

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

MARZO A MAYO DE 2026

- **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
- Nelson Fabián Molina Molina
- Beatriz Herrera Jaime
- Laura Eva Barragán Torres
- Iván Darío Gómez Reyes
- Jorge Fernando Morales Machado
- Juan Pablo Ortega Walteros
- Laura Liliana Bernal Martínez
- Carlos Andrés Gómez Flórez
- Claudia Eslendy Jara Orduz
- Helena Giovahanna Guayara Gutiérrez
- Miguel Ángel Varela Moyano
- Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Coordinador

Manuel Gustavo Vergara Murillo

Lista de siglas

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
BTU: British Thermal Unit
CEN: Capacidad Efectiva Neta
CERE: Costo Equivalente Real de Energía
CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo
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
DNA: Demanda No Atendida
DOEF: Desviación de la ODEFA
EVE: Energía Vendida y Embalsada.
FPO: Fecha de Puesta en Operación
GCE: Grandes Consumidores de Energía
GD: Generación Distribuida
GNCV: Gas Natural Comprimido Vehicular
GNL: Gas Natural Licuado
GT: Grupo Térmico
HHI: Índice Herfindahl-Hirschman
IOR: Índice de Oferta Residual
MC: Precio Promedio de Ponderado de Contratos
ME: Movilidad Eléctrica
MEM: Mercado de Energía Mayorista
MME: Ministerio de Minas y Energía
OCG: Opción de Compra de Gas
ODEFA: Obligación Diaria de Energía en Firme Ajustada
OHEFA: Obligación Horaria de Energía en Firme Ajustada
OEF: Obligaciones de Energía en Firme
OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista
PC: Pague lo Contratado
PCD: Pies Cúbicos Diarios
PCVI: Plantas con Costos Variables Inferiores
PCVS: Plantas con Costos Variables Superiores

PD: Pague lo Demandado

PEa: Precio de Escasez de Activación

PEI: Precio de Escasez Inferior

PEp: Precio de Escasez Ponderado

PES: Precio de Escasez Superior

PME: Precio Marginal de Escasez

PP: Puntos Porcentuales

RRID: Remuneración Real Individual Diaria

RRT: Remuneración Real Total

SICEP: Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas

SIMI: Sistema de Información de Mantenimiento e Intervenciones

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

VOHEFA: Valor de la Desviación de la OHEFA

Tabla de contenido

1	Resumen Ejecutivo	12
2	Mercado Mayorista de Gas Natural	13
2.1	Seguimiento de mercado	13
2.1.1	Mercado Primario	15
2.1.2	Mercado Secundario	27
2.1.3	Mercado minorista de gas natural	35
2.2	Seguimiento operativo	45
2.2.1	Producción	45
2.2.2	Demanda	47
2.2.3	Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	53
2.2.4	Disponibilidad de la infraestructura de gas natural: Impacto de mantenimientos y restricciones operativas	58
3	Análisis del mercado secundario de gas	60
3.1	Introducción.	60
3.1.1	Contexto estructural	60
3.1.2	El rol funcional del mercado secundario	61
3.1.3	Alcance del análisis	61
3.2	Marco conceptual y fundamentos operativos del mercado secundario	62
3.2.1	Definición y naturaleza del mercado secundario	62
3.2.2	Participantes del mercado secundario	62
3.2.3	Tipos de transacciones y mecanismos de comercialización	63
3.2.4	Evolución normativa del mercado secundario	63
3.3	Evolución y participación del mercado secundario en Colombia	64
3.3.1	Evolución histórica de las transacciones	64
3.3.2	Análisis de correlación con variables operativas	65
3.3.3	Participación en el volumen total comercializado	67
3.3.4	Composición de actores: Enfoque en comercializadores puros e intermediarios	69
3.3.5	Segmentación transaccional de portafolios	69

