de poder de mercado y estrategias de retención contractual.

Cabe destacar que el volumen total transado en el mercado secundario representa más de la mitad del consumo promedio real, y que posteriormente se registran transacciones adicionales en el mercado minorista por cerca de 428 GBTUD. Esta secuencia evidencia la reventa sucesiva de contratos, el uso del mercado secundario como mecanismo de acaparamiento temporal y un incremento artificial de la actividad transaccional sin respaldo físico equivalente.

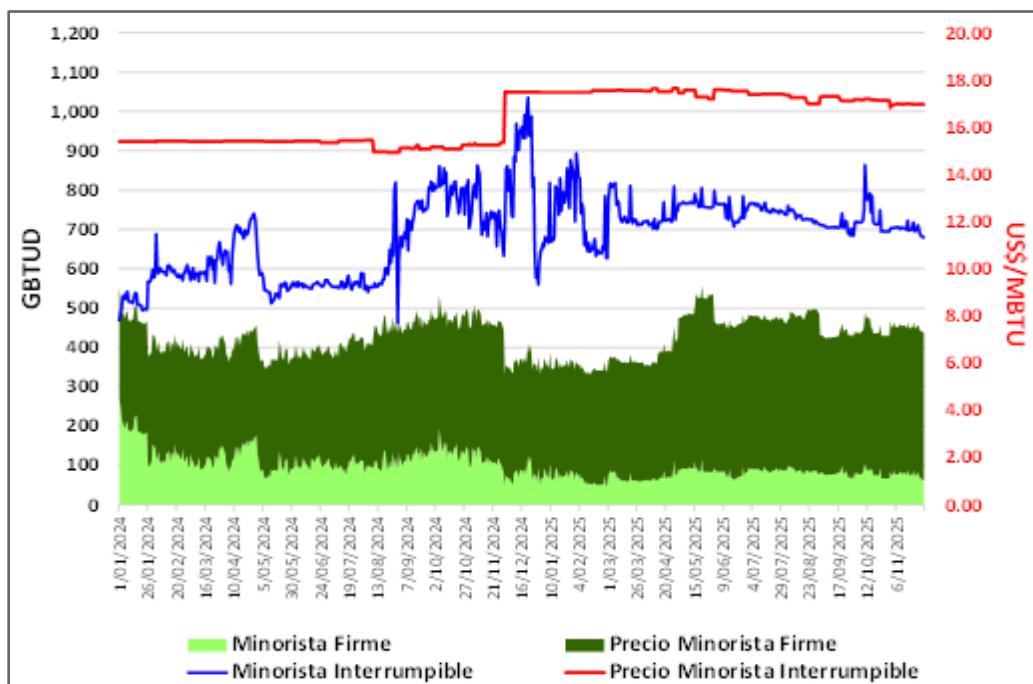
En síntesis, el mercado secundario parece haberse consolidado como un espacio central de formación de precios, con una influencia creciente incluso superior a la del mercado primario. La combinación de altos volúmenes transados, precios elevados y rotación contractual excesiva sugiere la existencia de fallas estructurales en la comercialización del gas natural, particularmente asociadas a la reventa sistemática de contratos firmes y a la captura de rentas por intermediación. Estos resultados refuerzan la necesidad de mejorar la trazabilidad contractual y de revisar los incentivos regulatorios que actualmente permiten la acumulación y reventa recurrente de gas firme.

Mercado Minorista:

Es el segmento de la cadena de comercialización en el cual el gas natural es vendido al usuario final, ya sea regulado o no regulado, por parte de agentes comercializadores que previamente adquirieron el gas en el mercado primario o secundario. En este segmento se concreta la entrega física del gas y se materializa el precio final pagado por el consumidor.

A diferencia de los mercados primario y secundario, el mercado minorista no redistribuye contratos entre agentes, sino que vincula directamente el suministro de gas con la demanda efectiva de los usuarios finales. Este mercado refleja de manera directa los efectos de la estructura y dinámica de los mercados mayoristas, actuando como receptor de las señales de precio y de las posibles distorsiones generadas en los mercados primario y secundario. Ver figura 3.3

Figura 3-3 Evolución de Transacciones y Precios Mercado Minorista.



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

El volumen de gas firme comercializado en el mercado minorista se mantiene relativamente estable, con valores que oscilan entre 70 y 100 GBTUD y su baja participación en este segmento contrasta con los altos volúmenes firmes contratados en los mercados primario y secundario. Esto supone que una parte importante del gas firme no se destina directamente al consumo final, sino que es retenida o revendida previamente, pues existe una desconexión entre la contratación firme aguas arriba y su entrega efectiva al usuario final.

El volumen interruptible es significativamente mayor que el firme, situándose en niveles que oscilan entre los 280-440 GBTUD, con alta volatilidad y se convierte en el principal vehículo de suministro para el mercado no regulado.

El precio del gas firme minorista se ubica entre 10,2 y 14.6 US\$/MBTU, con variaciones moderadas, pero su relativa estabilidad contrasta con su escasa disponibilidad en volumen, lo que sugiere un producto selectivo y restringido. Mientras que el precio del gas interruptible es persistentemente elevado, situándose entre 15 y 18 US\$/MBTU y su incremento en 2025, no está acompañado por una reducción sostenida de volúmenes, lo que indica que no responde a escasez física inmediata.

El mercado minorista recibe precios que no reflejan el costo de adquisición original del gas, incorporan márgenes derivados de múltiples reventas y transmiten señales de escasez. Además, se observa una segmentación estratégica del mercado, dado que el gas firme, más barato, permanece en el mercado mayorista y el gas interruptible, más caro, se dirige al consumo final, con lo cual se contradice el objetivo regulatorio de asignar el gas firme a quienes requieren mayor seguridad de suministro.

Así la estructura observada incentiva a los agentes a contratar gas firme aguas arriba y retenerlo para revenderlo cuando el mercado minorista enfrenta mayor urgencia, liberándolo principalmente en modalidad interruptible y a precios elevados. Los

usuarios no regulados enfrentan precios más altos y volátiles y absorben las distorsiones generadas en los mercados primario y secundario.

Por tanto, el mercado minorista no es un espacio de competencia eficiente, sino el receptor final de las distorsiones acumuladas en los mercados mayoristas. La combinación de alta dependencia del interrumpible, precios persistentemente elevados y volatilidad sin respaldo físico evidencia fallas en la estructura de comercialización del gas natural en Colombia.

Caracterización integrada de la comercialización:

El análisis conjunto del comportamiento de los tres segmentos de mercado permite identificar una cadena de ineficiencias sistémicas en la comercialización, en donde las decisiones contractuales adoptadas aguas arriba se amplifican a lo largo de los distintos segmentos, hasta materializarse en precios elevados, alta volatilidad y asignación ineficiente del recurso en el mercado final.

El mercado primario de gas tiene un problema de fondo: pocos productores controlan la oferta, mientras que los compradores (comercializadoras, comercializadores distribuidores, plantas térmicas y usuarios no regulados) son muchos y están dispersos. Esta desigualdad estructural les da a los vendedores un gran poder para fijar precios y condiciones.

Aquí, la mayor parte del gas se contrata bajo la modalidad "firme", pero los agentes no lo usan esencialmente para asegurar su consumo real, sino como una herramienta financiera y de posición estratégica en el mercado. Esto lleva a una sobrecontratación estructural, ya que no hay límites efectivos que vinculen lo contratado con la demanda real.

El resultado es una distorsión clave: el gas firme, creado por la regulación para garantizar el suministro, se ha convertido en un activo comercial que se compra y se revende, desvirtuando su propósito original.

Por su parte el mercado secundario espacio donde se hacen realidad los efectos del mercado primario, no se añade nuevo gas; solo se redistribuye el ya contratado, mediante reventas y cesiones entre agentes. Durante 2025, el volumen de gas firme negociado en este mercado ha sido alto y constante, sin que el consumo real haya crecido en la misma medida. Esto confirma que una parte importante del gas se compra y vende varias veces entre intermediarios antes de llegar al consumidor final.

Los precios aquí son sistemáticamente más altos que en el mercado primario. Esta brecha no se debe a mayores costos, sino a los márgenes de intermediación. Además, el producto interrumpible muestra una alta volatilidad de precios que, unida a volúmenes estables, sugiere que algunos agentes retienen gas para ejercer poder de mercado en épocas de escasez.

En resumen, el mercado secundario ha dejado de ser un simple mecanismo de ajuste para convertirse en el principal espacio de formación de precios, amplificando así los problemas que se originan en el mercado primario.

En el mercado minorista, última etapa de la cadena, el gas llega finalmente al usuario y es en esta porción del mercado que termina pagando por todas las ineficiencias acumuladas en el mercado mayorista. Poco gas firme llega al consumidor final, pues la mayor parte del suministro se hace con gas interrumpible, incluso para cubrir el consumo básico. Esto revela que el gas firme contratado no fluye directamente, sino que es retenido o liberado de forma estratégica por los intermediarios.

Los precios minoristas son sistemáticamente altos, especialmente para gas interrumpible, sin que ello muchas veces refleje una escasez física real, sino que incorporan márgenes de todas las reventas y operaciones especulativas ocurridas aguas



arriba. El resultado es que el riesgo y la volatilidad del sistema terminan trasladándose casi por completo al usuario final.

En síntesis, la evidencia muestra una desconexión fundamental en el mercado, dado que lo que se contrata no se consume y el gas firme ha dejado de ser un seguro de suministro para convertirse en un activo financiero, usado para generar ganancias por reventas. Esta dinámica deja al consumidor final con precios elevados y expuesto a todo el riesgo del sistema, lo que sugiere revisión normativa urgente enfocadas en: garantizar la trazabilidad del gas, alinear los contratos con el consumo real y limitar las prácticas de acaparamiento y reventa especulativa.

3.1.2 Participación de los agentes en el proceso de comercialización

La interacción de los diversos tipos de agentes con roles diferenciados a lo largo de los tres segmentos de mercado, incluyendo productores e importadores, comercializadores puros, comercializadores-distribuidores, generadores térmicos, usuarios finales, participan de manera simultánea y, en muchos casos, cambiante como compradores y vendedores, configura una red compleja de transacciones contractuales.

El análisis de la participación de estos agentes resulta fundamental para comprender cómo se distribuyen los volúmenes, se forman los precios y se transmiten las señales de escasez y eficiencia, así como para identificar posibles incentivos a la sobrecontratación, la intermediación excesiva y captura de rentas a lo largo de toda la cadena.

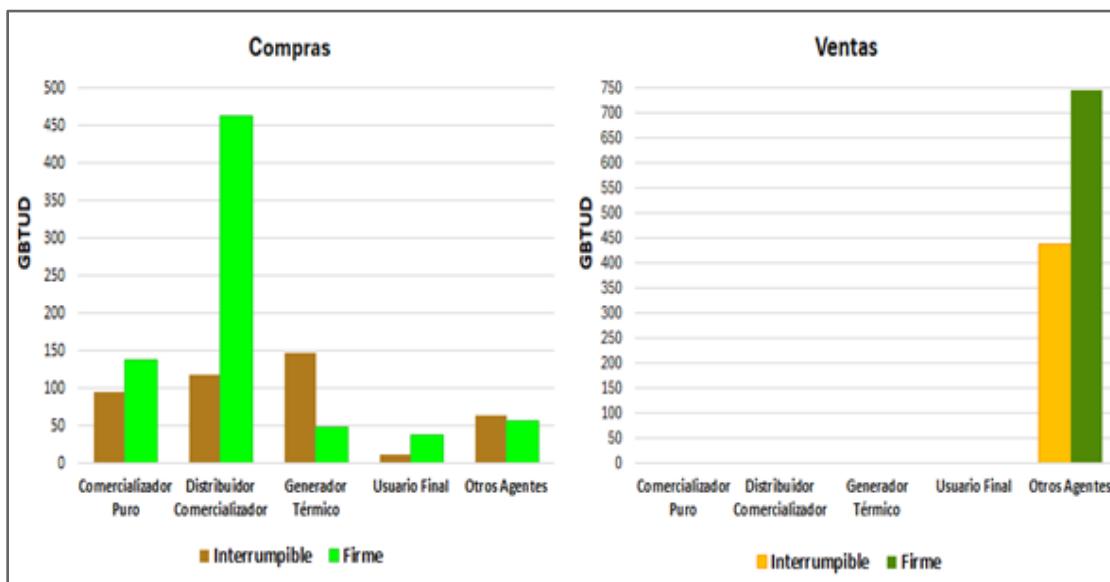
Dinámica comercial de los agentes participantes en el mercado primario:

En este segmento, la participación de los diferentes agentes compradores refleja tanto necesidades operativas de abastecimiento como estrategias de aseguramiento contractual y posicionamiento comercial. El análisis desagregado de la contribución de



comercializadores puros, comercializadores-distribuidores, generadores térmicos, usuarios finales y otros agentes en los cuales se incluye los productores e importadores, evalúa la eficiencia y el grado de competencia del proceso de comercialización. La Figura 3-4 registra el volumen promedio transado tanto en compra como en venta en el periodo enero-noviembre de 2025.

Figura 3-4 Compras y Ventas por Tipo de Agente - Mercado Primario.



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

Durante el período analizado, el volumen total transado en el mercado primario asciende a 1.184,21 GBTUD, de los cuales 745,83 GBTUD corresponden a contratos firmes y 438,38 GBTUD a contratos interrumpibles; nivel de contratación que excede de manera significativa el consumo físico promedio del sistema, estimado en 971 GBTUD, lo que confirma la existencia de una brecha estructural entre volúmenes contratados y demanda real, consistente con un proceso de sobrecontratación generalizada.

Los comercializadores puros presentan una participación relevante en el mercado primario, concentrando el 18,59% de las compras firmes y el 21,62% de las interrumpibles.



Dado que estos agentes no cuentan con demanda propia, este patrón de contratación revela un rol predominantemente intermediador.

La combinación de adquisiciones firmes a precios relativamente bajos y una participación significativa en interruptible sugiere estrategias orientadas a la flexibilidad contractual, la retención de volúmenes y la reventa posterior, más que al abastecimiento directo. Estas prácticas incrementan la rotación contractual sin respaldo en consumo físico y contribuyen a la escasez contractual observada en los mercados secundario y minorista, debilitando la función del mercado primario como mecanismo eficiente de asignación del recurso.

Los comercializadores-distribuidores concentran la mayor proporción de las compras firmes, con el 62,14%, mientras que en la modalidad interruptible alcanzan el 27%. Esta estructura responde a su obligación de garantizar la continuidad del suministro a usuarios regulados; sin embargo, la magnitud de los volúmenes firmes contratados sugiere la presencia de estrategias de posicionamiento contractual excedentario, especialmente en un contexto de demanda relativamente estable.

Parte de estos volúmenes podría no destinarse directamente al consumo final, sino canalizarse hacia mercados posteriores, contribuyendo a la dinámica de reventa y a la presión alcista sobre los precios. La participación simultánea en ambas modalidades indica, además, un aprovechamiento de oportunidades de arbitraje que complejizan el flujo contractual del gas.

Por su parte, los generadores térmicos concentran el 33,85% de las compras interruptibles y apenas el 6,53% de las firmes, lo que refleja una estructura de contratación altamente asimétrica. Si bien esta configuración se explica en parte por el carácter estacional y contingente de la generación térmica, también puede evidenciar limitaciones de acceso al gas firme en condiciones competitivas.

La elevada dependencia del interruptible expone a estos agentes a mayor volatilidad de precios y refuerza la presión sobre esta modalidad contractual, que deja de cumplir un rol residual. Asimismo, la necesidad de abastecerse en mercados secundarios y minoristas, donde los precios incorporan primas de intermediación, incrementa los costos de generación y amplifica los impactos económicos sobre el sistema eléctrico.

Los usuarios finales y no regulados tienen una participación marginal en el mercado primario, con el 5,13% de las compras firmes y el 2,56% de las interruptibles, lo que muestra restricciones de acceso a la contratación inicial del recurso. Esta dificultad los desplaza hacia mercados posteriores, donde enfrentan precios más elevados y mayores niveles de incertidumbre. El grupo de otros agentes concentra el 14,85% de las compras interruptibles y el 7,62% de las firmes, actuando como participantes residuales que, en algunos casos, también pueden desempeñar funciones de intermediación.

En conjunto, la distribución de la contratación en el mercado primario revela una asimetría estructural entre agentes con alta capacidad de aseguramiento contractual y aquellos con acceso limitado al recurso. Esta configuración favorece la acumulación de contratos firmes, la intermediación sucesiva y la formación de precios desvinculada de la escasez física real. En consecuencia, el mercado primario no está cumpliendo plenamente su función de asignar el gas hacia el consumo final de manera eficiente, sino que se consolida como el punto de origen de dinámicas especulativas que se amplifican a lo largo de la cadena de comercialización.

La totalidad de las ventas de gas natural en el mercado primario (1.184,21 GBTUD, de los cuales 745,83 GBTUD corresponden a contratos firmes y 438,38 GBTUD a contratos interruptibles) se concentra en el grupo clasificado como otros agentes, mientras que las demás categorías no participan como oferentes en este segmento. Esta concentración del 100% de la oferta en un único grupo confirma la existencia de una estructura altamente concentrada, consistente con un oligopolio estrecho en la etapa inicial de comercialización.



Esta configuración reduce de manera significativa la presión competitiva entre oferentes y otorga a dichos agentes un elevado poder de mercado, particularmente en contextos de restricciones de oferta interna o mayor dependencia del gas importado. La ausencia de oferentes alternativos limita la capacidad de sustitución y disciplina competitiva, lo que se traduce en una mayor rigidez del lado de la oferta y en precios menos sensibles a variaciones de corto plazo en la demanda.

En este entorno, los compradores enfrentan una posición negociadora debilitada, lo que facilita la imposición de condiciones contractuales rígidas, esquemas de asignación condicionada y niveles de precios que no reflejan plenamente los costos marginales ni la escasez física efectiva. Estas circunstancias incentivan a los agentes con mayor capacidad financiera y estratégica a asegurar volúmenes significativos de gas firme de manera preventiva, incluso por encima de sus necesidades reales de consumo, reforzando así la dinámica de contratación excedentaria.

La combinación de una oferta concentrada, precios primarios relativamente más bajos y la ausencia de límites efectivos a la acumulación contractual genera incentivos para la adquisición de gas con fines distintos al consumo directo. Parte de estos volúmenes es posteriormente canalizada hacia los mercados secundario y minorista, donde los precios incorporan primas de intermediación y reflejan una escasez contractual de carácter artificial. De este modo, el mercado primario se consolida como el punto de origen de la cadena de intermediación, mientras que la formación de precios finales se desplaza hacia segmentos posteriores, menos transparentes y con mayores asimetrías de información.

En conjunto, la estructura de ventas observada debilita el rol del mercado primario como mecanismo eficiente de asignación del gas natural. La elevada concentración de la oferta y la falta de una correspondencia estricta entre contratación y consumo físico distorsionan las señales de disponibilidad y generan presiones de precio que terminan afectando de manera desproporcionada a los consumidores finales y a los generadores térmicos.



Dinámica comercial de los agentes participantes en el mercado secundario:

El análisis del comportamiento comercial de los agentes en el mercado secundario es fundamental para entender cómo la acumulación de contratos firmes, las asimetrías de información y los incentivos regulatorios se materializan en altos niveles de transacción, márgenes de intermediación significativos y presiones de precio que no reflejan directamente la escasez física del recurso.

En la práctica, este segmento se ha consolidado como un espacio de múltiples negociaciones contractuales, en el que los mismos volúmenes de gas son negociados de manera reiterada entre agentes sin una correspondencia equivalente con los flujos físicos del sistema. Estas dinámicas han transformado al mercado secundario en un ámbito central de formación de precios y captura de rentas, amplificando distorsiones que se originan en la etapa primaria de la comercialización. Ver Figura 3-5.

En el periodo enero-noviembre de 2025, el volumen total transado en el mercado secundario asciende a 560,6 GBTUD, de los cuales 359,8 GBTUD corresponden a contratos firmes y 200,8 GBTUD a contratos interrumpibles. Este nivel de actividad representa una fracción significativa del consumo real promedio del sistema, lo que evidencia elevada rotación contractual y la importancia adquirida por este segmento dentro de la cadena de comercialización.

Los comercializadores puros mantienen una participación relevante en ambas modalidades del mercado secundario, concentrando el 34% de las compras en contratos interrumpibles y el 25,22% en contratos firmes. Esta composición confirma su carácter de intermediarios netos, cuya operación no responde a requerimientos de consumo físico, sino a la administración estratégica de portafolios contractuales con fines de intermediación, retención de volúmenes y reventa.

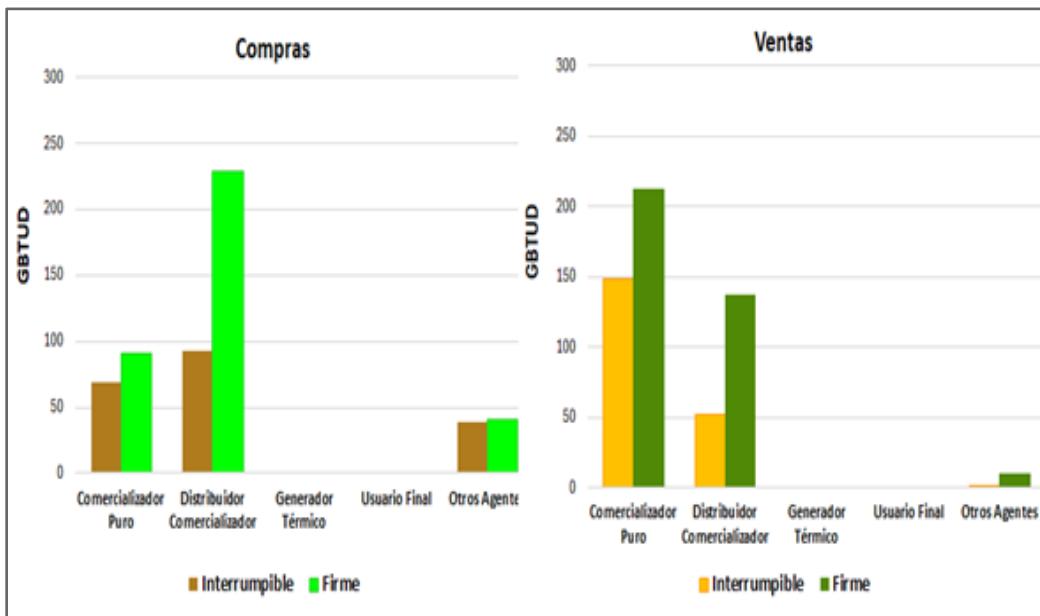


La elevada participación en la modalidad interruptible es consistente con estrategias de arbitraje de corto plazo, en un entorno caracterizado por mayor volatilidad de precios y episodios recurrentes de tensión contractual. En estos escenarios los *markup*³ observados reflejan únicamente costos de transacción, sino también primas asociadas al poder de negociación y a las asimetrías de información entre agentes, que permiten capturar rentas adicionales.

De manera complementaria, la presencia significativa en contratos firmes evidencia la continuidad de esquemas de valorización contractual, basados en la reventa de volúmenes adquiridos previamente a precios relativamente más bajos. Este comportamiento contribuye a la persistencia de *markup* en el mercado secundario y a una dinámica de múltiples negociaciones contractuales, en la cual los mismos volúmenes son negociados en reiteradas ocasiones, generando márgenes acumulados a lo largo de la cadena de comercialización sin un respaldo equivalente en flujos físicos

³ Markup: es el porcentaje adicional que se le suma al costo de compra para fijar el precio de venta; en otras palabras, mide cuánto gana un agente al revender un producto respecto a lo que pagó por él

Figura 3-5 Compras y Ventas por Tipo de Agente - Mercado Secundario.