3.4	Funciones económicas y análisis de precios en el mercado secundario	70
3.4.1	Funciones operativas y de balance técnico del sistema	70
3.4.2	Formación de señales de precio de corto plazo y dinámicas contractuales	71
3.4.3	Identificación de presiones sobre el precio:	72
3.4.4	Análisis del Diferencial de Precios Primario Vs Secundario	74
3.4.5	Evaluación de la volatilidad de precios	75
3.5	Evaluación de riesgos y desafíos del mercado secundario	76
3.5.1	Posibles incentivos a retención o arbitraje	76
3.5.2	Asimetrías de información y transparencia	77
3.6	Consideraciones finales y recomendaciones de monitoreo	77
3.6.1	Síntesis de los hallazgos	77
3.6.2	Evolución reciente del mercado secundario	78
3.6.3	Consideraciones para el seguimiento del mercado	78
4	Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	78
4.1	Análisis de precio de bolsa, hidrología y variables operativas	79
4.1.1	Interacción entre hidrología, térmicas y precio	82
4.1.2	Ventana analítica El Niño 2023-2024	86
4.1.3	Embalses y regiones hidrológicas	90
4.2	Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa	92
4.2.1	Fijación de Precios de Bolsa.	92
4.3	Análisis trimestral de las variables operativas por planta.	102
4.3.1	Comparación de variables por agente y plantas relevantes para la operación del sistema	102
4.4	Disponibilidad y posicionamiento de oferta del parque térmico	136
4.5	Seguimiento operativo	137
4.5.1	Volumen Útil del Sistema	137
4.5.2	Hidrología del sistema	139
4.5.3	Demanda	141
4.5.4	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	143
5	Capítulo especial Energía	147
5.1	Marco teórico	148
5.1.1	El Mercado de Energía Mayorista: estructura general	148
5.1.2	Generación física y generación de contratos: la diferencia conceptual	149

5.1.3	Rol de los comercializadores	149
5.1.4	Relevancia del análisis para las actividades de monitoreo y vigilancia	150
5.1.5	Indicador de liquidez: el Churn Rate	150
5.2	Metodología y fuentes de información	151
5.2.1	Fuentes de información	151
5.2.2	Tratamiento de la información	151
5.3	Resultados	152
6	Conclusiones	156
6.1	Mercado mayorista de gas natural	156
6.2	Mercado mayorista de energía eléctrica	156

Lista de Figuras

Figura 2-1	Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario	16
Figura 2-2	Participación de los productores en la contratación del mercado primario	18
Figura 2-3	Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por fuente de producción	19
Figura 2-4	Cantidad contratada en el mercado primario por fuente de producción	20
Figura 2-5	Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por modalidad	21
Figura 2-6	Cantidad contratada en el mercado primario por modalidad	23
Figura 2-7	Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por tipo de uso del gas natural	24
Figura 2-8	Cantidad contratada en el mercado primario por tipo de uso del gas natural	25
Figura 2-9	Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural	26
Figura 2-10	Curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario	28
Figura 2-11	Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad	30
Figura 2-12	Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad	31
Figura 2-13	Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso	32
Figura 2-14	Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso	33

Figura 2-15 Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas	35
Figura 2-16 Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Minorista.	36
Figura 2-17 Precios promedio ponderado del mercado minorista por modalidad	38
Figura 2-18 Cantidad contratada del mercado minorista por modalidad	39
Figura 2-19 Precios promedio ponderado del mercado minorista por tipo de uso del gas natural... 41	
Figura 2-20 Cantidad contratada del mercado minorista por tipo de uso del gas natural	43
Figura 2-21 Índice Herfindahl-Hirschman-HHI y de Concentración-IC4 del Mercado Minorista de Gas Natural	44
Figura 2-22 Producción agregada de gas durante el último trimestre	45
Figura 2-23 Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis	46
Figura 2-24 Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	47
Figura 2-25 Distribución de la demanda por tipo de usuario.	48
Figura 2-26 Demanda diaria de gas sectores regulado y no regulado	48
Figura 2-27 Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis	50
Figura 2-28 Demanda diaria de gas sector no regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis	51
Figura 2-29 Demanda diaria de gas del sector térmico en el periodo de análisis.	52
Figura 2-30 Tendencia de consumos térmicos de gas natural por regiones	53
Figura 2-31 Topología Sistema Nacional de Transporte de gas natural (SNT)	54
Figura 2-32 Topológico SNT - Saturación comercial por Tramos (Marzo-Mayo 2026)	57
Figura 2-33 Holgura operativa capacidad Vs Contratación (Marzo-Mayo 2026)	58
Figura 2-34 Restricciones Operativas Marzo - Mayo 2026.....	59
Figura 3-1 Evolución del Comportamiento del Mercado Secundario.....	65
Figura 3-2 Cantidad contratada GBTU por modalidad contractual (4 modalidades)	66
Figura 3-3 Cantidad contratada en GBTUD por sector de consumo	67
Figura 3-4 Composición de los Volúmenes comercializados en el Mercado de Gas Natural	68
Figura 3-5 Participación porcentual en las transacciones del mercado secundario por tipo de agente	70
Figura 3-6 Precios de comercialización en el Mercado secundario de Gas Natural	72
Figura 3-7 Precios Ponderados en el Mercado Secundario por Modalidad	73
Figura 3-8 Evolución del Diferencial de Precios Primario vs. Secundario	74

Figura 3-9 Índice de Volatilidad y Dispersión de Precios en el Mercado Secundario.....	76
Figura 4-1 Asociación exploratoria entre precio de bolsa, hidrología y variables operativas	80
Figura 4-2 Correlaciones rezagadas entre precio de bolsa, hidrología y variables operativas.	81
Figura 4-3 Precio de bolsa por régimen hidrológico.	82
Figura 4-4 Precio mediano por régimen hidrológico y nivel de participación térmica.....	83
Figura 4-5 Precio de bolsa frente a participación térmica por régimen hidrológico.	84
Figura 4-6 Dinámica térmica, hidrología y estrechez operativa.....	85
Figura 4-7 Participación térmica anual	86
Figura 4-8 Contexto 2022-2026 de precio, térmica, volumen útil e índice de estrechez	87
Figura 4-9 Ventana El Niño 2023-2024: precio, volumen útil, participación térmica, solar y estrechez	88
Figura 4-10 Picos de precio frente al resto de la ventana El Niño 2023-2024.....	89
Figura 4-11 Solar, térmica y precio durante El Niño 2023-2024.....	90
Figura 4-12 Embalses específicos con mayor asociación exploratoria frente al precio de bolsa.....	91
Figura 4-13 Embalses enriquecidos con región hidrológica	92
Figura 4-14 Número de fijaciones en bolsa en el trimestre	93
Figura 4-15 Número de fijaciones en bolsa en el mes de marzo de 2026.....	94
Figura 4-16 Número de fijaciones en bolsa en el mes de abril.....	97
Figura 4-17 Número de fijaciones en bolsa en el mes de mayo.....	100
Figura 4-18 Comparación de variables - AES Colombia	104
Figura 4-19 Comparación de variables operativas AES Colombia, Chivor	106
Figura 4-20 Comparación de variables CELSIA	107
Figura 4-21 Comparación de variables operativas CELSIA, Calima	109
Figura 4-22 Comparación de variables operativas CELSIA, Salvajina.....	110
Figura 4-23 Comparación de variables operativas CELSIA, Merilectrica 1	111
Figura 4-24 Comparación de variables operativas CELSIA, Tesorito	112
Figura 4-25 Comparación de variables – ENEL	113
Figura 4-26 Comparación de variables operativas – ENEL, Betania.....	115
Figura 4-27 Comparación de variables operativas – ENEL, El Quimbo	116
Figura 4-28 Comparación de variables operativas – ENEL, Zipaemg.....	117
Figura 4-29 Comparación de variables - EPM.....	118
Figura 4-30 Comparación de variables operativas – EPM, Peñol	120
Figura 4-31 Comparación de variables operativas – EPM, Ituango	121
Figura 4-32 Comparación de variables operativas – EPM, Termodorada 1	122

Figura 4-33 Comparación de variables operativas – EPM, Termosierra CC	123
Figura 4-34 Comparación de variables – ISAGEN	124
Figura 4-35 Comparación de variables operativas – ISAGEN, Amani	126
Figura 4-36 Comparación de variables operativas – ISAGEN, Sogamoso	127
Figura 4-37 Comparación de variables – URRÁ.....	128
Figura 4-38 Comparación de variables operativas – URRÁ	130
Figura 4-39 Comparación de variables – TEBSA	131
Figura 4-40 Comparación de variables operativas – TEBSA	133
Figura 4-41 Comparación de variables – Termocandelaria.....	134
Figura 4-42 Comparación de variables operativas – Termocandelaria	135
Figura 4-43 Disponibilidad del parque térmico	136
Figura 4-44 Comportamiento general mar-may-26 del volumen útil de los embalses del SIN.....	138
Figura 4-45 Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del SIN	138
Figura 4-46 Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	139
Figura 4-47 Volumen Útil, Precio de bolsa y senda de referencia XM	140
Figura 4-48 Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2025 – 2039	141
Figura 4-49 Evolución de la demanda diaria del SIN.....	142
Figura 4-50 Costo de restricciones y precio de bolsa	143
Figura 4-51 Generación de seguridad vs fuera de mérito	145
Figura 4-52 Generación fuera de mérito por área	146
Figura 4-53 Generación de seguridad por área.....	147
Figura 5-1 Evolución de compras, Churn Rate y Precio de bolsa (Top 7).....	152
Figura 5-2 Reventas en el mercado mayorista por comercializador (Top 10 mensual)	154