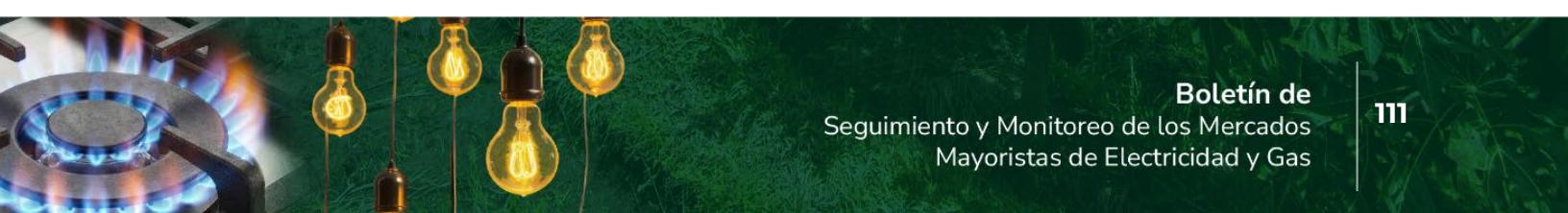


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En conjunto, la evidencia indica que los comercializadores puros desempeñan un papel central en la formación de precios del mercado secundario, trasladando *markup* crecientes hacia los segmentos minoristas y finales, y reforzando dinámicas de precios determinadas principalmente por la escasez contractual inducida, más que por restricciones reales de oferta.

Los comercializadores-distribuidores concentran la mayor participación en el mercado secundario, con el 63,51% de las compras en contratos firmes y el 46,37% en contratos interrumpibles. Esta posición refleja no solo su rol estructural en el abastecimiento continuo de usuarios finales, sino también su elevada capacidad para administrar, reorganizar y redistribuir portafolios contractuales previamente adquiridos en el mercado primario.

La magnitud de esta participación sugiere que el mercado secundario cumple para estos agentes una función que trasciende el ajuste marginal entre contratación y demanda efectiva. En la práctica, es utilizado como un mecanismo estructural de



optimización contractual, gestión de riesgos y arbitraje económico, mediante el cual se reasignan volúmenes en función de condiciones de precio, restricciones operativas y expectativas de escasez.

Este comportamiento contribuye de manera significativa a la formación de precios en el mercado secundario, incorporando primas de intermediación y *markup* que elevan los precios respecto a los observados en el mercado primario. Así, los comercializadores-distribuidores se consolidan como agentes clave en la transmisión y amplificación de señales de escasez contractual a lo largo de la cadena de comercialización, incluso en ausencia de restricciones físicas equivalentes.

Un rasgo relevante del mercado secundario es la ausencia de compras por parte de los generadores térmicos, así como de los usuarios finales y no regulados. Esta exclusión operativa sugiere que dichos agentes no acceden de forma efectiva a este segmento, ya sea por barreras contractuales, condiciones comerciales desfavorables o niveles de precios que incorporan primas de intermediación incompatibles con su estructura de costos y necesidades operativas.

Como resultado, los agentes cuya demanda está asociada al consumo físico del gas quedan desplazados hacia el mercado minorista como principal fuente de abastecimiento. En este segmento, los precios reflejan la acumulación sucesiva de márgenes y *markup* generados a lo largo de las transacciones previas, lo que eleva el costo final del insumo respecto a los precios primarios.

Esta dinámica profundiza las asimetrías entre agentes con capacidad de gestionar portafolios contractuales y participar activamente en mercados intermedios, y aquellos cuyo rol se limita al consumo final. En consecuencia, *el mercado secundario tiende a operar como un espacio predominantemente financiero-contractual, más que como un mecanismo de reasignación eficiente del gas hacia los usos finales, reforzando las fallas de mercado asociadas a las múltiples negociaciones contractuales y a la formación de precios desvinculada de la escasez física real.*



El grupo de otros agentes concentra el 19,61% de las compras interrumpibles y el 11,27% de las firmes, desempeñando un rol complementario dentro del mercado secundario. Aunque su participación es menor, estos agentes contribuyen a la rotación adicional de contratos, incrementando la complejidad del flujo comercial y la distancia entre la contratación y el consumo físico final.

El análisis de las ventas en el mercado secundario permite identificar con mayor claridad a los agentes que concentran la capacidad efectiva de redistribuir el gas natural contratado y, en consecuencia, de incidir directamente en la formación de precios en los tramos posteriores de la cadena de comercialización.

Durante el período analizado, el volumen total vendido en este segmento alcanza 560 GBTUD, de los cuales 359,8 GBTUD corresponden a contratos firmes y 200,8 GBTUD a contratos interrumpibles. A diferencia del mercado primario —donde la oferta está estructuralmente concentrada en productores e importadores—, el mercado secundario presenta una concentración de las ventas en agentes intermediarios, particularmente en los comercializadores.

En este contexto, los comercializadores puros se consolidan como los principales oferentes del mercado secundario, al concentrar el 71,96% de las ventas interrumpibles y el 58,97% de las ventas firmes. Esta elevada participación confirma su rol como intermediarios netos: no solo adquieren volúmenes significativos en el mercado primario, sino que también liberan grandes cantidades de gas en el mercado secundario, gestionando activamente la disponibilidad contractual.

La posición dominante de estos agentes les otorga una capacidad significativa para influir sobre la oferta efectiva y los niveles de precios, especialmente en la modalidad interrumpible, donde controlan cerca de tres cuartas partes de las ventas. Este patrón es consistente con estrategias de retención temporal y liberación selectiva de volúmenes, particularmente en escenarios de mayor tensión contractual, reforzando dinámicas de



escasez contractual inducida y de formación de precios desvinculada de la disponibilidad física del recurso.

Los comercializadores-distribuidores mantienen una presencia relevante como oferentes en el mercado secundario, al concentrar el 26,04% de las ventas en contratos interrumpibles y el 38,24% en contratos firmes. Esta participación obedece, en principio, a su función de gestión activa de portafolios contractuales, orientada a corregir diferencias entre la contratación realizada en el mercado primario y la demanda efectivamente observada de los usuarios finales, así como a responder a contingencias operativas del sistema.

Sin embargo, la magnitud de las ventas en la modalidad firme trasciende los ajustes operativos habituales y sugiere que una fracción relevante del gas adquirido bajo contratos diseñados para garantizar continuidad del suministro es redirigida hacia mercados posteriores. Esta práctica introduce rigideces adicionales en la disponibilidad contractual y contribuye a intensificar la rotación de contratos, elevando los precios en el mercado secundario y reforzando dinámicas de intermediación que se apartan del objetivo original de la contratación firme como instrumento de seguridad de abastecimiento.

3.2 Sobrecontratación

El análisis de la comercialización de gas natural evidencia que las dinámicas de intermediación, la acumulación de contratos firmes y las múltiples negociaciones contractuales no constituyen fenómenos aislados ni coyunturales, sino el resultado de incentivos estructurales presentes en el diseño actual de la comercialización del gas natural en Colombia. Ver tabla 3.1.

La persistente brecha entre los volúmenes contratados y la demanda física real, la formación de precios desvinculada de la escasez efectiva y la concentración de la



capacidad de reventa en un número limitado de agentes confirman la existencia de un problema de sobrecontratación con efectos sistémicos.

3.2.1 Sobrecontratación en Firme

La sobrecontratación de productos firmes emerge como un elemento central de distorsión del mercado. El gas firme, concebido regulatoriamente como un instrumento para garantizar seguridad de suministro, ha evolucionado hacia un activo contractual utilizado para estrategias de posicionamiento, retención y reventa, generando escasez contractual artificial y elevando los precios en los mercados secundarios y minoristas. *Esta dinámica se ve reforzada por la ausencia de límites efectivos a la acumulación de contratos, la falta de exigencias de correlación entre contratación y consumo físico, y la posibilidad de que los agentes mantengan posiciones netas significativas sin restricciones.*

Además, la limitada trazabilidad de los contratos a lo largo de los distintos segmentos dificulta la identificación del uso final del gas y la evaluación del grado en que las transacciones responden a necesidades operativas reales o a estrategias de intermediación. La información disponible no permite reconstruir de manera integral el ciclo de vida del contrato ni identificar con precisión los márgenes acumulados en cada etapa, lo que debilita la supervisión y reduce la transparencia del mercado.



Tabla 3-1 Resumen de Transacciones Comerciales Mercado Mayorista y Minorista de Gas Natural.

PRIMARIO				
Agente	Compras GBTUD		Compras GBTUD	
	Interrumpible	Firme	Interrumpible	Firme
Comercializador Puro	94.8	138.6	0.0	0.0
Distribuidor - Comercializador	118.8	463.5	0.0	0.0
Generador Térmico	148.4	48.7	0.0	0.0
Usuario No Regulado y Final	11.2	38.2	0.0	0.0
Otros Agentes	65.1	56.8	438.4	745.8
Subtotal	438.3	745.8	438.4	745.8
SECUNDARIO				
	Interrumpible	Firme	Interrumpible	Firme
Comercializador Puro	68.3	90.8	148.5	212.2
Distribuidor - Comercializador	93.1	228.5	52.3	137.6
Generador Térmico	0.0	0.0	0.0	0.0
Usuario No Regulado y Final	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros Agentes	39.4	40.5	0.0	10.0
Subtotal	200.8	359.8	200.8	359.8
MINORISTA				
	Interrumpible	Firme	Interrumpible	Firme
Comercializador Puro	0.0	0.0	16.2	3.9
Distribuidor - Comercializador	0.0	0.0	14.6	11.2
Generador Térmico	213.8	5.3	9.0	2.1
Usuario No Regulado y Final	103.5	66.4	103.5	66.4
Otros Agentes	67.3	12.9	255.9	12.1
Subtotal	384.6	84.6	399.2	95.7

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

Para complementar la descripción de volúmenes, precios y participaciones de mercado se calculan unos indicadores sintéticos que permitan evaluar, de manera objetiva y comparable, el grado en que la contratación observada responde a necesidades reales de consumo o, por el contrario, a estrategias de posicionamiento contractual e intermediación. A partir de la Tabla 3-1 que incluye los promedios diarios de compras y



ventas de gas en los tres segmentos de mercado durante el periodo enero-noviembre de 2025, se realiza el cálculo de los indicadores.

La sobrecontratación no debe interpretarse únicamente como un exceso de volúmenes contratados, sino como el resultado de incentivos estructurales que favorecen la acumulación, retención y reventa de contratos —especialmente firmes— en un entorno caracterizado por oferta concentrada, información imperfecta y ausencia de restricciones efectivas a la acumulación contractual.

A nivel analítico, la sobrecontratación en firme ocurre cuando un agente mantiene volúmenes contratados en modalidad firme que exceden de manera sistemática su requerimiento físico razonable de gas, considerando su perfil de consumo, operación y riesgo.

Formalmente:

$$\text{Sobrecontratación Firme} = \text{Contratación Firme} - \text{Demanda Física Atribuible}$$

Cuando este valor es positivo y persistente, indica acumulación contractual con fines distintos al consumo directo y la demanda física atribuible por tipo de agente se considera como demanda física propia o ventas efectivas a consumo final.

Sobrecontratación de Comercializadores Puros:

En este caso la sobrecontratación corresponde a compras firmes en primario, frente a una demanda propia de cero, lo que indica que los comercializadores puros adquieren firme sin un consumo físico, representando una sobrecontratación completa.

La sobrecontratación firme registrada en los comercializadores puros, equivalente a 138,64 GBTUD, constituye un indicador claro de acumulación contractual en agentes cuya actividad no está asociada al consumo físico directo de gas natural.

A diferencia de otros agentes de la cadena, los comercializadores puros no enfrentan obligaciones físicas de suministro continuo a usuarios finales ni requerimientos operativos propios que justifiquen niveles elevados de contratación firme como mecanismo de respaldo. En este contexto, el valor positivo y significativo del indicador de sobrecontratación firme no puede interpretarse como una cobertura prudencial, sino como evidencia de una posición neta larga en contratos firmes.

En conjunto, la sobrecontratación firme de los comercializadores puros no responde a necesidades operativas ni de seguridad de suministro, sino a estrategias de intermediación y captura de rentas, que amplifican la rotación contractual y trasladan presiones de precio hacia los segmentos finales del mercado.

Sobrecontratación de Comercializadores - Distribuidores:

Las compras firmes en el primario corresponden a 463.5 GBTUD y una demanda regulada atribuible de 262.26 GBTUD, con lo cual los distribuidores comercializadores llegan a una sobrecontratación de 201.24 GBTUD, lo que indica que parte del firme contratado no se destina al consumo regulado.

Este nivel de sobrecontratación indica que, en términos agregados, las compras firmes de estos agentes superan de manera significativa sus necesidades netas de consumo físico, una vez descontadas las ventas firmes realizadas hacia los segmentos posteriores. En consecuencia, una fracción no menor del gas firme contratado no se destina de forma directa y continua al abastecimiento de usuarios finales, sino que permanece disponible para reventa, reasignación contractual o gestión estratégica de portafolios.

Desde una perspectiva operativa, los comercializadores-distribuidores enfrentan obligaciones de suministro continuo y estándares de confiabilidad elevados, especialmente en el mercado regulado. En este contexto, mantener un nivel de contratación firme superior a la demanda promedio puede interpretarse, en parte, como un mecanismo de cobertura frente a errores de pronóstico de demanda, picos



estacionales de consumo, contingencias operativas o restricciones en la oferta. No obstante, la magnitud del indicador —201,24 GBTUD— excede lo que razonablemente podría atribuirse a una cobertura prudencial, y sugiere la existencia de estrategias activas de sobrecontratación que van más allá de la gestión de riesgo operativo.

En síntesis, la sobrecontratación firme de los comercializadores-distribuidores no responde exclusivamente a necesidades de seguridad de suministro, sino que refleja un uso estratégico del producto firme como activo contractual, con efectos directos sobre la formación de precios, la disponibilidad efectiva del gas y la estabilidad del sistema en escenarios de estrés.

Sobrecontratación de Generadores Térmicos:

Este grupo de agentes compran la mayoría de gas natural en la modalidad interrumpible, con lo cual se evidencia una situación de subcontratación estructural de gas firme en este segmento. En consecuencia, su abastecimiento depende de manera significativa de contratos interrumpibles, compras oportunistas en mercados secundarios y minoristas o de la liberación ex post de gas firme por parte de otros agentes.

Para los generadores térmicos las compras firmes en el primario correspondieron a 48,7 GBTUD y una demanda atribuible de 212,35 GBTUD, lo que evidencia un índice negativo de -163,65 GBTUD. Lo anterior no puede interpretarse exclusivamente como una anomalía contractual, sino que responde, en parte, a la estructura hidro-térmica del parque de generación en Colombia y al rol económico que históricamente se ha asignado a las plantas térmicas dentro del sistema eléctrico.

Desde esta perspectiva, la preferencia de los generadores térmicos por contratos interrumpibles, compras spot, o mecanismos de corto plazo, es coherente con señales de mercado en un sistema donde la probabilidad de despacho térmico es baja en períodos hidrológicos normales. Sin embargo, en ausencia de mecanismos que



aseguren la reasignación eficiente del gas firme en escenarios críticos, esta conducta amplifica los riesgos sistémicos y expone las limitaciones del diseño actual del mercado.

Sobrecontratación de Usuarios Finales y Otros Agentes:

Esta categoría muestra una participación reducida como compradores en el mercado primario y el gas firme que finalmente adquieren se concentra en el mercado minorista, es decir, después de atravesar varias capas de intermediación. En consecuencia, no hay indicios de sobrecontratación contractual por parte de estos agentes.

Las compras firmes en el primario correspondieron a 95,05 GBTUD y una demanda atribuible de 493,63 GBTUD. El resultado de una sobrecontratación firme negativa de -398,58 GBTUD indica que, a nivel agregado, el sistema presenta un déficit de gas firme frente a las necesidades de consumo físico. Este resultado no contradice la evidencia de acumulación de contratos firmes en los mercados primario y secundario, sino que revela una falla más profunda: el gas firme contratado no se asigna de manera eficiente al consumo final, sino que es retenido, rotado o transformado contractualmente a lo largo de la cadena de comercialización.

3.3 Índice de Eficiencia del Uso del Gas Firme

Como complemento a los índices de sobrecontratación y de rotación del gas firme, se construyó el Índice de Eficiencia del Uso del Gas Firme (IEUGF), definido como la relación entre el consumo físico promedio del sistema y el volumen total de gas contratado bajo la modalidad firme del mercado primario. Este indicador permite evaluar, desde una perspectiva sistémica, en qué medida la contratación firme mantiene un vínculo efectivo con su función económica y regulatoria original: garantizar el abastecimiento de la demanda real y respaldar consumos físicos continuos y no sustituibles.



A diferencia de los indicadores de volumen o de transacción, este utiliza el consumo físico como ancla exógena al proceso de intermediación, lo que lo convierte en una métrica robusta frente a distorsiones derivadas de la reventa, las múltiples negociaciones contractuales y la acumulación estratégica de contratos. De este modo, el índice permite identificar si el gas firme contratado está siendo utilizado primordialmente como un instrumento de cobertura del consumo efectivo o, por el contrario, si ha evolucionado hacia un activo contractual con fines de intermediación y valorización financiera.

Un valor reducido del indicador señala que una proporción significativa del gas contratado bajo modalidad firme no se traduce en uso físico, sino que permanece en portafolios contractuales, circula entre agentes o se revende en mercados posteriores. En este contexto, el indicador no sólo cuantifica una pérdida de eficiencia económica en el uso del gas firme, sino que también evidencia una desconexión estructural entre la contratación y el consumo, con implicaciones directas sobre la formación de precios, la señalización de escasez y la asignación eficiente del recurso en el conjunto del mercado.

Índice de Eficiencia del Uso de Gas Firme = (Consumo físico del sistema) /(Volumen Firme Primario)

Para este periodo de análisis, el consumo de gas físico del sistema alcanzó los 971,01 GBTUD y el volumen en firme primario alcanzó los 745,83 GBTUD dando como resultado un valor de 1,30. Lo anterior indica que el consumo físico promedio del sistema supera en aproximadamente 30% el volumen de gas contratado bajo modalidad firme. Desde una lectura estrictamente contable, este resultado podría interpretarse como una cobertura parcial del firme.

Sin embargo, este valor confirma que una fracción significativa del consumo físico no está respaldada por contratos firmes propios, sino que se atiende mediante contratos interrumpibles, reventas sucesivas de gas firme y ajustes en mercados posteriores. Esto es consistente con la elevada participación de la modalidad interrumpible en el



mercado minorista y con la alta rotación contractual observada en los mercados secundario y minorista. En este sentido, el Índice de Eficiencia del Uso de Gas Firme pone de manifiesto que el gas firme no fluye de manera directa y transparente hacia el consumo final, sino que es objeto de intermediación y redistribución.

Este índice manifiesta una desalineación estructural entre quién contrata el gas firme y quién lo consume físicamente. Mientras ciertos agentes acumulan contratos firmes por encima de sus necesidades reales —con fines de cobertura estratégica, arbitraje o reventa—, otros agentes con consumo efectivo relevante acceden al gas principalmente a través de modalidades no firmes o de mercados posteriores, en condiciones menos favorables. Esta disociación explica por qué puede coexistir un índice sistémico de sobrecontratación firme elevado con un IEUGF superior a la unidad.

En conjunto, este indicador confirma y complementa los resultados de los índices de sobrecontratación y rotación: el problema central no es la falta de gas firme en términos agregados, sino su asignación ineficiente y su uso predominantemente contractual. Este indicador refuerza la necesidad de avanzar hacia medidas regulatorias orientadas a reconectar la contratación firme con el consumo físico, fortalecer la trazabilidad de los contratos y limitar la acumulación estratégica de gas firme sin respaldo en demanda real.

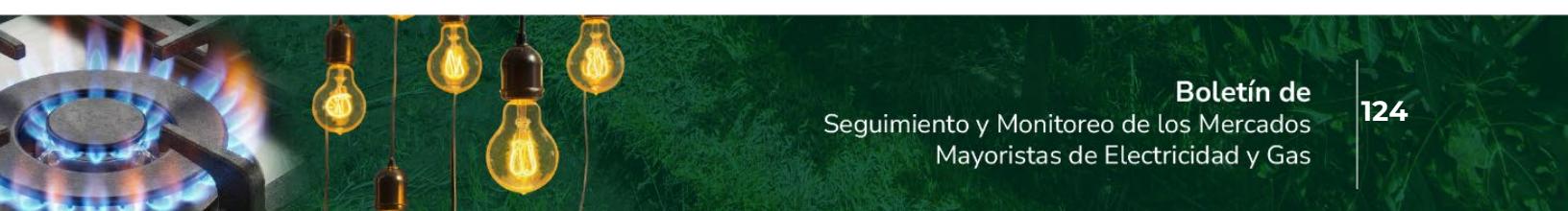
3.4 Conclusiones y recomendaciones

- El análisis integral del proceso de comercialización de gas natural, abarcando los mercados primario, secundario y minorista, muestra la existencia de distorsiones estructurales persistentes que afectan la eficiencia económica del mercado, la formación de precios y la asignación del recurso hacia el consumo físico. Estas distorsiones no responden solo a una escasez física generalizada del gas, sino a una desalineación entre contratación, consumo y flujos contractuales, amplificada por dinámicas de intermediación y múltiples negociaciones.

- Los resultados confirman que el mercado primario, lejos de cumplir exclusivamente su función de asignación eficiente del gas hacia los agentes consumidores, se ha convertido en el punto de origen de procesos de acumulación estratégica de contratos firmes, facilitados por una oferta altamente concentrada y por la ausencia de límites efectivos vinculados a la demanda real.
- En los mercados secundario y minorista, estas dinámicas se intensifican. La evidencia muestra altos niveles de rotación contractual, márgenes de intermediación crecientes y una creciente dependencia del consumo final de modalidades interrumpibles, incluso para agentes con necesidades estructurales de suministro continuo. Como resultado, la formación de precios se desplaza progresivamente hacia segmentos menos transparentes y con mayores asimetrías de información.
- Los indicadores construidos —índices netos de sobrecontratación firme por agente, índice de rotación del gas firme e índice de eficiencia del uso del gas firme— convergen en un diagnóstico consistente: el gas firme ha perdido su anclaje al consumo físico y ha sido transformado en un activo contractual y financiero, utilizado para intermediación, cobertura estratégica y captura de rentas.
- Existe una desconexión significativa entre la contratación firme y el consumo físico efectivo, lo que obliga a los agentes consumidores a recurrir a mecanismos de ajuste ex post, principalmente a través del mercado minorista. La elevada dependencia del interrumpible para atender demanda final incrementa la vulnerabilidad del sistema frente a choques de oferta y tensiones contractuales, especialmente en escenarios de estrés energético.
- Las múltiples negociaciones contractuales incrementan la complejidad operativa del sistema, dificulta el seguimiento de los flujos reales de gas y reduce la trazabilidad entre contrato y consumo.



- La comercialización del gas se caracteriza por asimetrías estructurales de poder de mercado, con agentes que concentran la contratación firme y controlan la oferta contractual en mercados posteriores.
- Los márgenes de intermediación observados no responden exclusivamente a costos operativos, sino a primas asociadas a escasez contractual inducida y asimetrías de información.
- La coexistencia de sobrecontratación firme agregada con subcontratación en agentes consumidores confirma una ineficiencia distributiva en la asignación del gas firme.
- El mercado minorista, lejos de ser un espacio puramente de consumo final, sigue reflejando dinámicas de intermediación, especialmente en la modalidad interrumpible.
- El marco vigente no limita de manera efectiva la acumulación estratégica de contratos firmes, ni exige una correspondencia mínima entre contratación y consumo físico.
- La regulación actual permite una trazabilidad incompleta del gas firme a lo largo de la cadena de comercialización, dificultando la labor de IVC.
- La distinción entre modalidades firme e interrumpible se ha desdibujado en la práctica, afectando la señal económica que cada producto debería transmitir.



Por lo anterior se recomienda:

- Ajustes al diseño regulatorio del mercado, revisando la definición y el uso regulatorio del gas firme, incorporando criterios que refuerzen su vínculo con el consumo físico efectivo.
- Evaluar la introducción de límites prudenciales a la contratación firme, diferenciados por tipo de agente y perfil de consumo.
- Incorporar la noción de posición neta contractual como elemento regulatorio, limitando la acumulación de gas firme con fines de intermediación.
- Establecer mecanismos que desincentiven la reventa sistemática de gas firme cuando no obedezca a ajustes operativos reales.
- Fortalecer los mecanismos de publicación de información agregada y oportuna sobre precios, volúmenes y modalidades. Incorporar indicadores de rotación contractual y concentración de mercado en los reportes públicos.
- Desarrollar alertas tempranas sobre acumulación excesiva de contratos firmes o cambios abruptos en los patrones de transacción.
- Exigir a los agentes reportes estandarizados de posición contractual neta, desagregados por modalidad (firme e interrumpible), mercado (primario, secundario y minorista) y destino del gas.
- Desarrollar herramientas analíticas que permitan identificar patrones atípicos de acumulación y reventa de contratos firmes, especialmente cuando no estén respaldados por consumo físico.



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

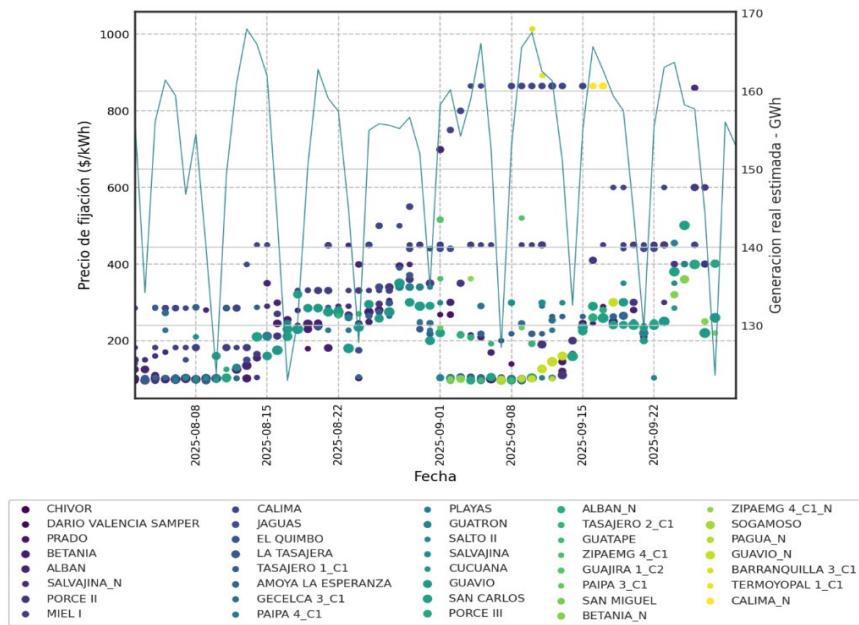
La fijación de precios de bolsa de acuerdo con lo establecido en las resoluciones CREG 024 de 1995 y 11 de 2010 ocurre cuando las plantas generadoras de energía fijan el precio de bolsa diario a través de una oferta en la bolsa de energía gestionada por el operador del mercado, el cual ordena de menor a mayor el costo de las ofertas hasta cubrir la demanda; el precio lo determina la última planta necesaria para satisfacer esa demanda (precio marginal).

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:

Septiembre 2025.

El precio promedio de bolsa se fijó en \$231,49 kWh, 39 plantas fijaron precio que corresponde a 13 agentes.

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



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

Durante el mes de septiembre, Guavio fue la planta que más veces fijó precio con 168 y un porcentaje del 24,14%. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 81,03% de acuerdo con la siguiente tabla:

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

Planta	Nro. Fijaciones	Agente	Porcentaje
GUAVIO	168	ENDG	24,14%
BETANIA	91	ENDG	13,07%
ALBAN	85	EPSG	12,21%
SAN CARLOS	46	ISGG	6,61%
PORCE II	39	EPMG	5,60%
GUATRON	37	EPMG	5,32%
MIEL I	37	ISGG	5,32%

Planta	Nro. Fijaciones	Agente	Porcentaje
CALIMA	23	EPSG	3,30%
EL QUIMBO	23	ENDG	3,30%
PRADO	15	EPSG	2,16%

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

Los principales agentes respecto de las fijaciones de precio en el mes de septiembre tuvieron el siguiente comportamiento:

Figura 4-2 Principales agentes respecto de las fijaciones en septiembre

Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje	Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje
GUAVIO	168	ENDG	24,14%	ALBAN	85	EPSG	12,21%
BETANIA	91	ENDG	13,07%	CALIMA	23	EPSG	3,30%
EL QUIMBO	23	ENDG	3,30%	PRADO	15	EPSG	2,16%
DARIO VALENCIA SAMPER	14	ENDG	2,01%	SALVAJINA_N	8	EPSG	1,15%
EL QUIMBO_N	3	ENDG	0,43%	SALVAJINA	2	EPSG	0,29%
SALTO II	2	ENDG	0,29%	CUCUANA	1	EPSG	0,14%
ZIPAEMG 3_C1	1	ENDG	0,14%	ALBAN_N	1	EPSG	0,14%

Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje
PORCE II	39	EPMG	5,60%
GUATRON	37	EPMG	5,32%
GUATAPE_N	14	EPMG	2,01%
LA TASAJERA	11	EPMG	1,58%
SAN FRANCISCO	6	EPMG	0,86%
PORCE III	4	EPMG	0,57%
PLAYAS	3	EPMG	0,43%
GUATAPE	1	EPMG	0,14%

Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje
SAN CARLOS	46	ISGG	6,61%
MIEL I	37	ISGG	5,32%
JAGUAS	12	ISGG	1,72%
AMOYA LA ESPERANZA	8	ISGG	1,15%

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

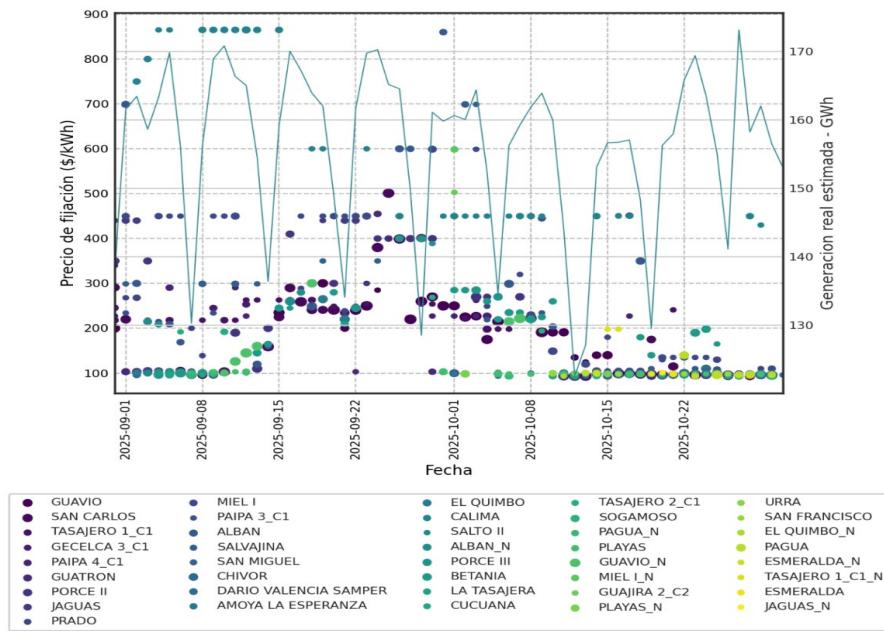
De lo anterior se puede concluir que ENEL COLOMBIA S.A. - E.S.P(ENDG) participó con un 43,38% seguido de CELSIA COLOMBIA S.A. - E.S.P(EPSG) con un 19,39%, después ISAGEN S.A. -E.S.P(ISGG) con un 14,80% y por último EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P(EPMG) con un 16,51%.



Octubre 2025.

El precio promedio de bolsa se fijó en \$304,41 kWh, 41 plantas fijaron precio que corresponde a 12 agentes.

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



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

Durante el mes de octubre, San Carlos fue la planta que más veces fijó precio con 158 y un porcentaje del 21,91%. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 72,26% de acuerdo con la siguiente tabla:

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

Planta	Nro. Fijaciones	Agente	Porcentaje
SAN CARLOS	158	ISGG	21,91%
GUAVIO	110	ENDG	15,26%
PORCE II	41	EPMG	5,69%
BETANIA	39	ENDG	5,41%
GUAVIO_N	38	ENDG	5,27%
ALBAN	32	EPSG	4,44%
GUATRON	28	EPMG	3,88%
CALIMA	27	EPSG	3,74%
MIEL I	26	ISGG	3,61%
TASAJERO 1_C1	22	TRMG	3,05%

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

Los principales agentes respecto de las fijaciones de precio en el mes de octubre tuvieron el siguiente comportamiento:

Figura 4-4 Principales agentes respecto de las fijaciones en octubre.

Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje
GUAVIO	110	ENDG	15,26%
BETANIA	39	ENDG	5,41%
GUAVIO_N	38	ENDG	5,27%
BETANIA_N	22	ENDG	3,05%
EL QUIMBO	21	ENDG	2,91%
DARIO VALENCIA SAMPER	15	ENDG	2,08%
PAGUA_N	6	ENDG	0,83%
SALTO II	3	ENDG	0,42%
ZIPAEMG 4_C1	1	ENDG	0,14%
ZIPAEMG 4_C1_N	1	ENDG	0,14%

Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje
ALBAN	32	EPSG	4,44%
CALIMA	27	EPSG	3,74%
ALBAN_N	14	EPSG	1,94%
SALVAJINA	10	EPSG	1,39%
PRADO	7	EPSG	0,97%
CALIMA_N	5	EPSG	0,69%
SALVAJINA_N	3	EPSG	0,42%
CUCUANA	3	EPSG	0,42%

Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje	Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje
SAN CARLOS	158	ISGG	21,91%	PORCE II	41	EPMG	5,69%
MIEL I	26	ISGG	3,61%	GUATRON	28	EPMG	3,88%
JAGUAS	18	ISGG	2,50%	PORCE III	16	EPMG	2,22%
AMOYA LA ESPERANZA	9	ISGG	1,25%	PLAYAS	7	EPMG	0,97%
SOGAMOSO	5	ISGG	0,69%	LA TASAJERA	3	EPMG	0,42%
				GUATAPE	2	EPMG	0,28%

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

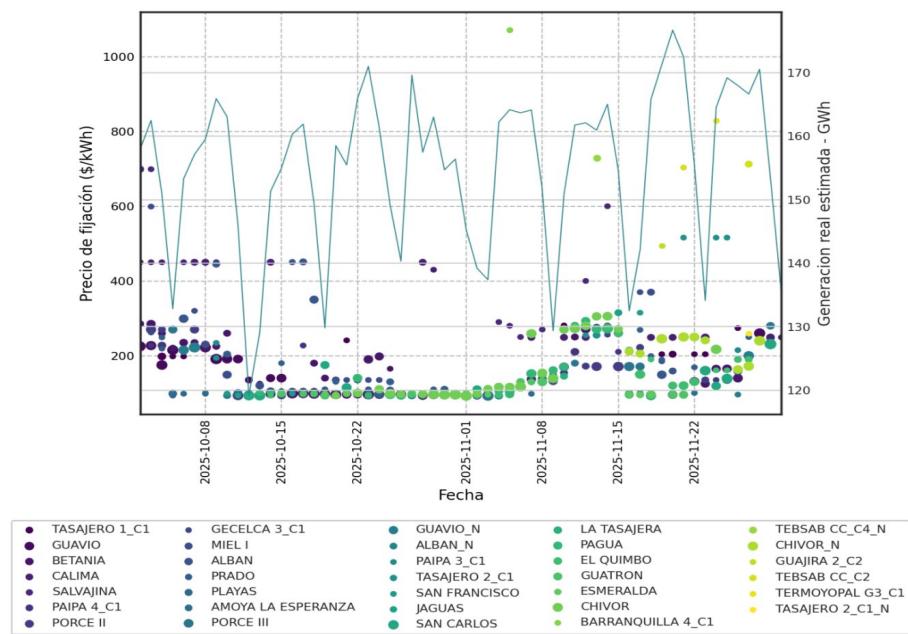
De lo anterior se puede concluir que ENEL COLOMBIA S.A. - E.S.P(ENDG) participó con un 35,51% seguido de ISAGEN S.A. -E.S.P(ISGG) con un 29,96%, CELSIA COLOMBIA S.A. - E.S.P(EPSG) con un 14,01% y por último EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P(EPMG) con un 13,46%.



Noviembre 2025.

El precio promedio de bolsa se fijó en \$159,13 kWh, 34 plantas fijaron precio que corresponde a 12 agentes.

Figura 4-5 Fijación precios de bolsa por planta para noviembre de 2025.



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

Durante el mes de noviembre, Guavio fue la planta que más veces fijó precio con 196 y un porcentaje del 27,92%. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 80,19% de acuerdo con la siguiente tabla:



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

Planta	Nro.Fijaciones	Agente	Porcentaje
GUAVIO	196	ENDG	27,92%
BETANIA	75	ENDG	10,68%
CHIVOR	66	CHVG	9,40%
SAN CARLOS	40	ISGG	5,70%
PLAYAS	34	EPMG	4,84%
PAGUA	34	ENDG	4,84%
ALBAN	33	EPSG	4,70%
PORCE II	32	EPMG	4,56%
MIEL I	31	ISGG	4,42%
GUAVIO_N	22	ENDG	3,13%

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

Los principales agentes respecto de las fijaciones de precio en el mes de noviembre tuvieron el siguiente comportamiento:

Figura 4-6 Principales agentes respecto de las fijaciones en noviembre.

Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje	Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje
GUAVIO	196	ENDG	27,92%	PLAYAS	34	EPMG	4,84%
BETANIA	75	ENDG	10,68%	PORCE II	32	EPMG	4,56%
PAGUA	34	ENDG	4,84%	GUATRON	16	EPMG	2,28%
GUAVIO_N	22	ENDG	3,13%	PORCE III	13	EPMG	1,85%
DARIO VALENCIA SAMPER	12	ENDG	1,71%	PLAYAS_N	6	EPMG	0,85%
EL QUIMBO_N	4	ENDG	0,57%	SAN FRANCISCO	5	EPMG	0,71%
EL QUIMBO	3	ENDG	0,43%	ESMERALDA	3	EPMG	0,43%
PAGUA_N	3	ENDG	0,43%	LA TASAJERA	1	EPMG	0,14%
SALTO II	1	ENDG	0,14%	ESMERALDA_N	1	EPMG	0,14%
Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje	Planta	Fijaciones	Agente	Porcentaje
SAN CARLOS	40	ISGG	5,70%	ALBAN	33	EPSG	4,70%
MIEL I	31	ISGG	4,42%	CALIMA	16	EPSG	2,28%
AMOYA LA ESPERANZA	8	ISGG	1,14%	PRADO	9	EPSG	1,28%
SOGAMOSO	5	ISGG	0,71%	CUCUANA	6	EPSG	0,85%
JAGUAS	1	ISGG	0,14%	SALVAJINA	3	EPSG	0,43%
JAGUAS_N	1	ISGG	0,14%	ALBAN_N	1	EPSG	0,14%

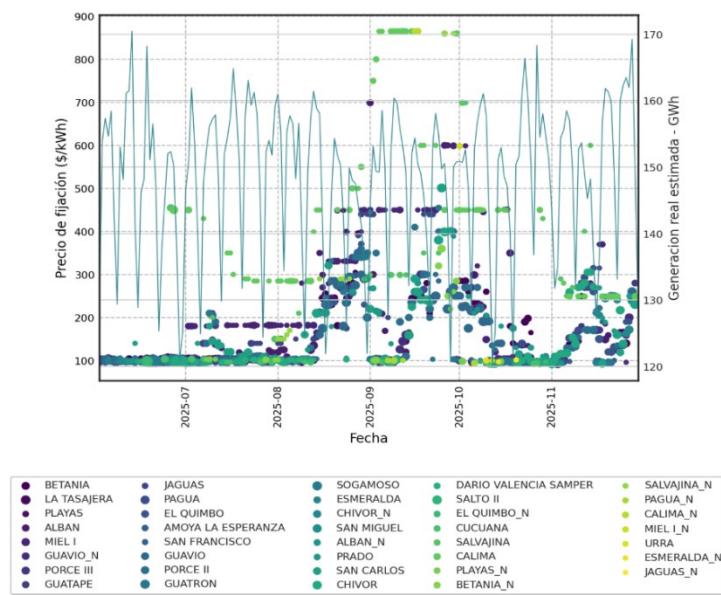
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM



De lo anterior se puede concluir que ENEL COLOMBIA S.A. - E.S.P(ENDG) participó con un 49,85%, seguido de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P(EPMG) con un 15,80 %, ISAGEN S.A. -E.S.P(ISGG) con un 12,25% y por último CELSIA COLOMBIA S.A. - E.S.P(EPSG) con un 9,68%.

A continuación, se analiza el comportamiento de las plantas que incidieron en la formación del precio de bolsa durante el periodo de estudio, distinguiendo entre generación hidráulica y térmica.

Figura 4-7 Fijación precios de bolsa plantas de Generación Hidráulica.



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

Tabla 4-4 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta de Generación Hidráulica en el periodo septiembre - noviembre de 2025.

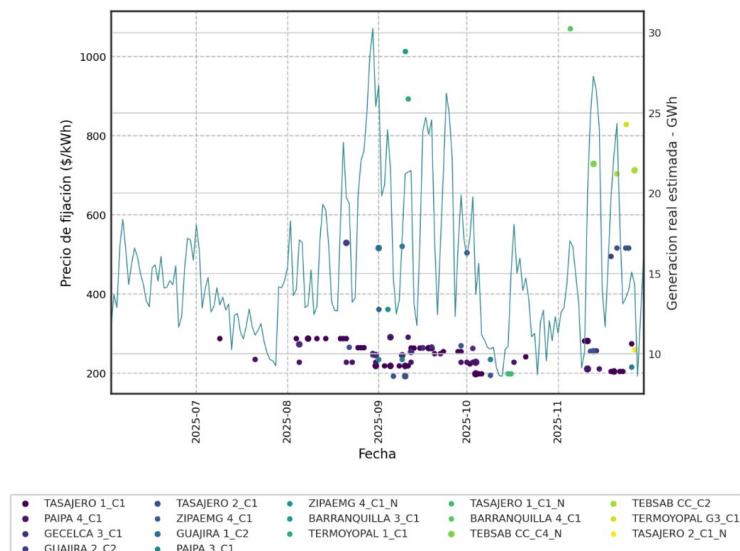
Planta	Fijacion es	Precio Promedio	Porcentaje
BETANIA	352	120,35	12,54%

Planta	Fijaciones	Precio Promedio	Porcentaje
ALBAN	220	135,80	7,84%
GUAVIO	215	216,70	7,66%
GUATRON	193	129,08	6,88%
CHIVOR	165	97,63	5,88%
SOGAMOSO	159	97,86	5,67%
LA TASAJERA	155	98,18	5,52%
EL QUIMBO	152	117,95	5,42%
SAN CARLOS	123	151,12	4,38%
PORCE II	117	150,71	4,17%

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

El precio promedio de las plantas hidráulicas en el periodo objeto de este boletín fue de \$130,84 kWh con un máximo de \$381,11 kWh y un mínimo de \$96,47 kWh.

Figura 4-8 Fijación precios de bolsa plantas de Generación Térmica.



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



Tabla 4-5 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta de Generación Térmica en el periodo septiembre - noviembre de 2025.

Planta	Fijaciones	Precio Promedio	Porcentaje
TASAJERO 1_C1	14	272	32,56%
PAIPA 4_C1	6	232	13,95%
PAIPA 1_C1	5	283	11,63%
ZIPAEMG 2_C1	5	377	11,63%
GECELCA 3_C1	5	256	11,63%
PAIPA 2_C1	2	259,46	4,65%
BARRANQUILLA 4_C1_N	2	1.167	4,65%
GUAJIRA 2_C2	2	529	4,65%
TASAJERO 2_C1	1	265	2,33%
ZIPAEMG 3_C1	1	348	2,33%

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

El precio ofertado por las plantas térmicas registró un precio promedio de oferta de 398,85 \$/kWh, alcanzando un máximo de 1.166,62 \$/kWh y un mínimo de 232,05 \$/kWh

Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

Durante el trimestre comprendido entre septiembre y noviembre de 2025, el sistema eléctrico nacional presentó altos y estables niveles de almacenamiento, con el volumen útil manteniéndose consistentemente por encima del 80% y una senda de referencia estrechamente alineada, aunque en niveles inferiores al volumen útil observado. En contraste, el precio de bolsa evidenció una alta volatilidad, con incrementos significativos en septiembre y noviembre, lo que reflejó una mayor dispersión de los precios a lo largo del periodo.



En septiembre, el volumen útil se ubicó entre 81,27% y 84,64%, con un promedio mensual de 82,89%, evidenciando condiciones sólidas de almacenamiento. La senda de referencia, entendida como el nivel diario del embalse útil del Sistema Interconectado Nacional (SIN) requerido para asegurar el suministro de energía durante las estaciones de verano e invierno, osciló entre 73,06% y 75,17%, con un promedio de 73,75%, manteniendo una brecha moderada frente al volumen útil. Por su parte, el precio de bolsa presentó una elevada variabilidad, con valores mínimos cercanos a 105,03 \$/kWh y picos de hasta 503,13 \$/kWh, alcanzando un promedio mensual de 293,99 \$/kWh, el más alto del trimestre.

Durante octubre, el volumen útil se mantuvo estable, con valores entre 80,96% y 84,12% y un promedio de 82,48%, mientras que la senda de referencia continuó su trayectoria ascendente, ubicándose entre 73,19% y 77,39%, con un promedio de 74,93%. En este mes, el precio de bolsa mostró una reducción frente a septiembre, con un promedio de 170,80 \$/kWh, aunque aún se registraron picos relevantes de hasta 308,92 \$/kWh, reflejando persistencia en la volatilidad del mercado.