Lista de Tablas

Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).....	46
Tabla 2-2 Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD)	49
Tabla 2-3 Variación de la demanda regulada promedio trimestre (GBTUD)	50
Tabla 2-4 Variación de la demanda no regulada promedio trimestre (GBTUD)	51
Tabla 2-5 Indicadores de Estrés de Red y Holgura Contractual en el SNT.....	55
Tabla 4-1 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en marzo	94
Tabla 4-2 Fijaciones por agente en marzo	95
Tabla 4-3 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en abril.	97
Tabla 4-4 Fijaciones por agente en abril.....	98
Tabla 4-5 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en mayo	100
Tabla 4-6 Fijaciones por agente en mayo.....	101
Tabla 4-7 Estadísticos precios de oferta AES Colombia	105
Tabla 4-8 Estadísticos precios de oferta CELSIA.....	108
Tabla 4-9 Estadísticos precios de oferta ENEL	114
Tabla 4-10 Estadísticos precios de oferta EPM.....	119
Tabla 4-11 Estadísticos precios de oferta ISAGEN	125
Tabla 4-12 Estadísticos precios de oferta URRÁ	129
Tabla 4-13 Estadísticos precios de oferta TEBSA.....	132
Tabla 4-14 Estadísticos precios de oferta TERMOCANDELARIA.....	135

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 diciembre de 2025 y febrero de 2026. En él se examinan las dinámicas de precios, cantidades y principales indicadores del mercado.

El trimestre estuvo marcado por condiciones de estrechez en el mercado de gas natural y una transición hacia mayor estabilidad en el mercado eléctrico. En el caso del gas, se encontraron presiones al alza en los precios, una creciente participación del gas importado y una alta concentración en la oferta. En contraste, el mercado eléctrico presentó una reducción en los precios de bolsa y en su volatilidad, en un contexto de mayor disponibilidad hídrica, aunque con señales que podrían estar asociadas a una mayor concentración en la fijación de precios por parte de algunos agentes, aspecto que se desarrolla con mayor detalle en el capítulo correspondiente.

El primer capítulo presenta el análisis del mercado mayorista de gas natural, abordando tanto su comportamiento operativo como comercial. Se examinan variables clave como la oferta total, la producción nacional, las importaciones, la demanda por sector de consumo y la evolución de los precios. Asimismo, se presentan indicadores de estructura de mercado, cuyos resultados muestran una alta concentración de la oferta frente a una demanda con mayor diversidad de participantes, así como una tendencia creciente en los precios del gas nacional, influenciada por la indexación a referencias internacionales.

El segundo capítulo desarrolla un análisis especial titulado “Contratación, intermediación y eficiencia en el mercado de gas natural en Colombia”, en el que se evalúa la coherencia entre los volúmenes contratados y el consumo efectivo. El análisis identifica diferencias entre los volúmenes contratados y el consumo efectivo de gas natural, observándose niveles de contratación superiores al consumo en algunos segmentos del mercado. Estos resultados se analizan en el contexto de la intermediación y su posible incidencia sobre la formación de precios en los mercados secundario y minorista.

El tercer capítulo se enfoca en el mercado mayorista de energía eléctrica, analizando la evolución de los precios de bolsa, las condiciones hidrológicas y la operación del sistema. Durante el trimestre, el sistema registró niveles elevados de embalses, con reservas superiores al 85% y una reducción de los precios de bolsa y su volatilidad. No obstante, se observan episodios de variabilidad en los aportes hídricos y una alta participación de la generación hidráulica, complementada por generación térmica para atender la demanda.

En el cuarto capítulo se presenta un análisis del funcionamiento del mecanismo económico implementado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)¹, a partir del monitoreo de las variables asociadas al Cargo por Confiabilidad, la Obligación de Energía Firme (OEF), la Remuneración Real Individual Diaria (RRID) y los agentes que participan en este esquema, incluyendo el detalle de las plantas y las tecnologías involucradas.

¹ De acuerdo con el artículo 20 de la ley 143 de 1994, “ (...) asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.”

Adicionalmente, el boletín incorpora un capítulo dedicado al análisis del balance energético y de las posiciones comerciales de los agentes en el Mercado de Energía Mayorista. A partir del contraste entre la generación física y los compromisos comerciales, se examinan las compras de cobertura realizadas por los generadores, las ventas efectuadas por los comercializadores y la evolución del indicador Churn Rate, con el propósito de complementar el seguimiento al comportamiento transaccional del mercado y aportar nuevos elementos para las actividades de monitoreo y vigilancia adelantadas por la Superintendencia.

2 Mercado Mayorista de Gas Natural

Este capítulo analiza las principales variables e indicadores del Mercado Mayorista y Minorista de Gas Natural en Colombia. Este mercado, basado en la interacción entre la oferta y la demanda, permite la celebración de transacciones de gas natural para la atención de la demanda dentro del marco regulatorio vigente. El mercado se estructura en tres segmentos: mercado primario, mercado secundario y mercado minorista de gas natural.

Las condiciones de compraventa de gas natural se establecen mediante diferentes modalidades de contratación definidas en el marco regulatorio vigente. De acuerdo con la topología contractual definida en el Decreto 1073 de 2015, los contratos se clasifican principalmente en firmes e interrumpibles. Los contratos firmes garantizan la disponibilidad del suministro durante el período contratado, mientras que los contratos interrumpibles permiten la suspensión del suministro bajo condiciones previamente establecidas, otorgando flexibilidad operativa al mercado.

Este informe incluye el monitoreo de variables operativas del sistema, con énfasis en la infraestructura de producción, importación y transporte, así como en el comportamiento de los precios del gas natural. Entre las variables analizadas se encuentran la producción y la demanda por región y sector de consumo, la disponibilidad de infraestructura, las importaciones, y el uso efectivo de la capacidad de transporte. Asimismo, se analizan indicadores de estructura de mercado, incluyendo la comparación de precios por fuente de producción, la relación entre los precios del gas nacional y del gas importado, y los indicadores de concentración y participación de mercado.

En conjunto, este capítulo proporciona una caracterización del comportamiento reciente del mercado mayorista y minorista de gas natural, a partir del seguimiento de variables de oferta, demanda, contratación, precios e infraestructura.

Este monitoreo permite identificar cambios en las condiciones del mercado, posibles restricciones en el abastecimiento, variaciones en la formación de precios y señales relacionadas con la utilización de la infraestructura disponible. La información analizada constituye un insumo para la evaluación continua del mercado y para la identificación de riesgos y oportunidades que puedan afectar la prestación del servicio y la seguridad energética del país, temas que se abordan con mayor detalle en los capítulos siguientes.

2.1 Seguimiento de mercado

De conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 102 015 de 2025 y sus posteriores modificaciones, se introdujeron ajustes en los mecanismos de comercialización del mercado mayorista y minorista de gas natural. Entre los principales cambios se destacan la incorporación de

productos de contratación trimestral, así como la eliminación, modificación y creación de modalidades contractuales. Estos cambios constituyen el marco regulatorio bajo el cual se desarrolla el análisis presentado en esta sección.

Las modificaciones introducidas incorporan nuevos mecanismos de comercialización y ajustan las modalidades contractuales previstas en la regulación vigente, permitiendo a los agentes adaptar sus estrategias de contratación a las condiciones cambiantes de oferta y demanda. Asimismo, las modificaciones incorporadas por la regulación buscan fortalecer los mecanismos de comercialización orientados a promover la transparencia, la concurrencia y la simetría de información en las negociaciones, favoreciendo condiciones para la asignación de los recursos y el desarrollo de condiciones de competencia en el mercado.

En este contexto, el presente análisis incorpora las modalidades contractuales de suministro actualmente vigentes, las cuales permiten la celebración de contratos bajo diferentes esquemas de firmeza y flexibilidad. Estas modalidades contemplan contratos firmes, interrumpibles y combinaciones de ambos, con el propósito de atender las necesidades particulares de los distintos segmentos de demanda y la gestión de los riesgos asociados al abastecimiento. En particular, las modalidades mixtas permiten combinar compromisos de suministro firme e interrumpible, facilitando la comercialización de gas natural proveniente de diversas fuentes y permitiendo combinar compromisos de suministro firme e interrumpible de acuerdo con las condiciones contractuales definidas

Las modalidades contractuales de suministro pueden agruparse, de manera general, en cuatro categorías: i) contratos firmes, dentro de los cuales se encuentran modalidades como Firme al 95 %, Firme al 80 %, Firmeza Condicionada y Take or Pay; ii) contratos con interrupciones pactadas; iii) contratos con opción de compra; y iv) contratos de contingencia. Cada una de estas modalidades incorpora diferentes niveles de compromiso y flexibilidad, permitiendo gestionar de manera diferenciada los riesgos de suministro y las necesidades de abastecimiento de los agentes.