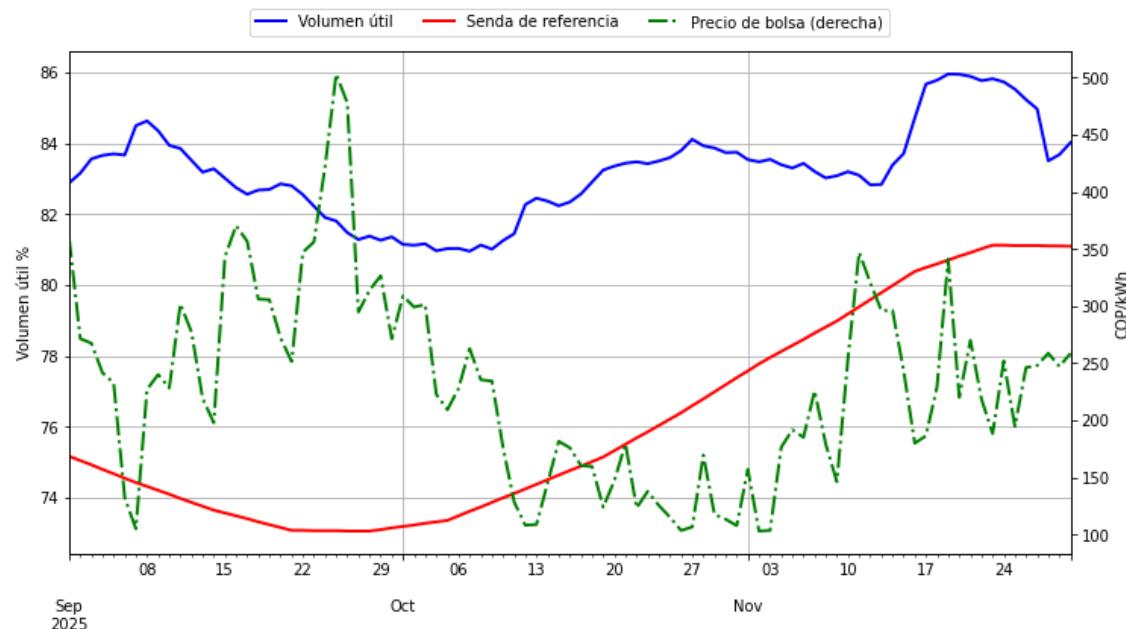
En noviembre, el volumen útil presentó un aumento frente a los meses anteriores, con valores entre 82,83% y 85,96% y un promedio mensual de 84,39%, consolidando un escenario de alta disponibilidad hídrica. La senda de referencia también mostró un incremento, con un promedio de 79,89% y valores que alcanzaron hasta 81,13%, reduciendo parcialmente la brecha frente al volumen útil. En cuanto al precio de bolsa, se observó un nuevo aumento en su nivel promedio, que alcanzó 225,49 \$/kWh, con máximos de 347,04 \$/kWh, confirmando una mayor dispersión de precios hacia el cierre del trimestre.

En conjunto, el trimestre septiembre–noviembre de 2025 se caracterizó por una sólida condición hídrica, con niveles de embalse elevados y una senda de referencia coherente con el comportamiento del sistema. No obstante, el mercado de energía presentó una



marcada volatilidad en los precios de bolsa, especialmente en septiembre y noviembre, evidenciando un desacople entre la estabilidad de las variables hídricas y el comportamiento de los precios del mercado mayorista. (ver Figura 4-9).

Figura 4-9 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

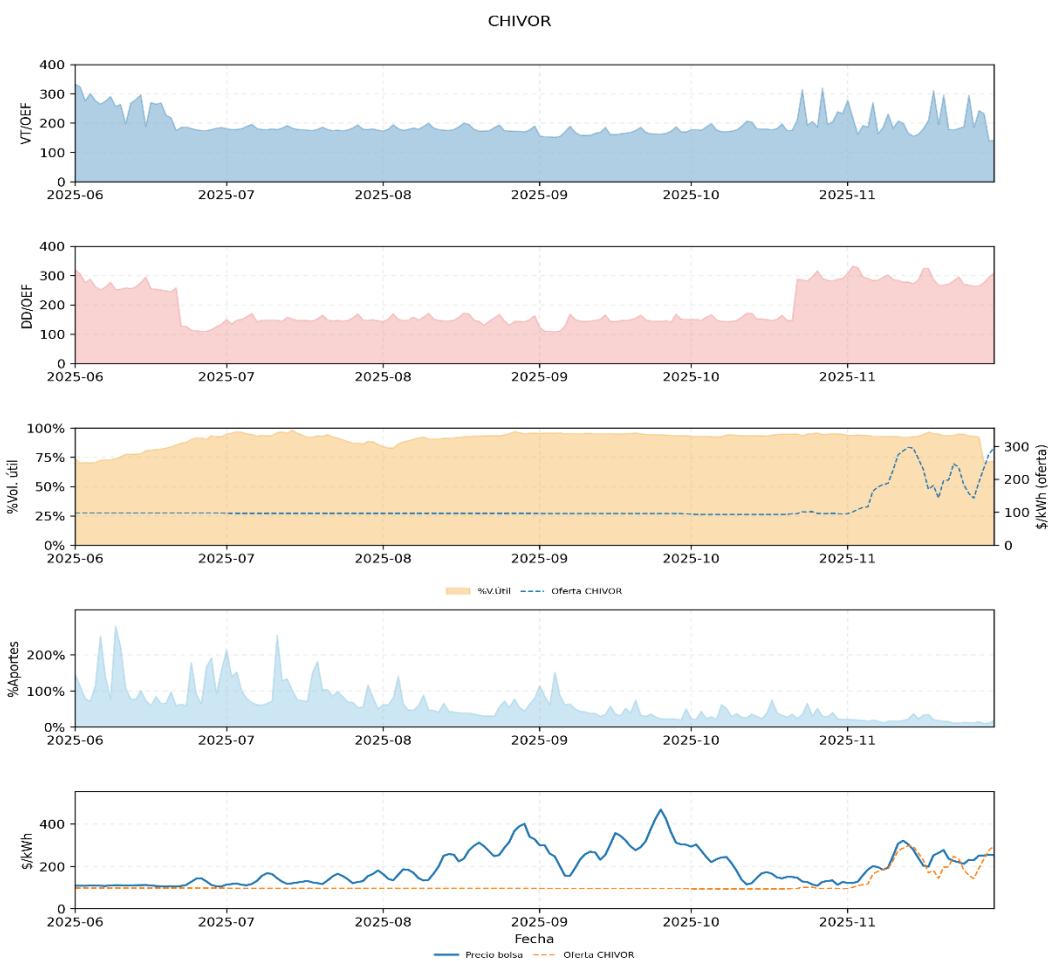
Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes más representativos del mercado con generación tanto hídrica como térmica.

AES Colombia:

Para AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. las ventas totales de energía fueron 89,73% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 4-10). En donde alcanzó un máximo de 319,48% al final del mes de octubre y un mínimo de 139,03% a finales de noviembre.



Figura 4-10 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 109,98% superior a sus Obligaciones de Energía Firme en promedio trimestral, con un aumento notable en el mes de noviembre con valores superiores al 289,22%, llegando a 332,12% 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 93,47% en el trimestre objeto de este boletín y que corresponde a 94,97% para septiembre, 94,04% para octubre y por último noviembre con un promedio de 91,40%.

Al revisar los aportes; que fueron comparados contra el percentil 95 de su histórico en promedio; 49,68% para septiembre, 35,12% para octubre y para el mes de noviembre un 18,47% de su serie histórica.

En la Tabla 4-6, se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre Septiembre - noviembre.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	113,19	96,47	48,87	92,66	305,60

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, 15,45% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado (ver Figura 4-11).

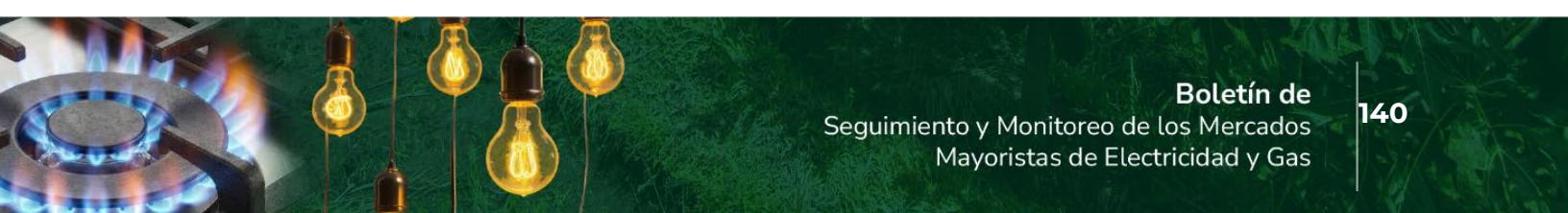
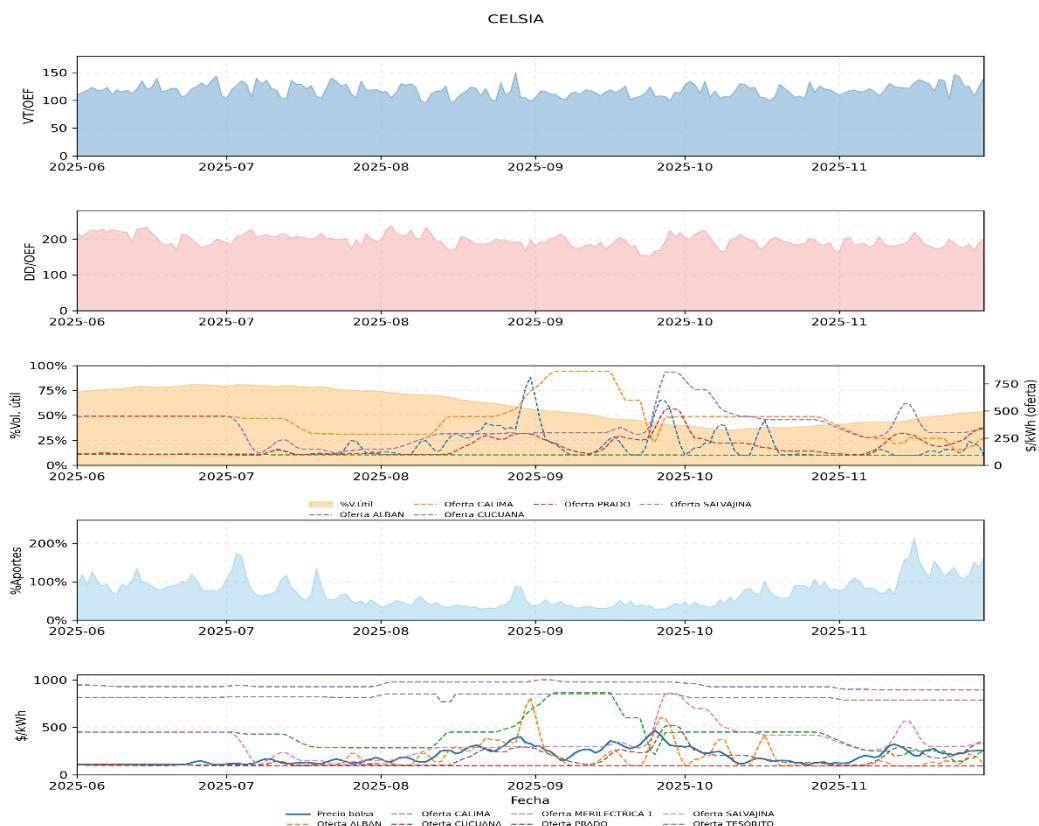


Figura 4-11 Comparación de variables: Celsia.



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 90,38% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación con el volumen útil de CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. se registraron valores promedio de 44,20% en el trimestre objeto de este boletín y que corresponde a 48,37% para septiembre, 38,02% para octubre y por último noviembre con un promedio de 46,55%.



Al revisar los aportes; que fueron comparados contra el percentil 95 de su histórico en promedio; 38,10 % para septiembre, 66,62% para octubre y para el mes de noviembre un 117,11% de su serie histórica.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-7.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estánda	Mínimo	Máximo
MERILECTRICA 1	942,07	930,11	30,19	894,40	1.002,86
TESORITO	822,14	815,85	27,27	608,14	853,12
CALIMA	429,18	450,00	171,23	92,66	865,00
SALVAJINA	355,06	300,00	156,03	96,47	860,00
ALBAN	172,20	102,00	141,16	92,66	870,00
PRADO	170,38	130,00	92,03	96,47	520,00
CUCUANA	96,71	96,43	3,78	92,66	103,90

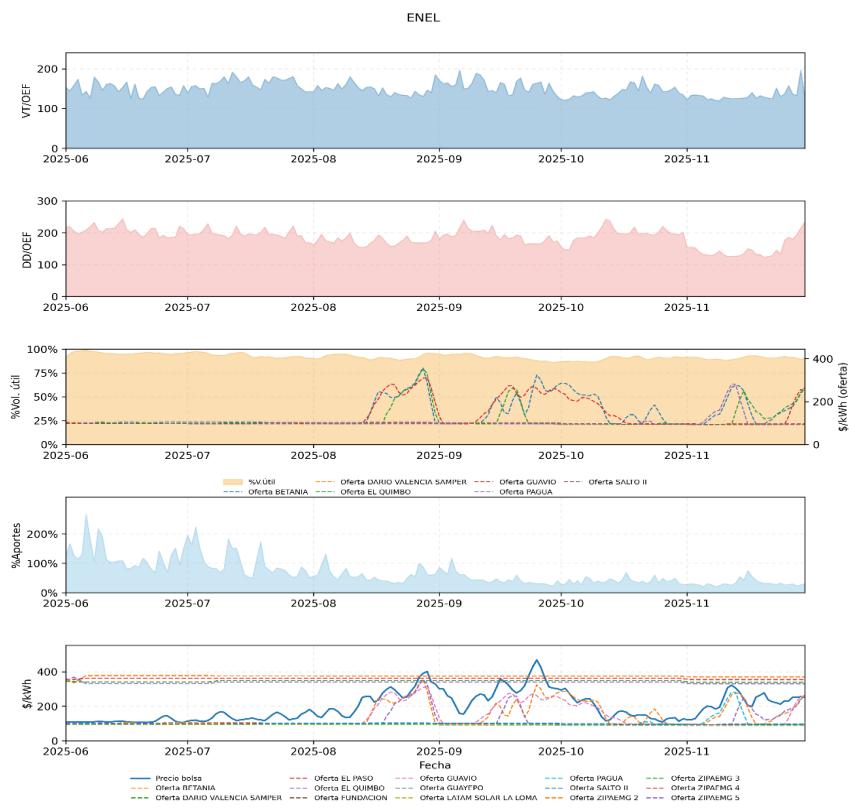
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Enel:

Para el agente ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. se observa que las ventas totales de energía en firme durante el trimestre fueron superiores a sus Obligaciones de Energía Firme, en un promedio de 43,89%. (ver Figura 4-12).



Figura 4-12 Comparación de variables: Enel.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 78,48% superior a sus Obligaciones de Energía Firme en promedio trimestral, con un aumento notable en el mes de octubre con valores superiores al 195,97%, llegando a 242,48% por encima de sus OEF para el citado mes.

En relación con el volumen útil de ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. se registraron valores promedio de 90,58% en el trimestre objeto de este boletín y que corresponde a 91,33% para septiembre, 89,72% para octubre y por último noviembre con un promedio de 90,73%.

Al revisar los aportes; que fueron comparados contra el percentil 95 de su histórico en promedio; 47,12 % para septiembre, 39,93% para octubre y para el mes de noviembre un 52,58% de su serie histórica. La Tabla 4-8 presenta los estadísticos de precios para este agente.

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

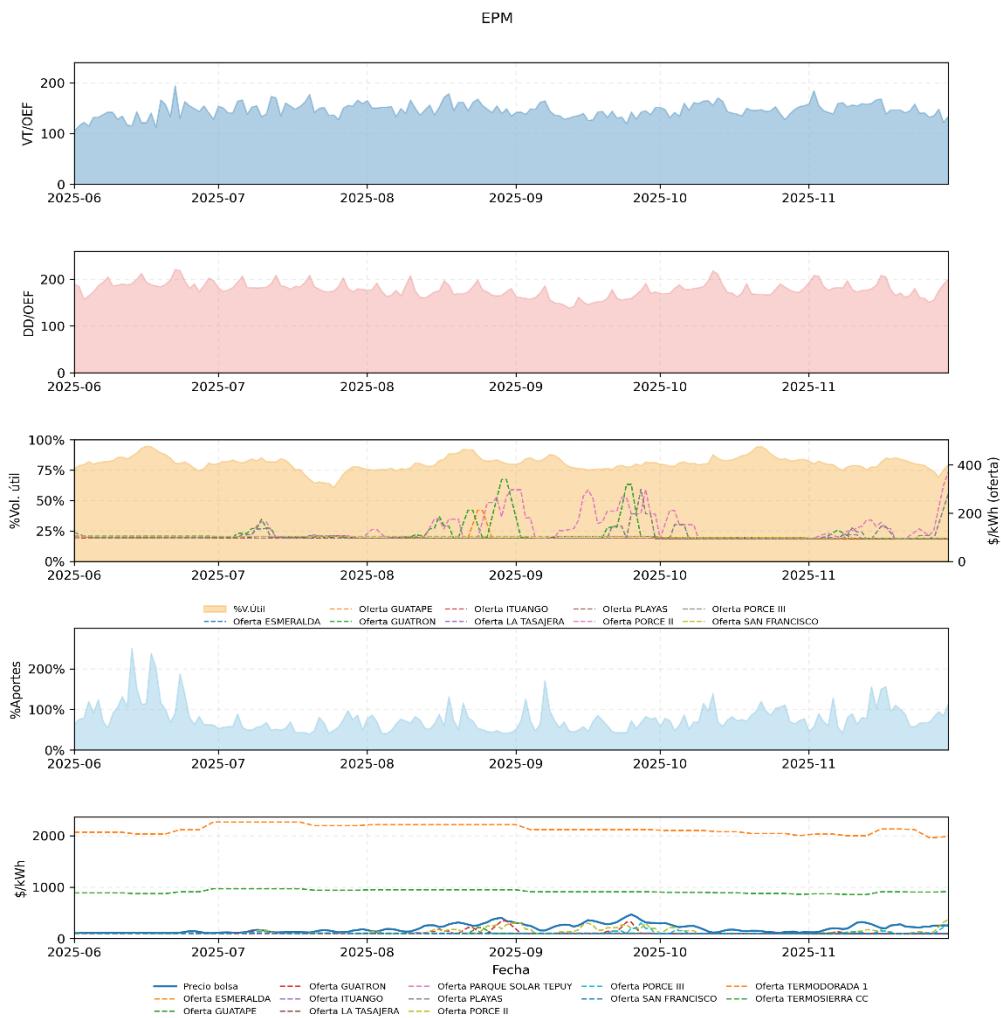
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estánda	Mínimo	Máximo
ZIPAEMG 2	373,20	374,00	5,54	334,75	377,00
ZIPAEMG 4	360,54	362,00	3,07	354,00	362,00
ZIPAEMG 3	344,79	348,00	4,30	338,00	348,00
ZIPAEMG 5	336,85	340,00	6,46	329,00	368,75
BETANIA	145,71	103,47	71,73	92,66	395,00
GUAVIO	136,30	98,00	66,74	92,66	350,00
EL QUIMBO	119,99	98,00	56,22	92,66	390,00
PAGUA	101,87	96,43	28,44	92,66	293,00
SALTO II	98,28	98,00	3,03	92,66	102,70
DARIO VALENCIA SAMPER	98,25	98,00	3,00	92,66	102,61
FUNDACION	91,60	93,98	2,80	87,63	94,55
EL PASO	91,60	93,98	2,80	87,63	94,55
GUAYEPO	91,60	93,98	2,80	87,62	94,55
LATAM SOLAR LA LOMA	91,60	93,98	2,80	87,62	94,55

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 objeto de este boletín fueron en promedio 45,98% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (ver Figura 4-13).

Figura 4-13 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 73,35% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre con un aumento en el mes de octubre con valores superiores al 179,33%, llegando a 218,27% por encima de sus OEF para el citado mes.

En relación con el volumen útil de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. se registraron valores promedio de 81,23% en el trimestre objeto de este boletín y que

corresponde a 80,02% para septiembre, 84,19% para octubre y por último noviembre con un promedio de 79,38%.

Al revisar los aportes; que fueron comparados contra el percentil 95 de su histórico en promedio; 68,16 % para septiembre, 82,10% para octubre y para el mes de noviembre un 86,90% de su serie histórica. Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-9.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estánda	Mínimo	Máximo
TERMODORADA 1	2.128,56	2.117,36	84,83	1.963,55	2.266,29
TERMO SIERRA CC	913,84	908,55	33,43	855,69	969,76
PORCE II	132,80	98,00	78,77	92,66	445,00
GUATRON	112,84	96,47	55,27	92,66	455,00
PORCE III	106,06	96,43	42,34	92,66	400,00
ESMERALDA	101,38	103,11	3,27	95,59	104,64
SAN FRANCISCO	101,38	103,11	3,27	95,59	104,64
PLAYAS	98,01	98,00	3,39	92,66	112,00
GUATAPE	97,40	96,43	18,29	92,66	270,00
LA TASAJERA	96,13	96,43	4,40	92,66	145,00
ITUANGO	95,50	96,43	1,86	92,66	98,00
PARQUE SOLAR TEPUY	91,93	93,66	3,27	86,13	95,19

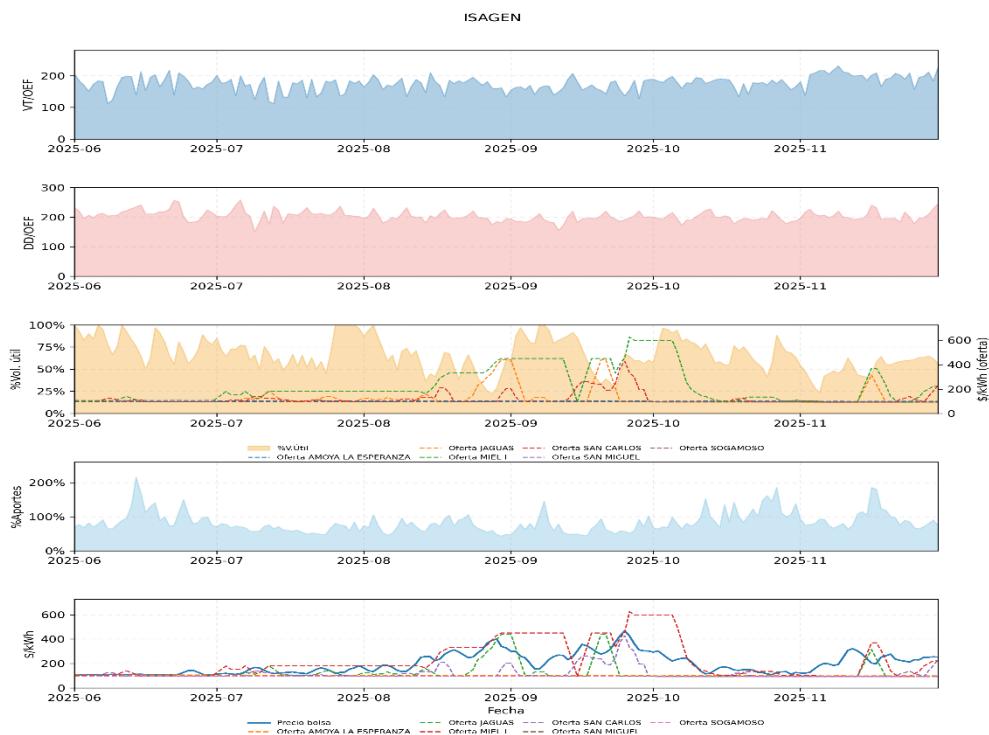
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Isagen:

Las ventas totales de energía para ISAGEN S.A. E.S.P., fueron en promedio 73,46% superiores a sus obligaciones de energía en firme con un aumento en el mes de noviembre con valores superiores al 192,16%, llegando a 223,21% por encima de sus OEF para el citado mes. (ver Figura 4-14).



Figura 4-14 Comparación de variables: Isagen.



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 99,97% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación con el volumen útil de ISAGEN S.A. E.S.P. Se registraron valores promedio de 64,14% en el trimestre objeto de este boletín y que corresponde a 68,98% para septiembre, 71,37% para octubre y por último noviembre con un promedio de 51,84%.