Con el propósito de proteger a los usuarios, promover la eficiencia económica y preservar condiciones adecuadas de competencia, se realiza un monitoreo permanente del comportamiento del mercado mayorista y minorista de gas natural. A través de diversos indicadores de desempeño se evalúan aspectos relacionados con la evolución de los precios, la dinámica de contratación, el grado de concentración de mercado, la participación de los agentes y las condiciones de competencia.

Este seguimiento permite identificar de manera oportuna posibles riesgos asociados a la competencia, la eficiencia del mercado y la seguridad de abastecimiento, constituyéndose en un insumo para el ejercicio de las funciones de vigilancia y control de la Superintendencia, así como para el análisis técnico del comportamiento del mercado.

Con base en el marco regulatorio y contractual descrito, en el siguiente apartado se presenta el análisis de la evolución y composición de la contratación de suministro de gas natural, destacando las principales tendencias observadas en las distintas modalidades contractuales y segmentos de mercado.

2.1.1 Mercado Primario

El mercado primario de gas natural en Colombia constituye la etapa inicial de la cadena de comercialización y en él se definen las condiciones iniciales de suministro, la formación de precios y la asignación de los volúmenes de gas destinados a la atención de la demanda. En este ámbito se llevan a cabo las transacciones iniciales entre productores-comercializadores, comercializadores de gas importado, comercializadores, comercializadores distribuidores y usuarios no regulados, definiendo las condiciones de suministro que posteriormente respaldan el abastecimiento de los distintos sectores de consumo.

Las negociaciones se desarrollan principalmente mediante acuerdos bilaterales entre los agentes del mercado, tanto para horizontes de corto como de largo plazo, dentro de los períodos y mecanismos de comercialización establecidos en la regulación vigente, incluyendo el trimestre estándar de negociación.

En desarrollo del marco regulatorio aplicable, la Bolsa Mercantil de Colombia ejerce las funciones de Gestor del Mercado de Gas Natural mediante una plataforma electrónica que centraliza la publicación de ofertas y demandas por parte de los agentes. Este mecanismo contribuye a la transparencia de las negociaciones, facilita la interacción entre participantes y la publicación de información del mercado. Adicionalmente, para determinados volúmenes de gas o bajo condiciones específicas previstas en la regulación, la asignación del producto puede efectuarse a través de mecanismos de subasta.

Una vez alcanzados los acuerdos comerciales, las condiciones negociadas se formalizan mediante contratos que establecen, entre otros aspectos, los volúmenes comprometidos, los precios pactados, las especificaciones de calidad del gas y los puntos de entrega. Posteriormente, el gas natural es transportado a través del Sistema Nacional de Transporte hasta los puntos definidos contractualmente para su recepción y consumo.

La dinámica del mercado primario se encuentra influenciada por múltiples factores, entre los que se destacan la disponibilidad de oferta, las expectativas de demanda, la capacidad de la infraestructura de transporte y las disposiciones regulatorias vigentes. En este contexto, la transparencia de la información, la eficiencia de los mecanismos de asignación y la existencia de condiciones adecuadas de competencia constituyen elementos relevantes para el correcto funcionamiento del mercado y para la preservación de la seguridad de abastecimiento.

A continuación, se presenta el análisis de la curva agregada de oferta del mercado primario, la cual refleja las cantidades de gas natural que los productores están dispuestos a comercializar a diferentes niveles de precio. Asimismo, se examinan las principales variables asociadas a la contratación, incluyendo precios, cantidades y modalidades contractuales, con el propósito de caracterizar la estructura de la oferta, identificar la disponibilidad de producción para el mercado y evaluar la respuesta de los agentes frente a distintas condiciones económicas y de mercado.