Al revisar los aportes; que fueron comparados contra el percentil 95 de su histórico en promedio; 68,19 % para septiembre, 103,94% para octubre y para el mes de noviembre un 92,47% de su serie histórica.

En la Tabla 4-10 se presentan las estadísticas de los precios de oferta del agente durante el trimestre Septiembre- noviembre.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estánda	Mínimo	Máximo
MIEL I	225,87	182,00	155,32	92,66	675,00
JAGUAS	126,20	96,43	82,80	92,66	440,00
SAN CARLOS	119,86	96,43	62,94	92,66	501,00
AMOYA LA ESPERANZA	102,83	103,01	2,40	97,95	107,71
SOGAMOSO	95,50	96,43	1,86	92,66	98,00
SAN MIGUEL	95,50	96,43	1,86	92,66	98,00

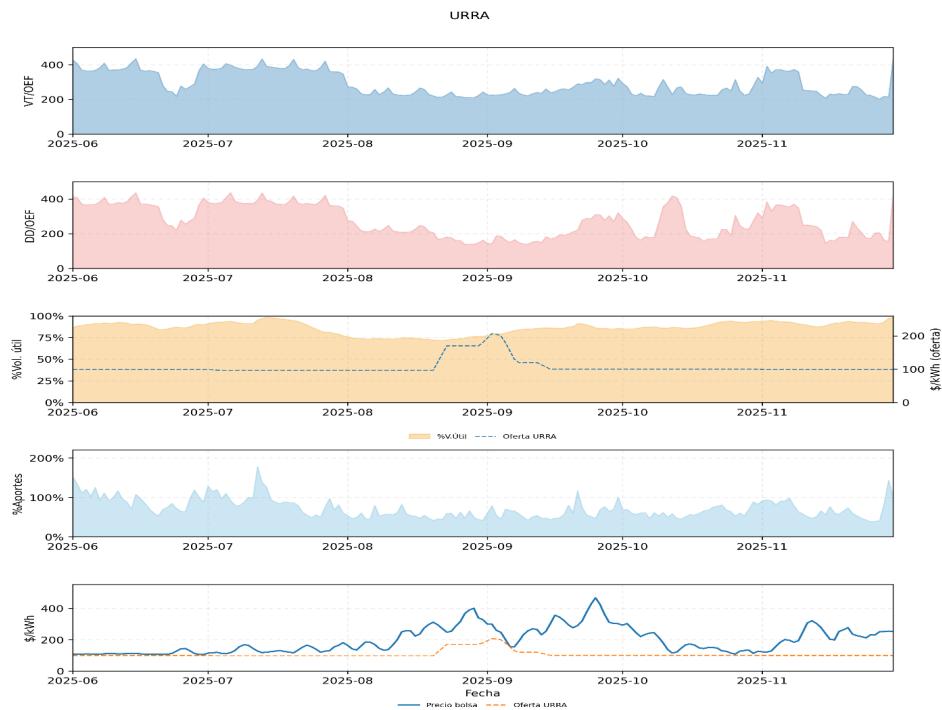
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Urrá:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de la EMPRESA URRA S.A. E.S.P., fueron en promedio 163,63% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo. (ver Figura 4-13). Resaltando un valor máximo de 434,68% durante el mes de noviembre y un mínimo de 202,57% en el mismo mes.



Figura 4-15 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, 134,80% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre. Alcanzando un máximo de 425,67% en el mes de noviembre y un mínimo de 140,04% en septiembre.

En relación con el volumen útil, la EMPRESA URRA S.A. E.S.P se registró valores promedio de 88,69% en el trimestre objeto de este boletín y que corresponde a 85% para septiembre, 88,84% para octubre y por último noviembre con un promedio de 92,23.

En cuanto a los aportes recibidos por el agente, comparados contra el percentil 95 de su histórico, se registraron valores promedio de 62% para septiembre, 62,43% para octubre



y para el mes de noviembre un 69,96%. Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-11.

Tabla 4-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
URRA	106,48	99	23,37	96,47	210

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

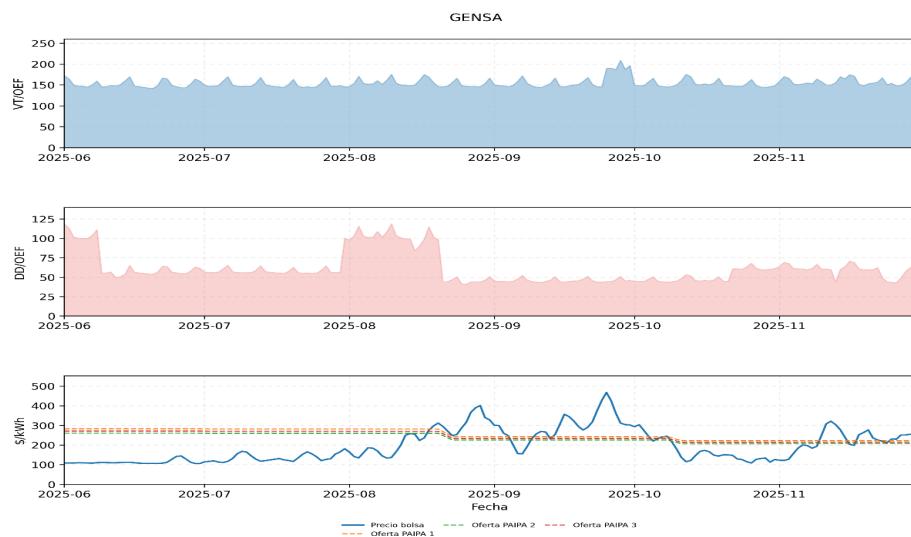
Gensa:

Las ventas totales de energía para GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P – GENSA, fueron en promedio 57,05% superiores a sus obligaciones de energía en firme (ver Figura 4-16). Resaltando un valor máximo de 209,07% durante el mes de septiembre y un mínimo de 144,06% en el mismo mes.

Así mismo, las obligaciones de energía en firme fueron superiores a la disponibilidad declarada diaria en un promedio de 52,15% durante el periodo objeto de este boletín.



Figura 4-16 Comparación de variables Gensa.



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

La Tabla 4-12 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente.

Tabla 4-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
PAIPA 1	254,83	243,59	25,68	222,16	282,77
PAIPA 3	244,75	234,30	24,26	213,87	271,16
PAIPA 2	235,85	226,10	23,00	206,54	260,91

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

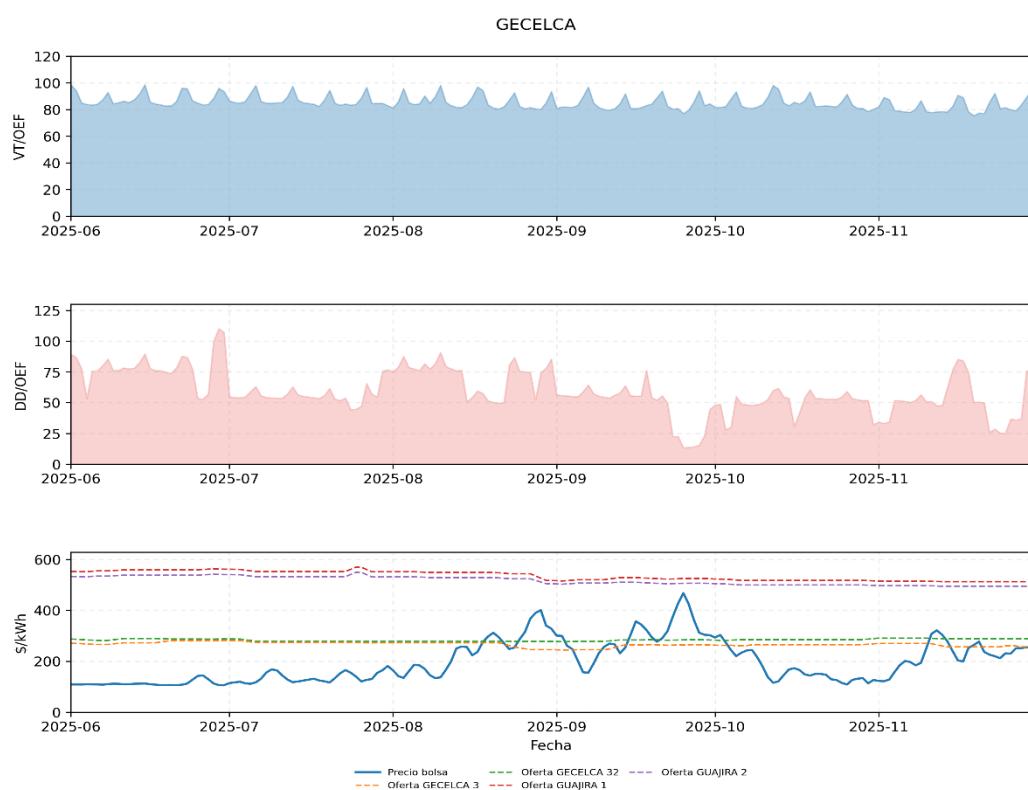
Gecelca:

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 16,33%. (ver Figura 4-17).

La energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada también fue inferior a sus Obligaciones de Energía Firme para este periodo, en promedio faltante de 49,78%.

Figura 4-17 Comparación de variables Gecelca.



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

La Tabla 4-13 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

Tabla 4-13 Estadísticos básicos Gecelca.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estánda	Mínimo	Máximo
GUAJIRA 1	535,57	529,04	18,69	512,54	578,88
GUAJIRA 2	516,83	510,57	17,22	494,82	558,76
GECELCA 32	283,32	284,37	4,39	275,30	291,11
GECELCA 3	266,24	267,62	9,52	242,89	281,75

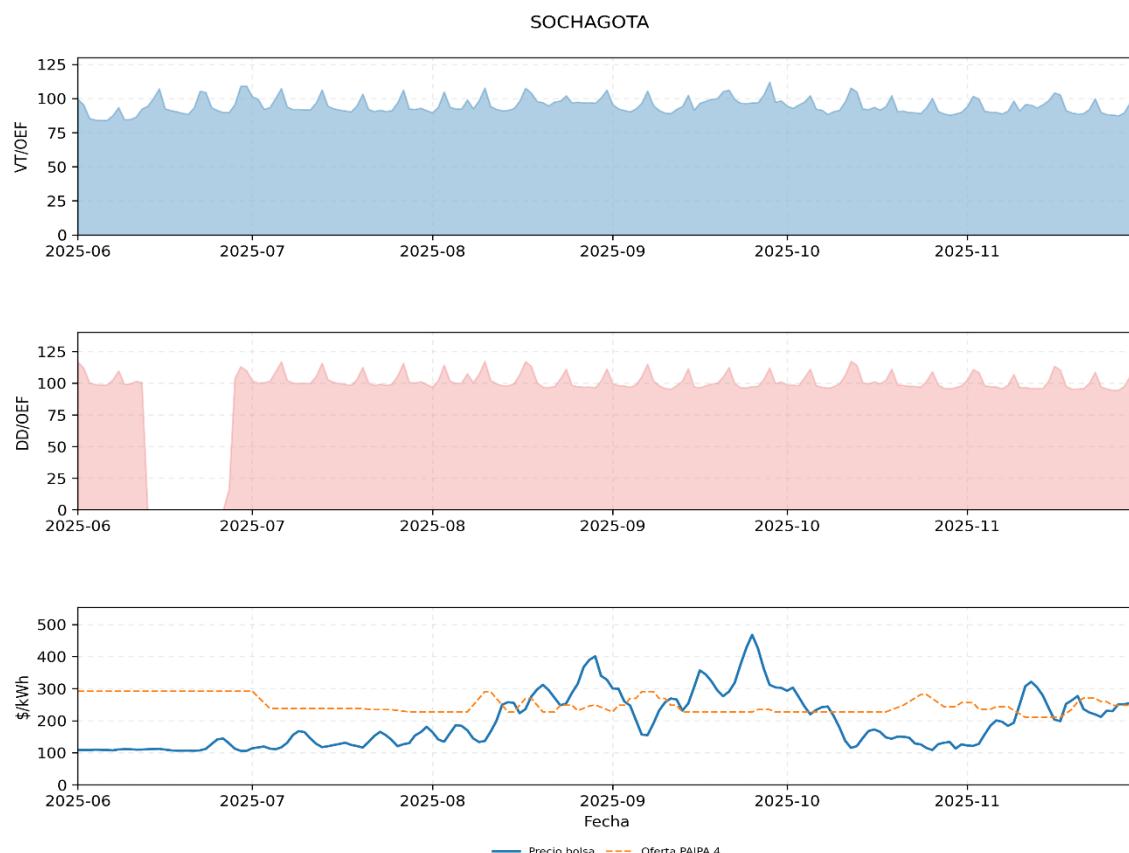
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Sochagota:

Para el agente COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A.S. 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 5,21%. (ver Figura 4-18).



Figura 4-18 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. Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-14.

Tabla 4-14 Estadísticos básicos Sochagota.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
PAIPA 4	249,23	238,628	27,87	210,34	292,118

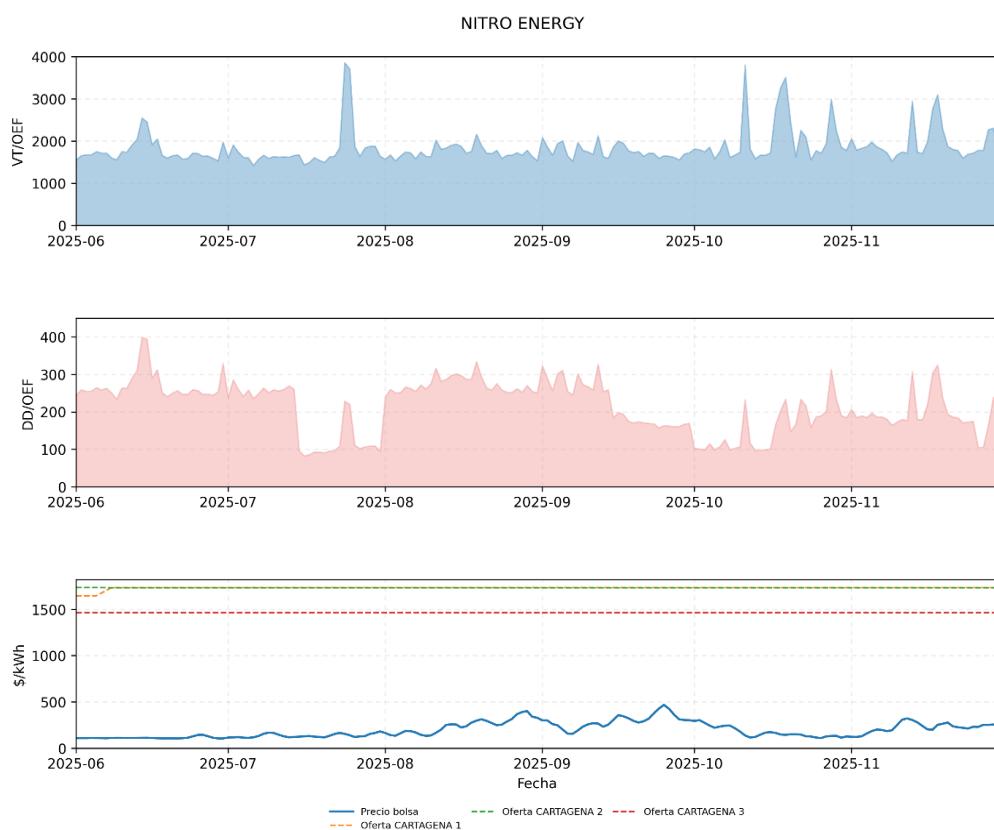
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



Nitro Energy:

Las ventas totales de energía para NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P., fueron en promedio 1823,71% superiores a sus obligaciones de energía en firme (ver Figura 4-19). Resaltando un valor máximo de 3805,89% durante el mes de octubre y un mínimo de 1523,53% en el mes de septiembre.

Figura 4-19 Comparación de variables Nitro Energy.



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

La energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada también inferior a sus Obligaciones de Energía Firme para este periodo, en promedio faltante de 88%.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 4-15.

Tabla 4-15 Estadísticos básicos Nitro Energy.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estánda	Mínimo	Máximo
CARTAGENA 2	1.732,45	1.732,36	0,52	1.732,36	1.735,26
CARTAGENA 1	1.731,54	1.734,43	15,76	1.646,18	1.734,43
CARTAGENA 3	1.463,35	1.463,35	0,00	1.463,35	1.463,35

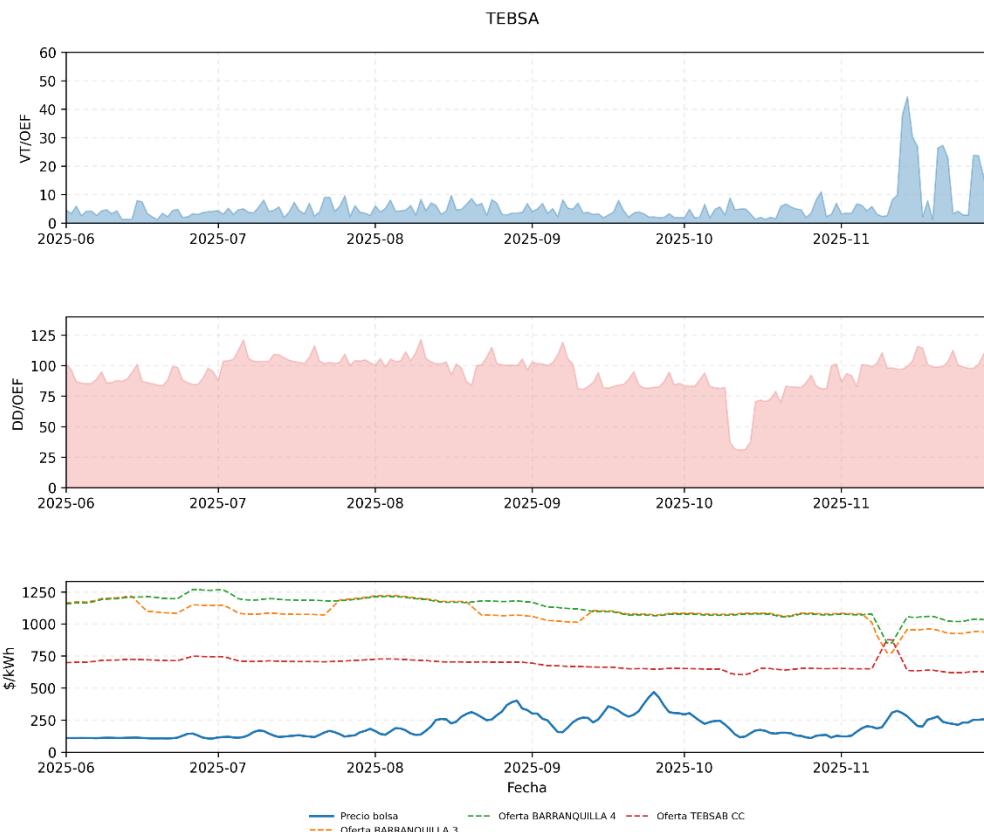
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

TEBSA:

Para el agente TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS, 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 93,15% (ver Figura 4-20).



Figura 4-20 Comparación de variables TEBSA.



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

La energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada también inferior a sus Obligaciones de Energía Firme para este periodo, en promedio faltante de 11,14%.

En la Tabla 4-16 se presentan los estadísticos de las ofertas de TEBSA para el trimestre de análisis.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
BARRANQUILLA 4	1.130,94	1.163,53	78,37	850,32	1.268,96
BARRANQUILLA 3	1.085,67	1.080,77	87,49	773,18	1.223,18
TFBSAB CC	685,73	700,30	46,47	592,03	879,35

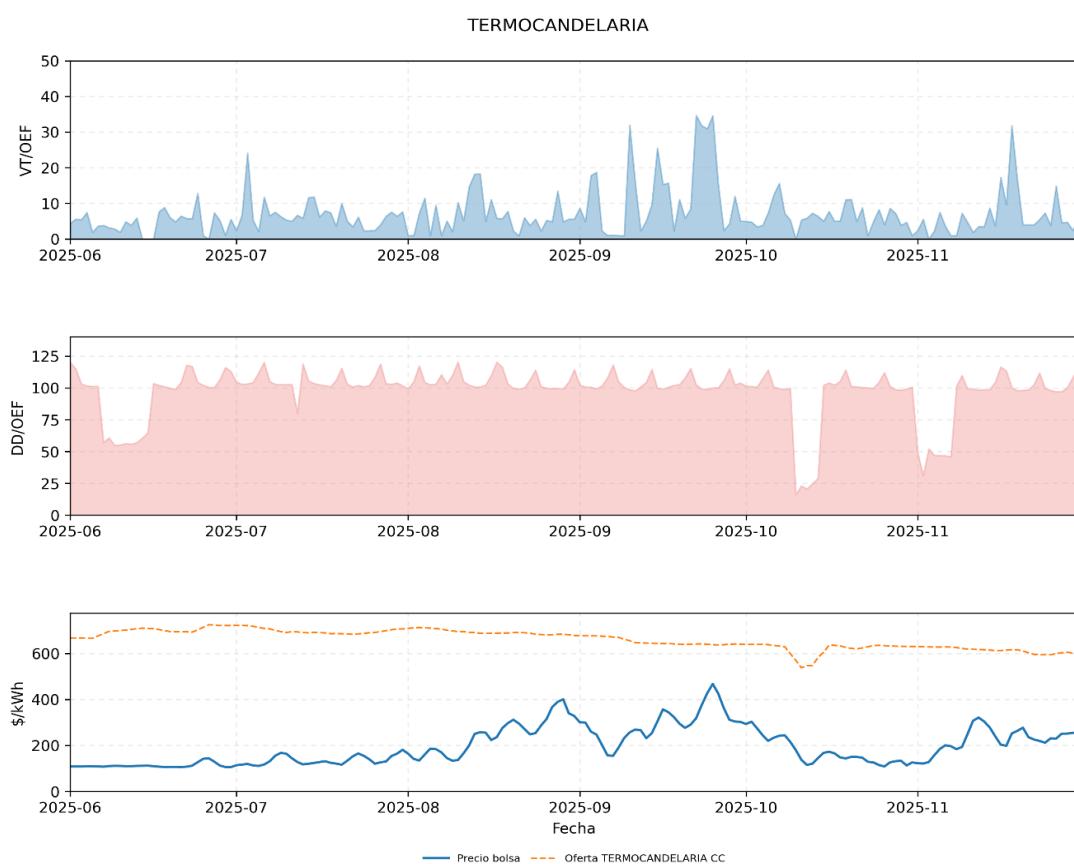
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Termocandalaria:

Para el agente TERMOCANDELARIA S.A.S. - 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 91,64%.

La energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada también inferior a sus Obligaciones de Energía Firme para este periodo, en promedio faltante de 5,77% (ver Figura 4-21).

Figura 4-21 Comparación de variables Termocandalaria.