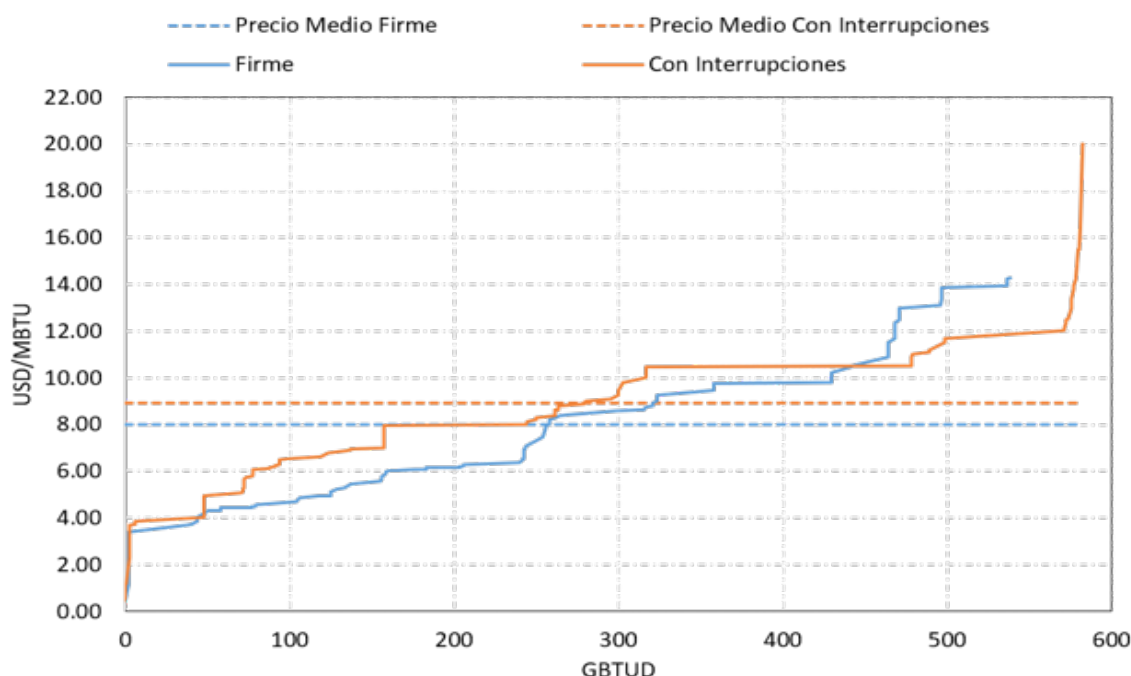
Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

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 mayo de 2026.

La curva agregada de oferta del mercado primario representa la relación entre los precios ofertados y las cantidades de gas natural disponibles para la venta en el mercado, con base en la información reportada por los productores y comercializadores de gas. Esta curva se construye a partir de la agregación de las ofertas individuales, lo que permite identificar la estructura de precios de suministro del gas natural en el mercado primario.

El análisis de la curva de oferta permite observar la estructura de costos de las diferentes fuentes de producción, la disponibilidad de gas a distintos niveles de precio y la participación relativa de cada fuente en la oferta total del mercado. Asimismo, permite identificar tramos de la curva asociados a fuentes de menor costo, que corresponden generalmente a la producción nacional, y tramos de mayor costo, que pueden estar asociados a fuentes con mayores costos de producción, transporte o importación.

Figura 2-1 Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En la modalidad firme el análisis identifica tanto la distribución de las cantidades contratadas por rangos de precio como la relación entre precios y volúmenes contratados en el mercado primario. Durante el período evaluado, el precio promedio ponderado de los contratos firmes llegó a 8,0 USD/MBTU.

En cuanto a la distribución de precios, se observa que el 29,5% de las cantidades contratadas se negociaron a precios inferiores a 6,0 USD/MBTU. Por su parte, el 50,4% de las cantidades, la mayor proporción de contratos se concentró en el rango entre 6,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU, mientras que el 20,2% se ubicó en el rango superior a 10,0 USD/MBTU. Esta distribución muestra que la mayor parte de las cantidades contratadas se concentró en rangos de precios medios y altos.

En los primeros tramos de la curva se observan volúmenes contratados a precios relativamente bajos; sin embargo, estos representan una proporción reducida del total, lo que refleja una menor participación de volúmenes contratados en los rangos de precios bajos. A medida que aumenta la cantidad contratada, la curva presenta incrementos escalonados en el precio, reflejando la incorporación de volúmenes de gas a mayores costos.

En los tramos finales de la curva se observa un aumento más pronunciado en los precios, lo que indica que los volúmenes adicionales de gas se contratan a precios significativamente más altos, correspondientes a fuentes de mayor costo, condiciones de mercado más ajustadas o menor disponibilidad de oferta. En conjunto, la estructura de la curva sugiere que el mercado presenta una oferta escalonada, donde los incrementos en la demanda deben ser atendidos con gas de mayor costo, lo que podría estar asociado con presiones al alza en los precios de contratación bajo modalidad firme.