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

La Tabla 4-17 presenta los valores promedio de las ofertas para las plantas del agente.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMOCANDELARIA CC	662,13	673,681	40,91	531,18	725,103

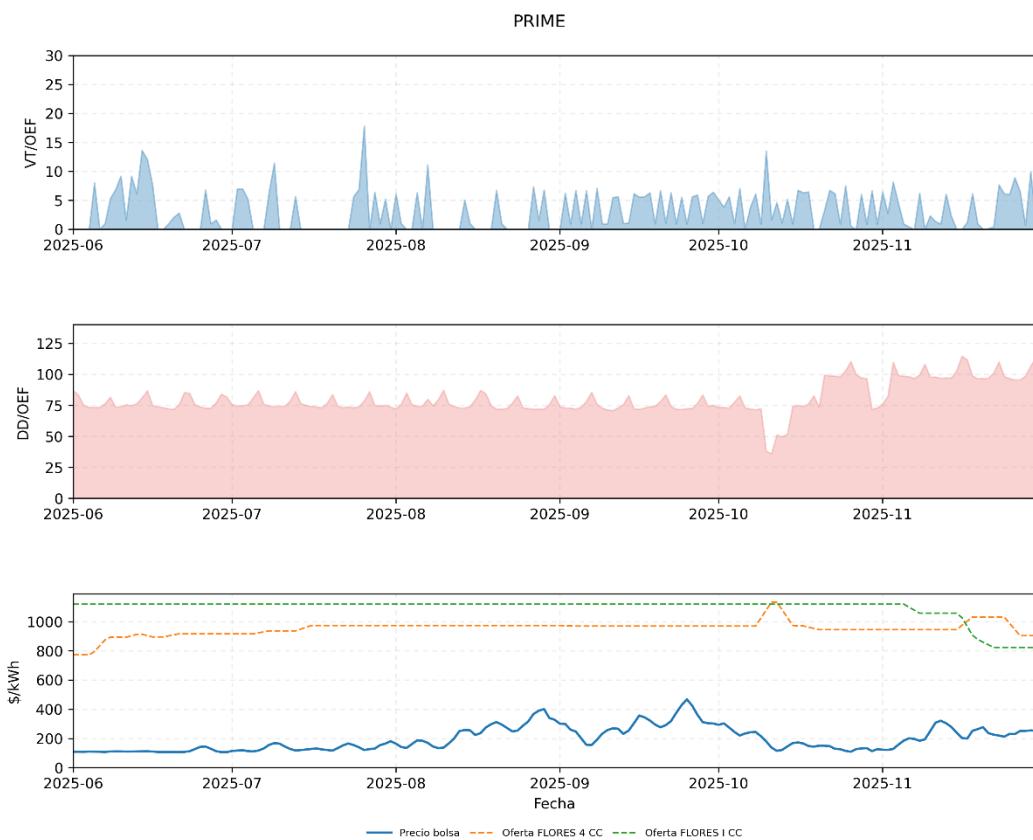
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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 inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme, durante todo el periodo, en un promedio faltante de 94,96% como se ve en la Figura 4-22.

Adicionalmente, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue inferior a sus Obligaciones de Energía Firme para este periodo, con promedio faltante de 16,07% y con un valor máximo de 114,71% en el mes de noviembre.

Figura 4-22 Comparación de variables Prime.



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

La Tabla 4-18 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

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

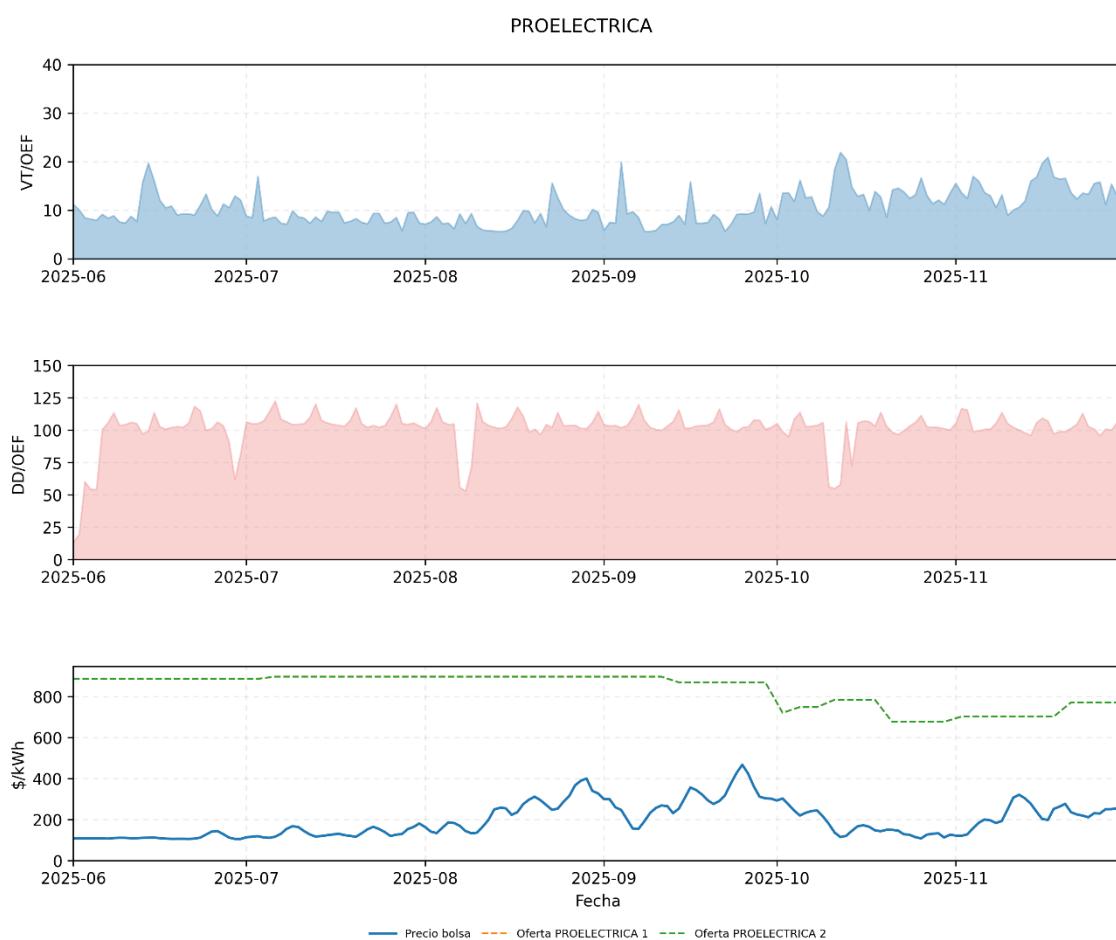
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
FLORES I CC	1.095,62	1.120,04	74,49	823,25	1.120,04
FLORES 4 CC	954,13	969,72	51,06	772,47	1.153,35

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

Proeléctrica:

Para el agente PROELECTRICA S.A.S 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 87,84% (ver Figura 4-23).

Figura 4-23 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, 2,38% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre con

un máximo en el mes de septiembre de 119,96% y un mínimo del 55,09% del mes de octubre. La Tabla 4-19 presenta los estadísticos básicos del trimestre.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
PROELECTRICA 1	836,22	886,66	80,07	676,89	896,83
PROELECTRICA 2	836,22	886,66	80,07	676,89	896,83

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

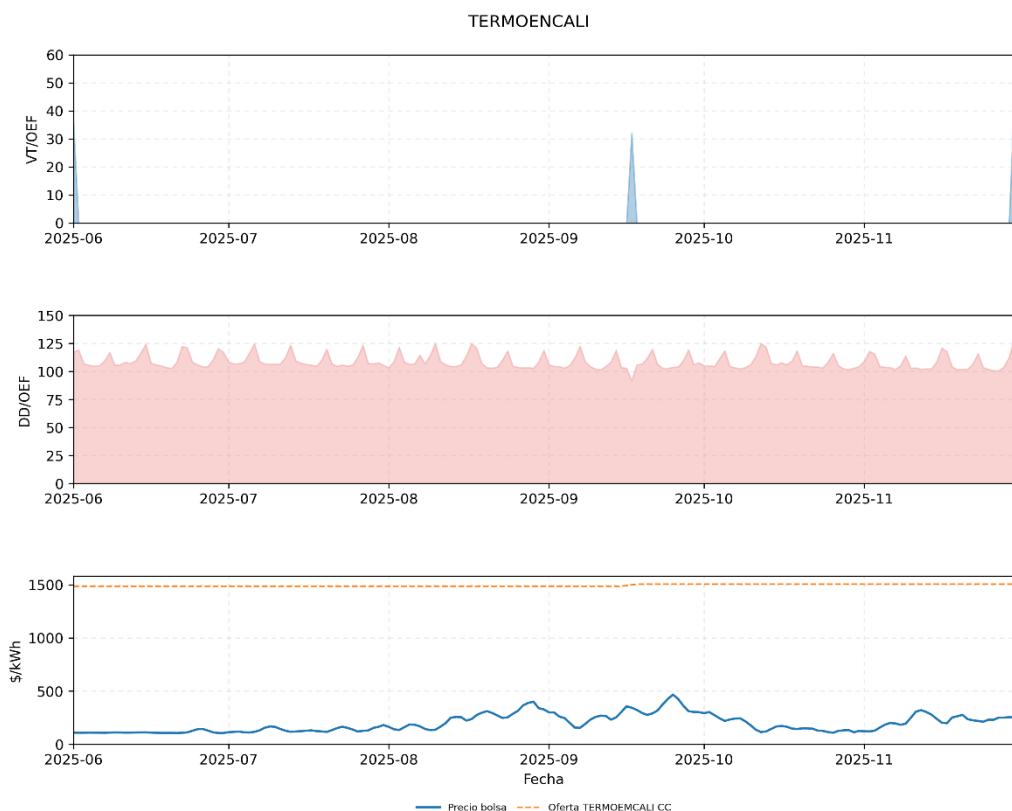
TermoEmcali:

Para el agente TERMOEMCALI I 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 99,17% (ver Figura 4-24).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, la misma fue en promedio, 7,47% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre con un máximo en el mes de noviembre de 128,86% y un mínimo del 91,88 del mes de septiembre.



Figura 4-24 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 4-20 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta.

Tabla 4-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): *TermoEmcali*.

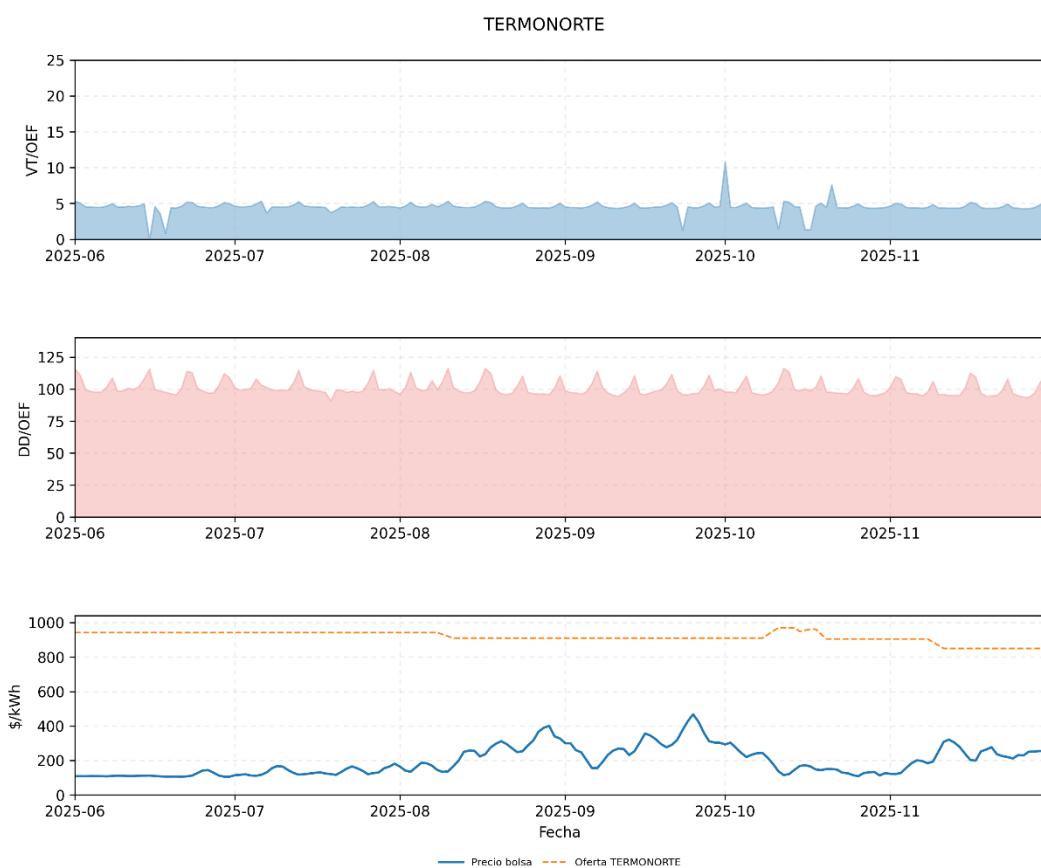
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMOEMCALI CC	1494,73	1486,46	9,96	1486,46	1506,65

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

Termonorte:

Para el agente TERMONORTE S.A.S. 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 95,45% (ver Figura 4-25).

Figura 4-25 Comparación de variables Termonorte.



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

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, la misma fue igual a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre con un máximo en el mes de octubre de 116,43% y un mínimo del 93,77% del mes de noviembre.

La Tabla 4-21 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

Tabla 4-21 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMONORTE	917,57	910,00	30,72	850,00	990,00

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

4.3 Seguimiento operativo

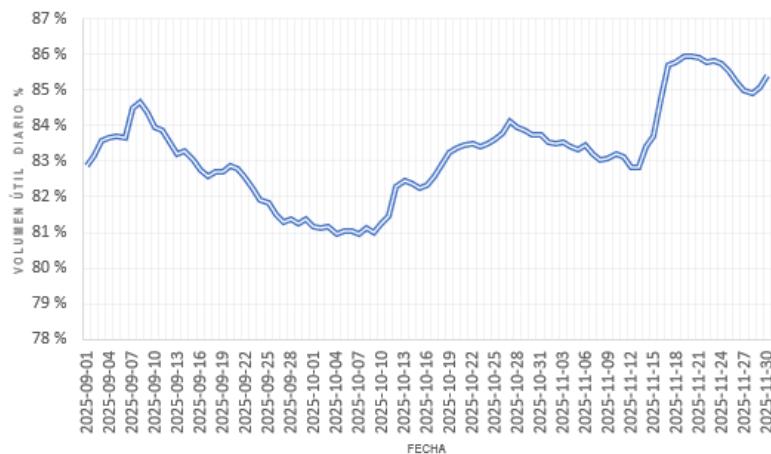
En esta sección se revisan las principales variables operativas del sistema de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico que se presentan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

4.3.1 Volumen Útil del Sistema

Durante el trimestre comprendido entre septiembre y noviembre de 2025, el volumen útil del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se mantuvo en niveles altos, con una dinámica diferenciada por mes que reflejó, en términos generales, una adecuada condición hídrica del sistema y una recuperación progresiva hacia el cierre del periodo (ver Figura 4-26).



Figura 4-26 Comportamiento general 2020-2025 del volumen útil de los embalses.



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

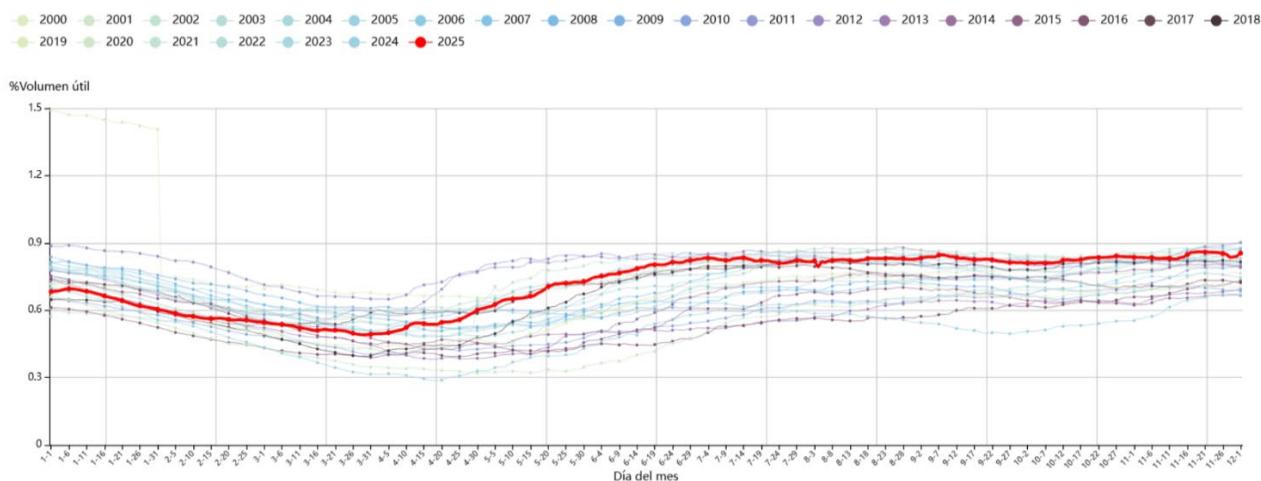
En septiembre, el volumen útil diario inició en 82,89% y presentó un comportamiento ligeramente descendente a lo largo del mes, aunque con fluctuaciones moderadas. Durante la primera quincena se observaron valores cercanos y superiores al 84%, alcanzando un máximo de 84,64% el 8 de septiembre. Posteriormente, el volumen útil mostró una tendencia a la baja, cerrando el mes en 81,37%, lo que representó una reducción aproximada de 1,5 puntos porcentuales frente al inicio del mes. No obstante, los niveles se mantuvieron consistentemente por encima del 81%, evidenciando una condición aún holgada de almacenamiento.

En octubre, el volumen útil registró inicialmente valores ligeramente inferiores a los observados al cierre de septiembre, con un mínimo cercano al 80,97% el 4 de octubre. A partir de la segunda semana del mes, se presentó una recuperación sostenida, con incrementos graduales que llevaron el volumen útil a ubicarse por encima del 83% hacia la tercera semana. El mes cerró con un valor de 83,75%, reflejando una mejora significativa frente al inicio de octubre y una reversión clara de la tendencia descendente observada a comienzos del periodo.

Durante noviembre, el comportamiento del volumen útil fue marcadamente creciente. En la primera mitad del mes, los valores se mantuvieron relativamente estables alrededor del 83%, mientras que a partir del 16 de noviembre se evidenció un aumento más pronunciado. Este incremento llevó al volumen útil a superar el 85% desde el 17 de noviembre, alcanzando un máximo de 85,96% el 19 de noviembre. El mes cerró con un nivel de 85,40%, consolidando una mejora sustancial en las condiciones de almacenamiento del sistema hacia el final del trimestre.

La Figura 4-27 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 82% en el mes de septiembre y se ha mantenido estable alrededor del 83% al finalizar noviembre, reflejando una condición hidrológica favorable y una operación prudente del sistema, lo cual ha contribuido a consolidar la seguridad energética nacional.

Figura 4-27 Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).



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

4.3.2 Hidrología del sistema

En la Figura 4-28, 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 septiembre y noviembre 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 septiembre, los aportes promediaron 210 GWh/día, estando en niveles similares a la media histórica mensual (210 GWh/día). Esta condición desfavorable no logró mantener una oferta hídrica sólida, lo cual se refleja en precios de bolsa con tendencia al alza, con un promedio mensual de 280 \$/kWh. Durante gran parte del mes, los aportes se situaron por debajo del promedio histórico, alcanzando valores diarios inferiores a 150 GWh/día, lo que evidenció una baja disponibilidad de generación hidráulica.

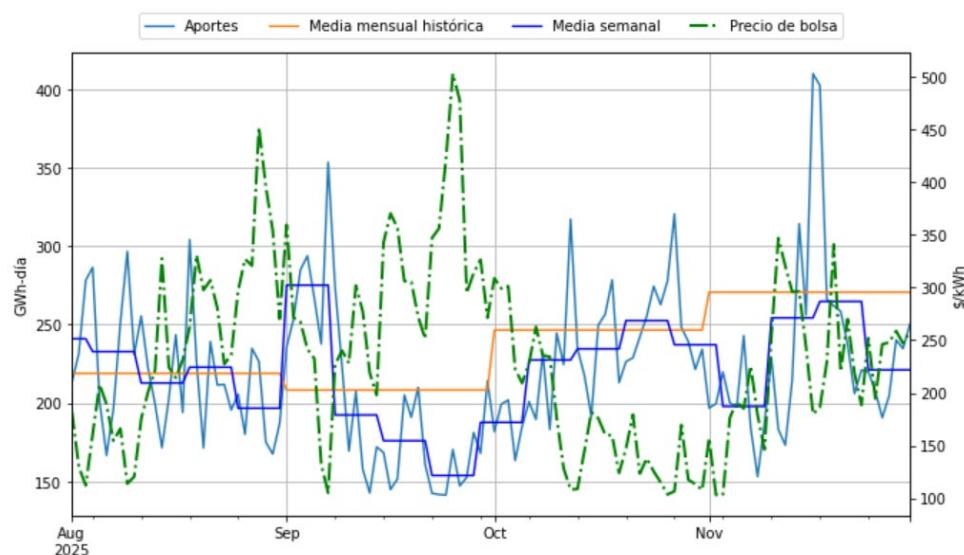
En octubre, los aportes mostraron tendencia al alza hasta llegar a un promedio de 240 GWh/día, lo cual hizo que estuvieran por debajo de la media histórica (249 GWh/día). El sistema mostró una tendencia a recuperar su estabilidad operativa, con precios de bolsa que promediaron 190 \$/kWh, mostrando oscilaciones a la baja hacia finales del mes. Sin embargo, la variabilidad diaria de los aportes aumentó, mostrando un cambio hacia condiciones hidrológicas más favorables.

Por su parte, en noviembre se observó una leve recuperación, con aportes promedios de 247 GWh/día, inferiores a la media histórica (270 GWh/día) y por debajo de esta en todo el periodo mensual. Esta variabilidad en la disponibilidad hídrica se tradujo en el incremento de los precios de bolsa, que alcanzaron un promedio mensual de 270



\$/kWh, con picos diarios superiores a 300 \$/kWh en dos oportunidades. La variación 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.

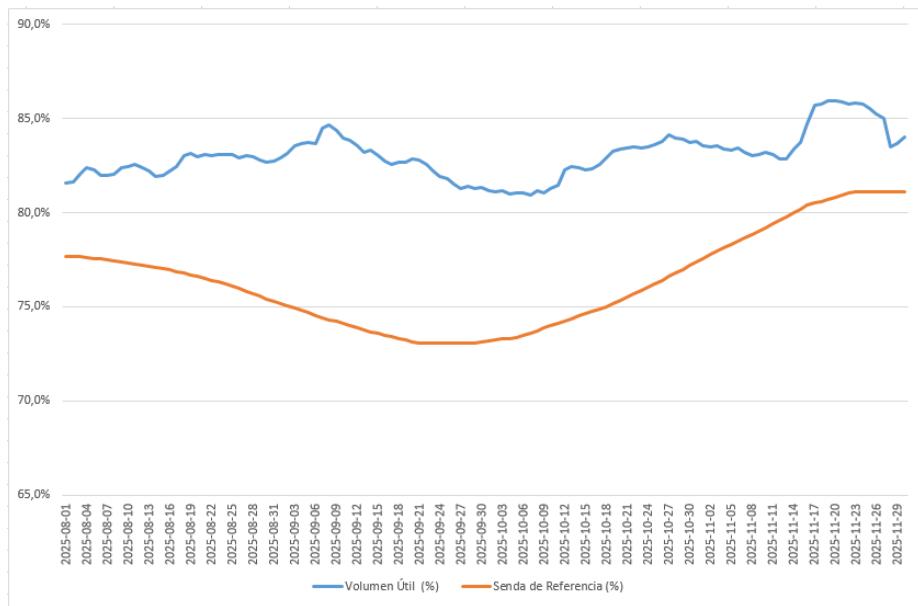
Figura 4-28 Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.



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

De manera complementaria, en la Figura 4-29 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 4-29 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 septiembre y noviembre de 2025, el volumen útil inicio con una tendencia descendente y posteriormente se fue recuperando el volumen, iniciando el 1 de septiembre en 82,7% y alcanzando su punto máximo cercano al 85,9% finalizando noviembre. El nivel se recuperó, manteniéndose alrededor del 84% durante el mes de noviembre. 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 decrecimiento moderado, iniciando el periodo en 75,17% y alcanzando un máximo de 81,13% a finales de noviembre, se evidencia una mejora en esta senda desde el mes de octubre. 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.

4.3.1 Hidrología por plantas

En la Tabla 4-22 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 4-22 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
Autonomía de 2 a 8 semanas			
SOGAMOSO	819	1.020,30	7,42

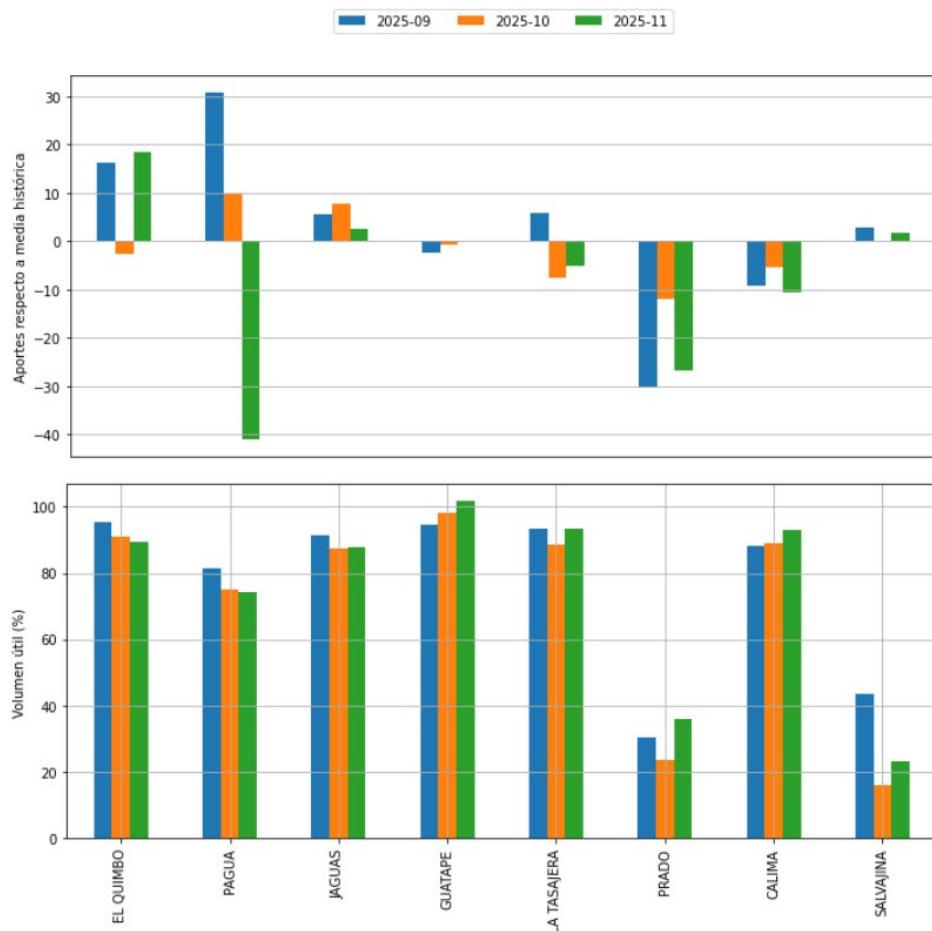


Planta	Capacidad planta [MW]	Capacidad útil [GWh]	Autonomía [Semanas]
GUAVIO	1.250	1.447,54	6,98
CHIVOR	1.000	1.126,20	6,70
GUATRON	512	520,47	6,05
MIEL I	396	240,11	3,61
URRÁ	338	159,44	2,81
PLAYAS	207	94,91	2,73
Autonomía menor a 2 semanas			
PORCE II	405	124,03	1,82
BETANIA	540	120,61	1,33
PORCE III	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 4-30).

Figura 4-30 Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.



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

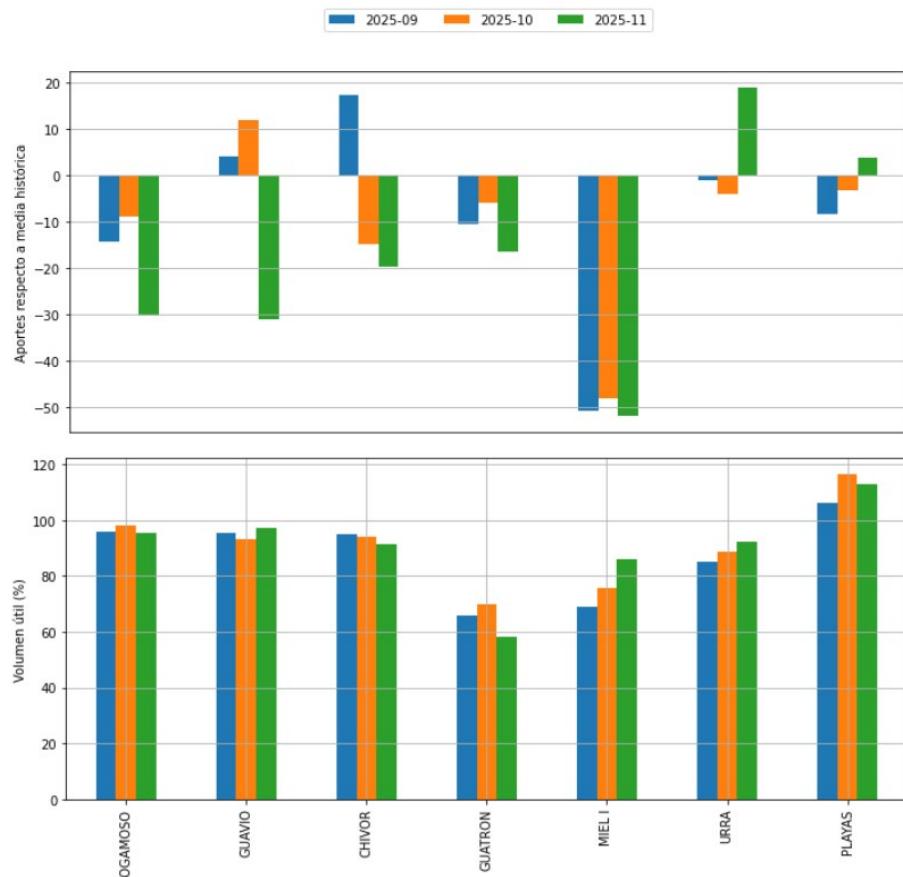
Durante el trimestre septiembre–noviembre de 2025, los embalses de alta regulación del sistema mostraron un desempeño estable y consistente, manteniendo niveles de almacenamiento elevados pese a la reducción gradual de los aportes frente a la media histórica. En general, el trimestre se caracterizó por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

En septiembre, los aportes se ubicaron por encima de sus medias históricas en la mayoría de los embalses, sobresaliendo El Quimbo, Pagua, Jaguas y La Tasajera, lo que

permitió consolidar niveles de volumen útil superiores al 82%. Este comportamiento positivo contribuyó a mantener una condición holgada del sistema y a fortalecer las reservas energéticas.

A partir de octubre, se observa una disminución progresiva en los aportes, tendencia que se acentuó en noviembre, especialmente en embalses como La Tasajera, 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, Jaguas y La Tasajera, conservaron niveles de volumen útiles por encima del 89%, lo que evidenció su resiliencia y capacidad de amortiguar los efectos de la menor afluencia.

Figura 4-31 Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



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

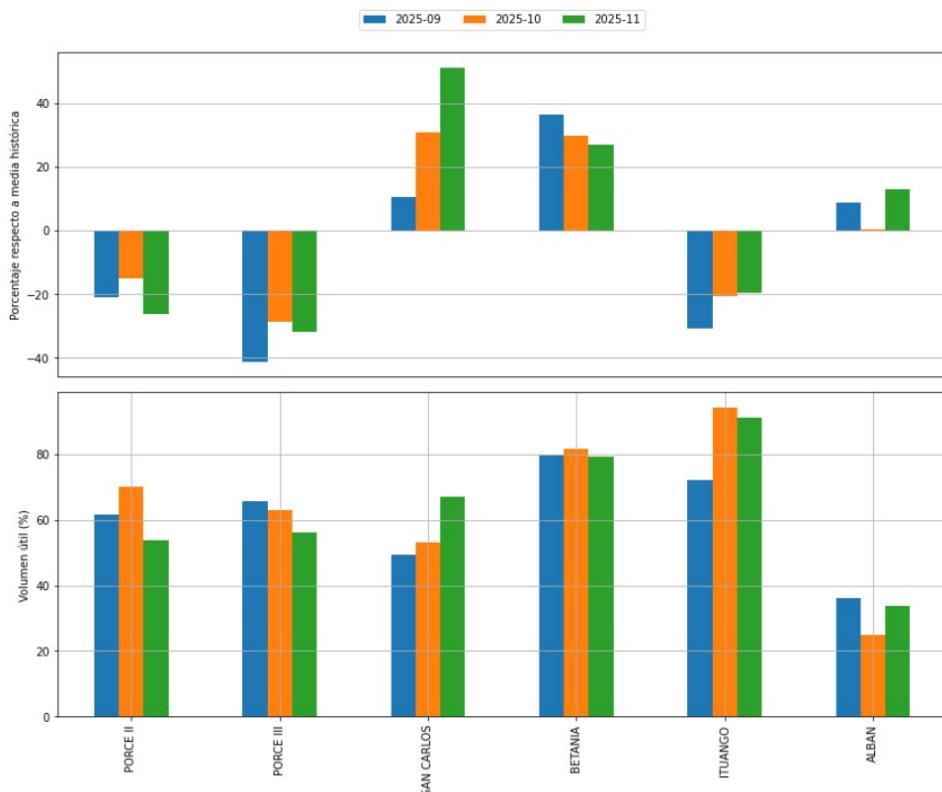
Se observa que durante el trimestre comprendido entre septiembre y noviembre de 2025, los embalses de media regulación mostraron un comportamiento mixto en sus principales variables hidrológicas. En términos generales, la mayoría de los embalses mantuvieron niveles de volumen útil estables o con leves variaciones, incluso algunos presentaron un aumento significativo hacia el final del periodo, asociada al aumento en los aportes en comparación con los meses previos.

En septiembre, los aportes registrados se ubicaron en su mayoría por debajo de las medias históricas, destacándose los casos de Sogamoso, Guatron, Miel I y Playas. Sin embargo, se cuenta con excedentes significativos que contribuyeron a mantener niveles altos de llenado. En este mes, los embalses Playas y Sogamoso alcanzaron volúmenes útiles del 104,85% y 97,28%, respectivamente, reflejando una condición favorable del sistema.

Durante octubre, los aportes presentaron señales de reducción, observándose reducciones en algunos embalses como Sogamoso, Chivor y Miel I, mientras que solo Guavio mantuvo 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 84%, lo que denota una buena disponibilidad de recursos hídricos.

Para noviembre, el comportamiento hidrológico fue con tendencia al aumento. En general los embalses registraron aportes negativos respecto a su media histórica, mientras que Urrá y Playas presentaron ligeras recuperaciones. A pesar de ello, los niveles de volumen útil permanecieron altos en la mayoría de los embalses, con valores superiores al 82% en Sogamoso, Guavio y Chivor, evidenciando una adecuada capacidad de regulación en el sistema.

Figura 4-32 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 4-32), caracterizadas por una autonomía operativa inferior a dos semanas presentaron un comportamiento hidrológico versátil, con marcadas diferencias entre las plantas de acuerdo con su localización y régimen de aportes.

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

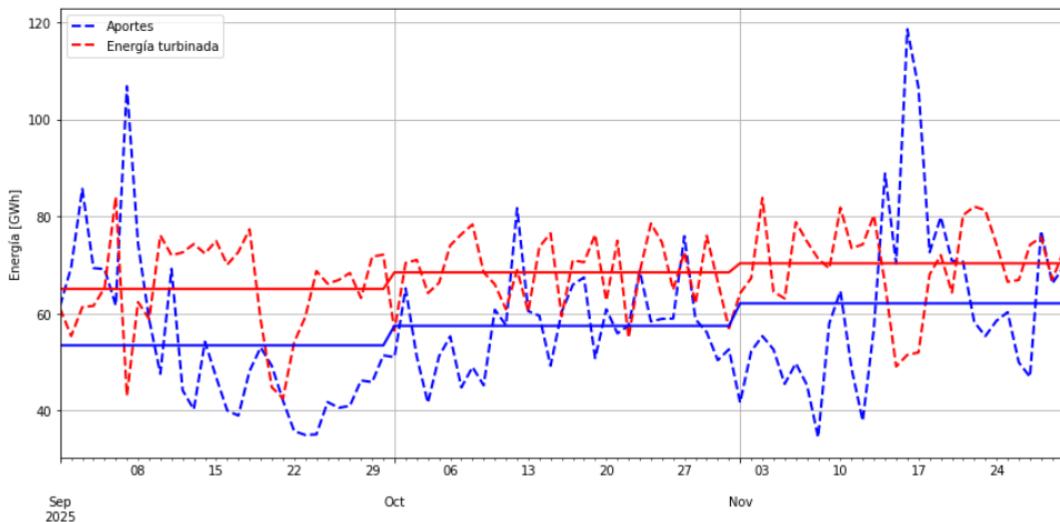
Durante el mes de octubre, el comportamiento fue más homogéneo: San Carlos y Betania sobresalieron con un incremento significativo en los aportes, superando ampliamente su promedio histórico, mientras que el resto de los embalses evidenció reducciones notables, especialmente Porce II y Porce III. En noviembre, la mayoría de los embalses tendió hacia la estabilización, destacándose nuevamente San Carlos y Albán 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 e Ituango presentan los niveles más altos del grupo, con valores superiores al 80%, mientras que Porce III y Albán mostraron descensos en octubre y una leve recuperación hacia noviembre en este último. Betania mantuvo relativa estabilidad, con valores alrededor del 79%, mientras que Porce III presentó reducciones sostenidas, finalmente Albán es el de menor almacenamiento, cerrando el trimestre con apenas 36,44%.

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 4-33, se observó que durante todo el trimestre la energía turbinada superó a los aportes hídricos. En resumen, en septiembre el balance entre energía turbinada y aportes alcanzó el 121 %, en octubre la relación alcanza 119% y para el mes de noviembre estuvo en el 113%, lo anterior refleja que la energía turbinada en la mayor parte del periodo fue superior a los aportes que recibió el sistema.

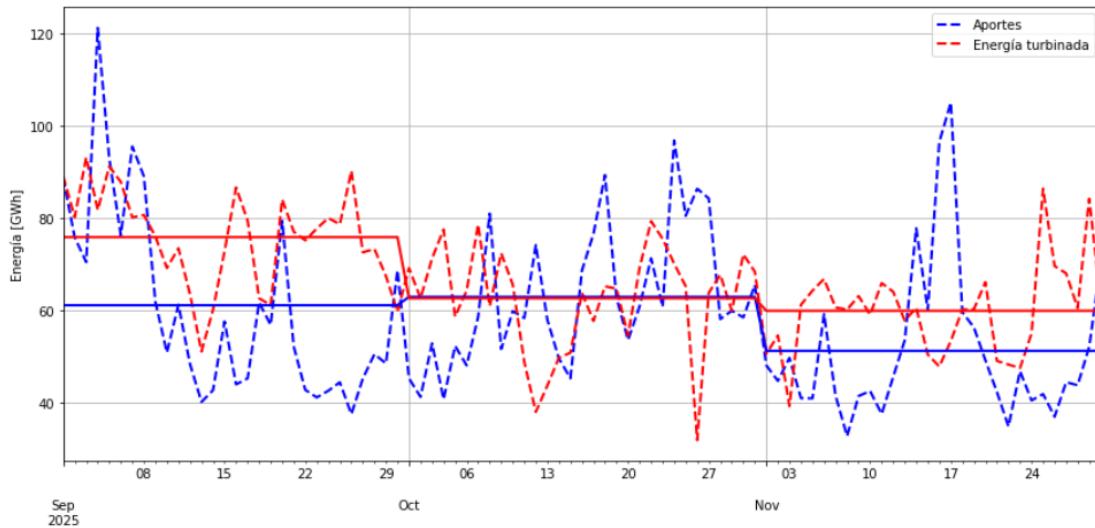
Figura 4-33 Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación mayor a 8 semanas.



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

En contraste, se observa un comportamiento aproximadamente heterogéneo para las plantas con capacidad de regulación entre dos y ocho semanas (Figura 4-34). Durante los meses de septiembre y noviembre, la energía turbinada fue superior a los aportes hídricos, representando el 124 % y 117 % respectivamente. De otra parte, en octubre el balance entre energía turbinada y aportes fue similar. Esta tendencia muestra que, la energía turbinada fue constante en este trimestre y que para el mes de noviembre se presentó una mejora en el nivel de los aportes, tal como se muestra a continuación.

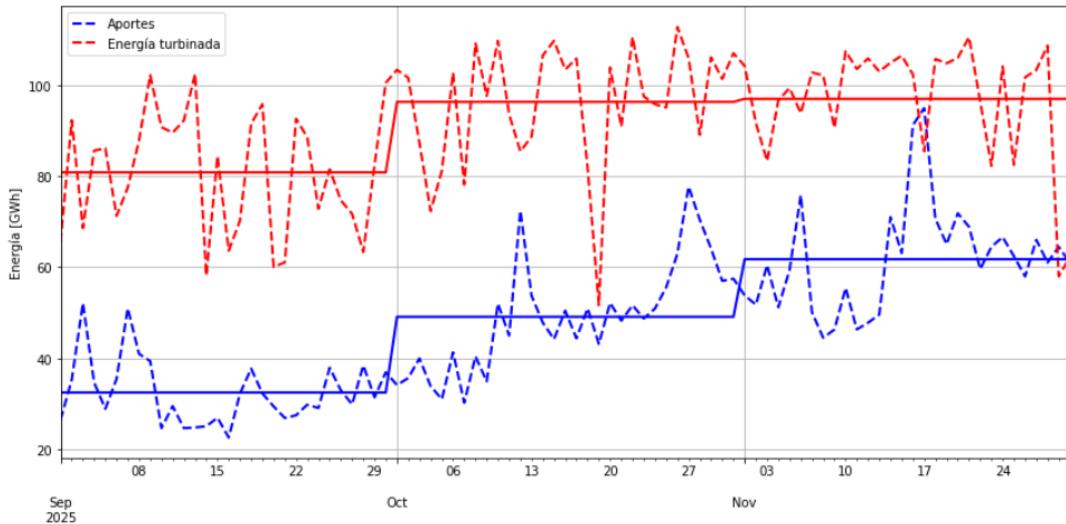
Figura 4-34 Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



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

Un comportamiento con similitud se observó en las plantas con capacidad de regulación menor a dos semanas. Durante todo el trimestre, la energía turbinada superó los aportes y reduciendo gradualmente esta tendencia al final del periodo. Para el mes de septiembre esta relación es mayor al doble, para octubre alcanza un 196% y para noviembre llega al 157% respectivamente, tal como se observa Figura 4-35. Para este punto, se observa una mejora constante en los niveles de generación y aportes, validando la importancia de estas plantas en el acumulado del sistema.

Figura 4-35 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.

4.3.3 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 en curso, el volumen total vertido corresponde a 2.429,56 GWh lo cual representa una reducción de más del doble con respecto al anterior periodo, de estos el 44% se registró en noviembre, seguido de octubre con el 34%, mientras que septiembre solo se aportó el 22%. Este comportamiento muestra una baja disponibilidad hídrica iniciando el periodo y terminando con una leve recuperación, cuando los embalses alcanzan niveles de mayor capacidad, tal como se muestra a continuación (ver Tabla 4-23).

Tabla 4-23 Energía vertida por área (Cifras en GWh).

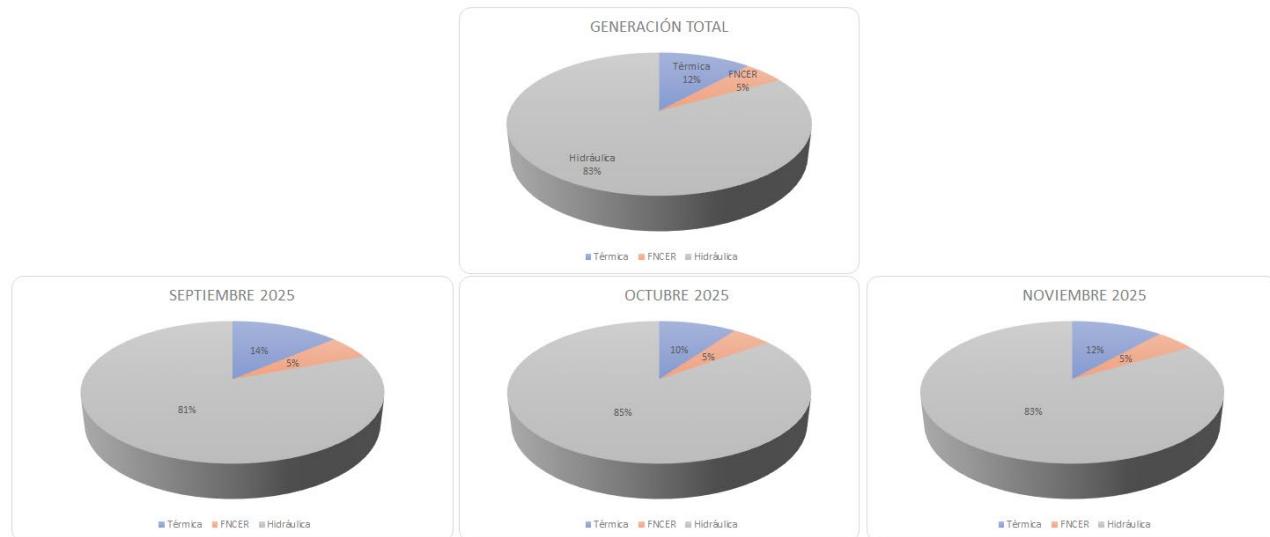
ÁREA	Sep. 25	Oct. 25	Nov. 25	Total Trimestre
Antioquia	194,83	573,21	886,84	1.654,88
Caldas	0,00	0,00	0,00	0,00
Caribe	0,00	0,00	1,45	1,45
Centro	57,29	246,81	51,24	355,34
Oriente	292,44	0,00	125,46	417,89
Valle	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	544,55	820,03	1.064,99	2.429,56

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

4.3.4 Generación de energía por recurso

Durante el periodo de septiembre a noviembre de 2025 la generación total fue de 20.719,46 GWh, donde la mayor participación por el tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 83%, seguido de plantas térmicas con 12% y en menor cantidad Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) con 5% (Figura 4-36).

Figura 4-36 Participación de la generación por recurso.



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

Durante el trimestre analizado, la generación hidráulica mantiene su participación predominante en la matriz eléctrica, representando el 81% y 85% en los meses de septiembre y octubre, con una ligera disminución en noviembre, cuando alcanzó el 83%. En contraste, la generación térmica presentó un promedio del 12% en este trimestre, reflejando así 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 se mantiene en el 5% de la generación total y fue de 10,82 GWh/día, contribuyendo gradualmente de esta manera en el suministro energético nacional.

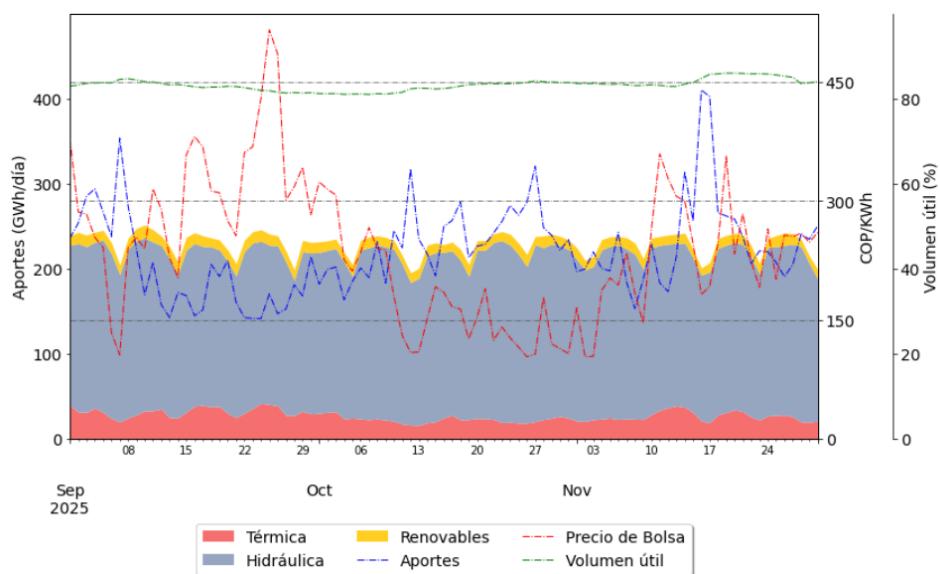
Durante el trimestre, los aportes hídricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentaron una leve recuperación, registrando un promedio diario de 198,76 GWh/día en septiembre, los aportes promediaron 221,09 GWh/día, disminuyendo a 232,10



GWh/día en octubre y recuperando el indicador promedio en noviembre en 232,06 GWh/día, lo que evidencia una reducción 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 septiembre, el precio promedio diario fue de 304,21 \$/kWh presentando a final de este mes los valores más altos del trimestre, decreciendo a 175,45 \$/kWh en promedio en octubre y alcanzando 232,81 \$/kWh en noviembre, en respuesta a la menor oferta hídrica y al consecuente incremento en la participación de fuentes térmicas de generación (ver Figura 4-37).

Figura 4-37 Participación de generación por fuente.



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

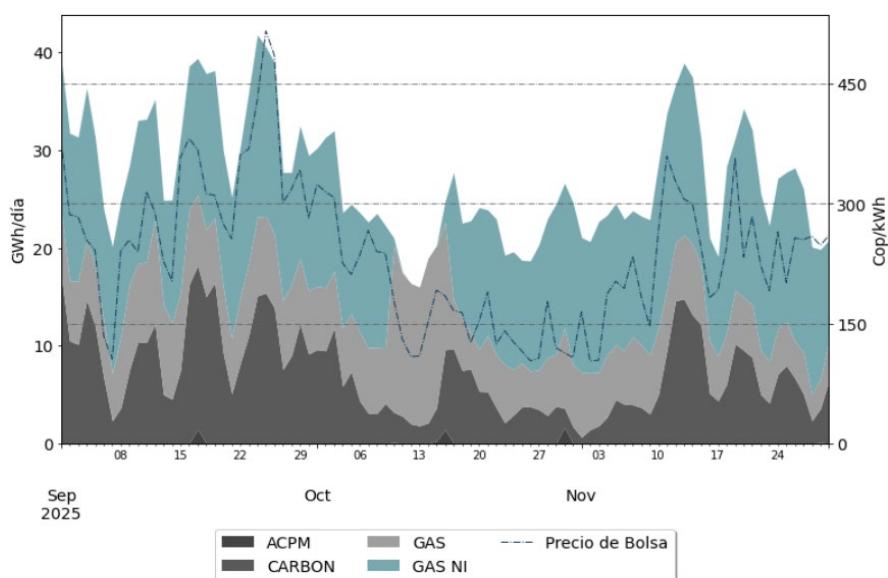
En cuanto a la generación térmica por combustible, la Figura 4-38 muestra la evolución por tipo de combustible. Durante los meses de junio, julio y agosto, la generación con gas natural importado fue la que tuvo la mayor demanda, con un promedio de 14.37 GWh/d, 11,67 GWh/d y 14.89 GWh/d, respectivamente. Seguido de esto, se ubicó la generación con gas nacional, con promedios de 7.19 GWh/d, 7.78 GWh/d y 5.36 GWh/d



en cada uno de los meses, por último, la generación con carbón continúa con la demanda del trimestre, con promedios de 10.47 GWh/d, 4.73 GWh/d y 6,21 GWh/d, respectivamente. Finalmente, se registra el mes de octubre con la mayor demanda de generación con ACPM representado de 0,14 GWh/d.

A continuación, se observa que durante el periodo analizado existe una relación clara entre el aumento de la generación térmica y los incrementos en el precio de bolsa de la energía. En los días con mayor producción térmica, especialmente por una mayor participación de plantas a carbón y gas, los precios de bolsa se ubicaron en niveles más altos. Este comportamiento resalta el papel de la generación térmica como respaldo operativo del sistema y como variable determinante en la formación del precio marginal. Por ello, el comportamiento de la generación térmica resulta fundamental para entender las variaciones de precio registradas en el mercado mayorista de energía.

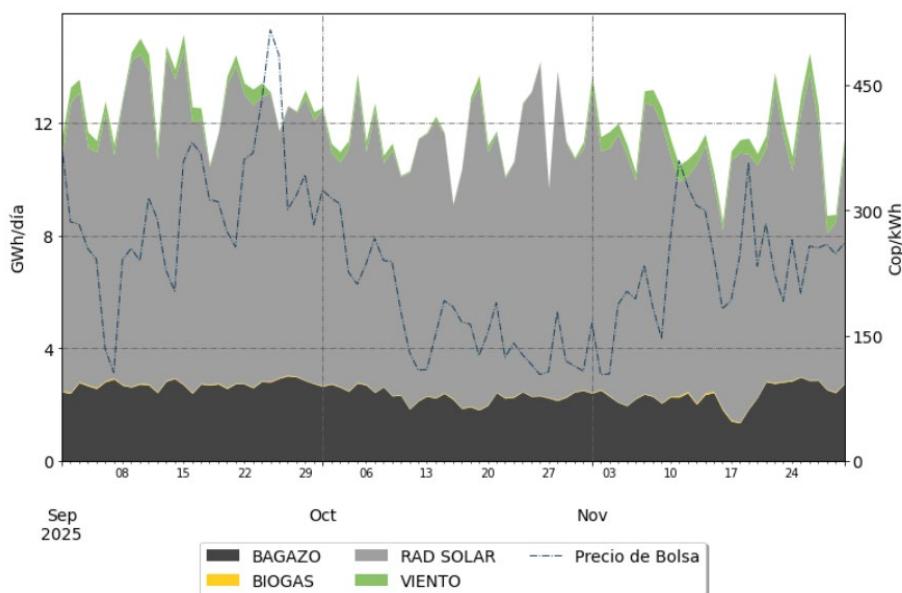
Figura 4-38 Generación térmica por combustible.



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

Respecto a la generación proveniente de otros recursos, la Figura 4-39 muestra el comportamiento de la radiación solar, el bagazo, el viento y el biogás. Al igual que en el trimestre anterior, la mayor contribución en la generación fue la de la radiación solar, con un promedio en este periodo de 9.21 GWh/d. Seguida de esta, se encuentra el bagazo, con 2.72 GWh/d en septiembre, 2.32 GWh/d en octubre y 2.34 GWh/d para noviembre, respectivamente. En cuanto a la generación eólica, el mes con mayor aporte fue noviembre con un promedio de 0,48 GWh/d, mientras que el biogás aportó solamente 0,031 GWh/d para este mismo mes.

Figura 4-39 Generación otros recursos.



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

4.3.5 Demanda

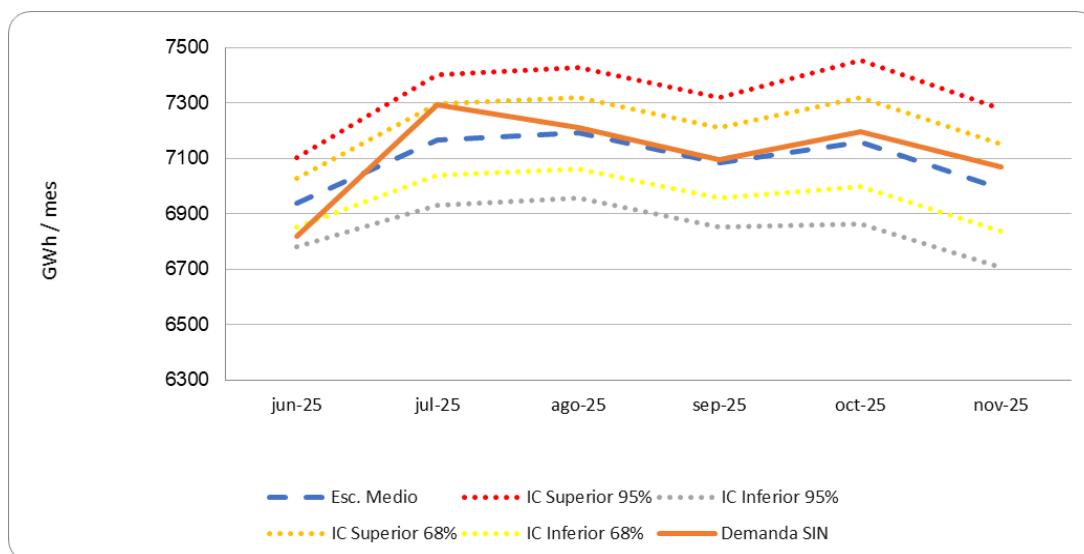
En la Figura 4-40 se presenta la evolución de la demanda mensual del Sistema Interconectado Nacional (SIN), comparada con las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en la revisión de septiembre de 2025, las cuales incluyen los escenarios SIN + GCE + ME + GD. En la 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 septiembre de 2025, la demanda de energía eléctrica del SIN durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2025 se ubicó por encima del límite del escenario medio, pero por debajo del límite superior del intervalo al 68%, reflejando un comportamiento dentro del rango esperado de variabilidad. Dicho esto, la demanda real en el SIN la demanda se mantuvo de manera estable en este periodo, evidenciando una evolución coherente con las proyecciones establecidas por la UPME.

Figura 4-40 Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037.



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

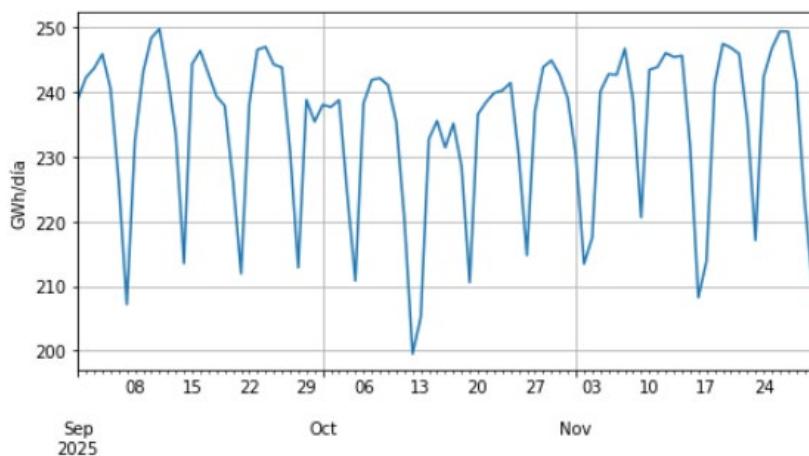
En la Figura 4-41 se presenta la evolución diaria de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el periodo septiembre-noviembre de 2025. Para

el mes de septiembre, la demanda promedio fue de 236,50 GWh/día, con un valor máximo alcanzado de 247,01 GWh/día.

Durante el mes de octubre, se observó una leve disminución en la demanda promedio, que alcanzó 232,16 GWh/día, con picos de hasta 244,92 GWh/día y mínimos en torno a 199,53 GWh/día.

Finalmente, en el mes de noviembre, la demanda presenta una tendencia ascendente, registrando un promedio de 235,6 GWh/día, con valores máximos de 249,7 GWh/día y mínimos de 208,2 GWh/día. En general, el comportamiento para este 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 4-41 Evolución de la demanda diaria del SIN.



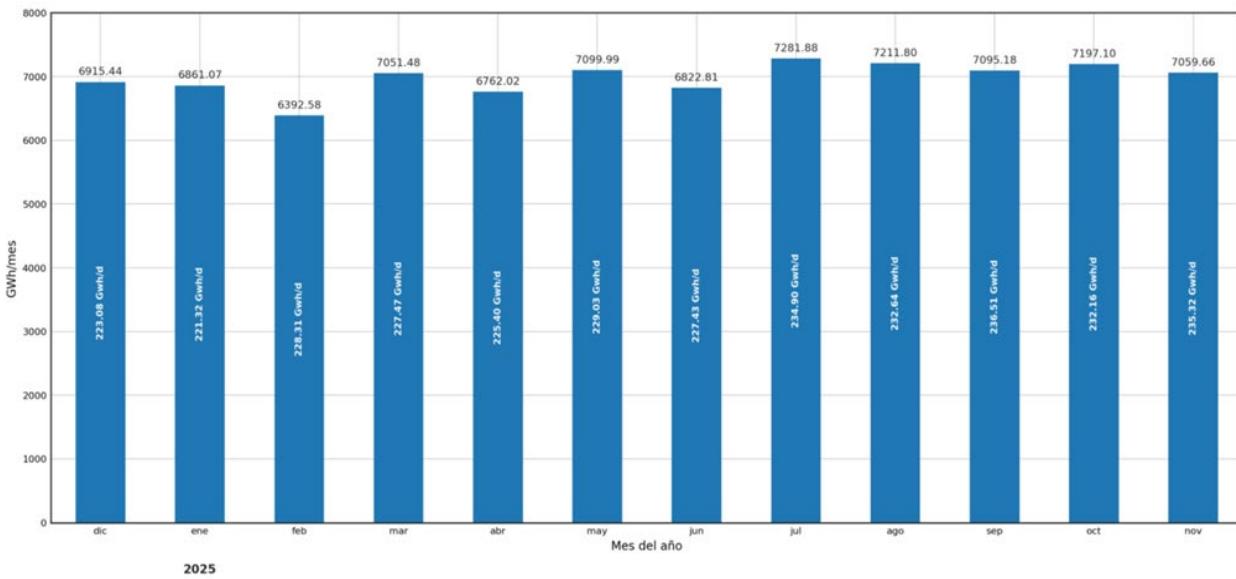
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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 (septiembre–noviembre de 2025), la demanda se mantuvo en niveles estables, registrando 7.095,18 GWh/mes (equivalente a 236,50 GWh/día) en septiembre, 7.197,10 GWh/mes (239,90 GWh/día) en octubre y 7.068,41 GWh/mes (235,61 GWh/día) en agosto, como se muestra en la Figura 4-42.

Figura 4-42 Comportamiento mensual de la demanda.



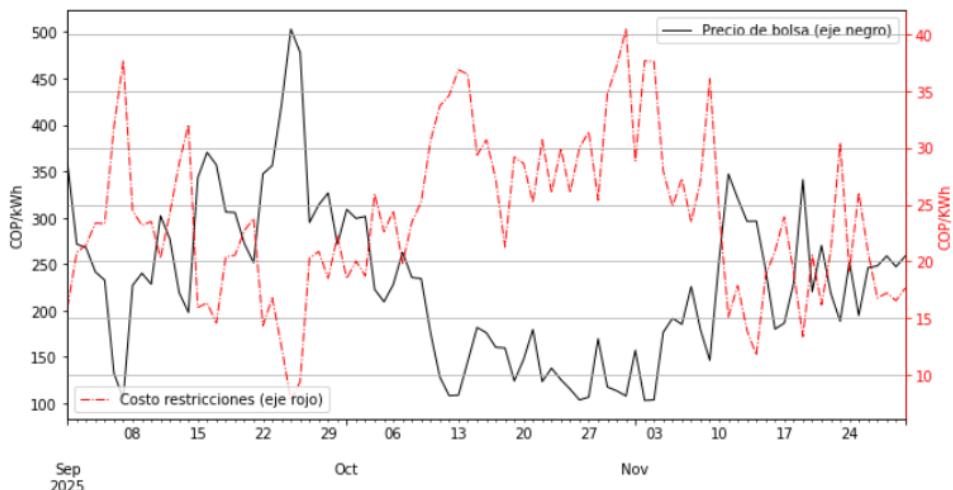
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

4.3.6 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 4-43 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa y el costo de restricciones, ambos expresados en COP/kWh.



Figura 4-43 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 septiembre–noviembre de 2025 registró un promedio trimestral de 23,85 COP/kWh. Para el mes de septiembre este valor se ubicó en 20,93 COP/kWh, aumentando en octubre a 28,21 COP/kWh, y presentando una reducción para noviembre, cuando alcanzó un promedio de 22,41 COP/kWh.

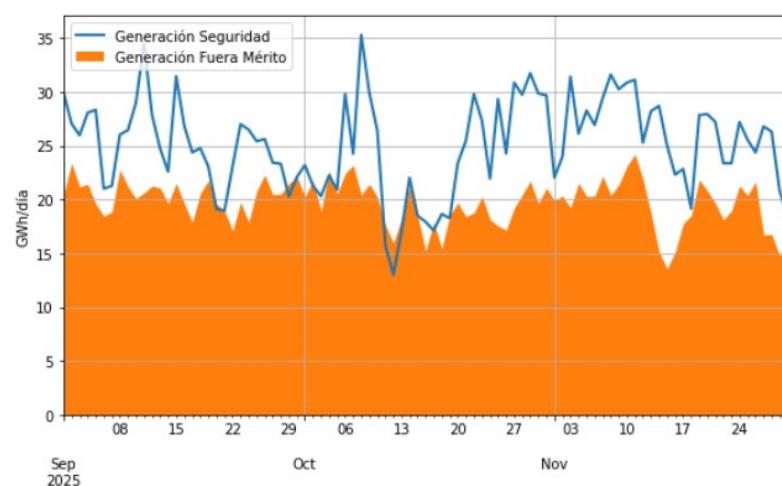
Por su parte, el precio de bolsa nacional mostró variaciones a lo largo del periodo, con un promedio de 293,99 COP/kWh en septiembre, disminuyendo sustancialmente a 171,50 COP/kWh en octubre, y registrando un alza al final del periodo, con un promedio de 225,48 COP/kWh y valores máximos diarios superiores a 609 COP/kWh hacia finales del mismo mes.

En cuanto al comportamiento de la generación fuera de mérito y la generación de seguridad durante el trimestre septiembre–noviembre de 2025 (Figura 4-44), se observó una dinámica estable para la generación fuera de mérito y algunos leves picos en la generación de seguridad en este periodo.

La generación de seguridad presentó para este trimestre promedios diarios de 25,11 GWh/día, representados en 25,26 GWh/día para septiembre, 24,03 GWh/día en octubre y 26,08 GWh/día para noviembre, siendo así este mes el de mayor representación. En términos generales, mantuvo un comportamiento sostenido a lo largo del periodo, con un leve incremento en noviembre asociado al aumento de la demanda y a condiciones operativas que requirieron mayor respaldo del sistema.

Por su parte, para la generación fuera de mérito en todo el periodo, se registró promedios diarios de 19,73 GWh/día, presentando en septiembre 20,41 GWh/día, 19,44 GWh/día en octubre y 19,35 GWh/día en noviembre. Este comportamiento refleja un aumento en septiembre, seguida de una leve reducción para los meses de octubre y noviembre, lo cual está 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 en análisis.

Figura 4-44 Generación de seguridad vs fuera de mérito [GWh/día]



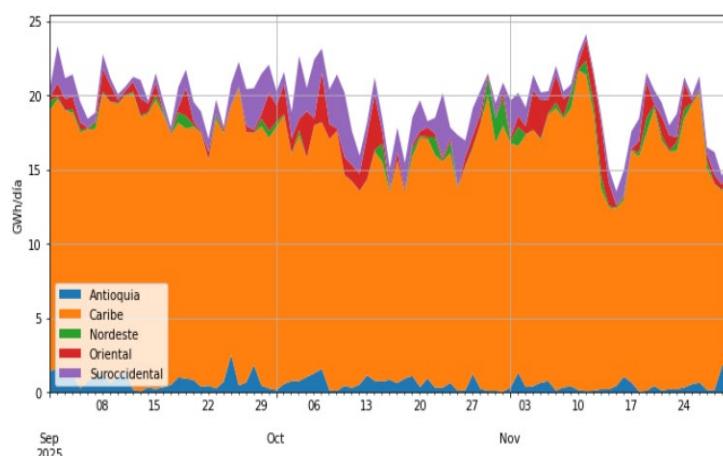
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En la Figura 4-45 presenta la distribución de la generación fuera de mérito en el sistema eléctrico colombiano, desagregada por área para el periodo septiembre–noviembre 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 nuevamente en el área Caribe, la cual aportó en promedio el 86,6% de la generación fuera de mérito total, reflejando su papel predominante en la atención de restricciones. En segundo lugar, se ubicó el área Antioquia, con una participación del 4,82%, seguida por el área Suroccidental, que representó el 3,89%. Por su parte, el área Oriental contribuyó con aproximadamente el 3,22%, mientras que el área Nordeste tuvo una participación marginal del 1,44%.

En conjunto, estos resultados evidencian que es en la zona Caribe donde se 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 4-45 Generación de fuera de mérito por área [GWh/día].



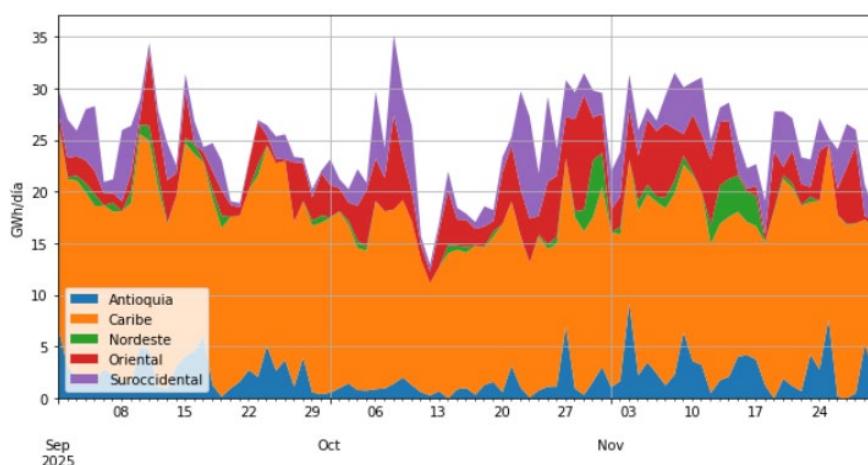
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En la Figura 4-46, se presenta la distribución de la generación de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el trimestre septiembre-noviembre 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 25,11 GWh/día, observándose valores promedio de 25,29 GWh/día en septiembre, 24,05 GWh/día en octubre y 26 GWh/día en octubre. En términos generales, se evidencia una corta disminución en octubre, seguida de un incremento en noviembre, asociado principalmente a requerimientos operativos en algunas áreas del país.

Al desagregar por regiones, se observa que el mayor peso provino del área Caribe, con una participación mayor al 80% del total trimestral, consolidándose como la zona con mayores requerimientos de generación de seguridad. Le siguen en su orden las áreas Antioquia, Suroccidental y Oriental.

Figura 4-46 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 septiembre–noviembre 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 representa 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 principalmente la infraestructura en líneas y subestaciones en el STN/STR y la flexibilidad operativa del sistema eléctrico nacional.