El análisis de la curva acumulada de contratos en la modalidad con interrupciones permite identificar la distribución de las cantidades contratadas por rangos de precio y comparar su comportamiento frente a la modalidad firme. Durante el período analizado, el precio promedio ponderado de los contratos en modalidad con interrupciones fue de 8,9 USD/MBTU, nivel de precios similar e incluso ligeramente superior al observado en los contratos firmes.

En cuanto a la distribución de precios, se observa que el 27,0% de las cantidades contratadas se negoció a precios inferiores a 8,0 USD/MBTU, mientras que el 58,6% se ubicó en el rango entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU. Por su parte, el 14,4% de las cantidades contratadas se concentró en el rango de precios superiores a 10,0 USD/MBTU.

La distribución de precios muestra que la mayor parte de las cantidades contratadas bajo esta modalidad se concentró en rangos de precios medios y altos, patrón similar al observado en la modalidad firme.

En conjunto, el comportamiento de la modalidad con interrupciones indica que esta no se está utilizando exclusivamente como un producto de menor precio frente al gas firme, sino como un mecanismo complementario de abastecimiento, incluso a precios relativamente altos. Esto puede estar asociado a condiciones de estrechez en la oferta, a la necesidad de asegurar volúmenes adicionales de gas, o a estrategias comerciales de los agentes para gestionar el riesgo de abastecimiento a través de portafolios de contratos con diferentes niveles de firmeza.

Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

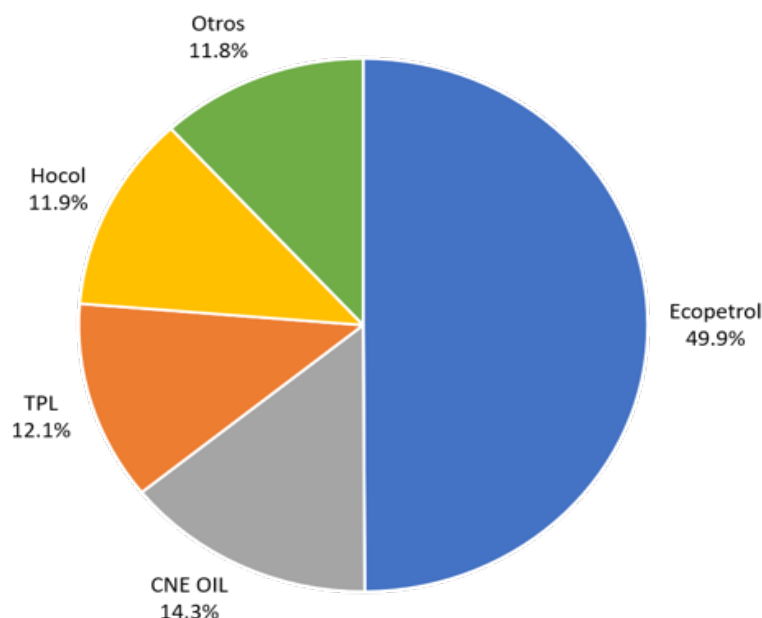
En la Figura 2-2 se presenta la participación de los productores en los contratos bajo modalidad firme en el mercado primario durante el trimestre analizado. La estructura de mercado observada muestra que Ecopetrol concentró la mayor participación, con el 49,9% del volumen total negociado, tendencia que se ha mantenido desde el inicio del seguimiento realizado en este boletín.

Por su parte, CNE OIL registró una participación del 14,3% del volumen contratado, mientras que Hocol y TPL participaron cada uno con el 12,1% y 11,3% del volumen total negociado. El porcentaje restante, correspondiente al 11,8%, se distribuyó entre otros productores con participaciones individuales menores.

La estructura de participación observada indica que el mercado primario de gas natural continúa presentando un nivel significativo de concentración, con un productor que mantiene una participación mayoritaria en la contratación. Si bien en los últimos trimestres se ha observado la participación de otros productores que contribuyen a diversificar la oferta, sus participaciones individuales siguen siendo considerablemente menores frente al productor principal.

En este contexto, la estructura del mercado sugiere que la dinámica de la oferta en el mercado primario depende en gran medida de las decisiones de producción y comercialización del agente con mayor participación. Por lo tanto, el seguimiento a la evolución de la participación de mercado por productor resulta relevante para el análisis de las condiciones de competencia, la formación de precios y la seguridad de abastecimiento en el mercado de gas natural.

Figura 2-2 Participación de los productores en la contratación del mercado primario

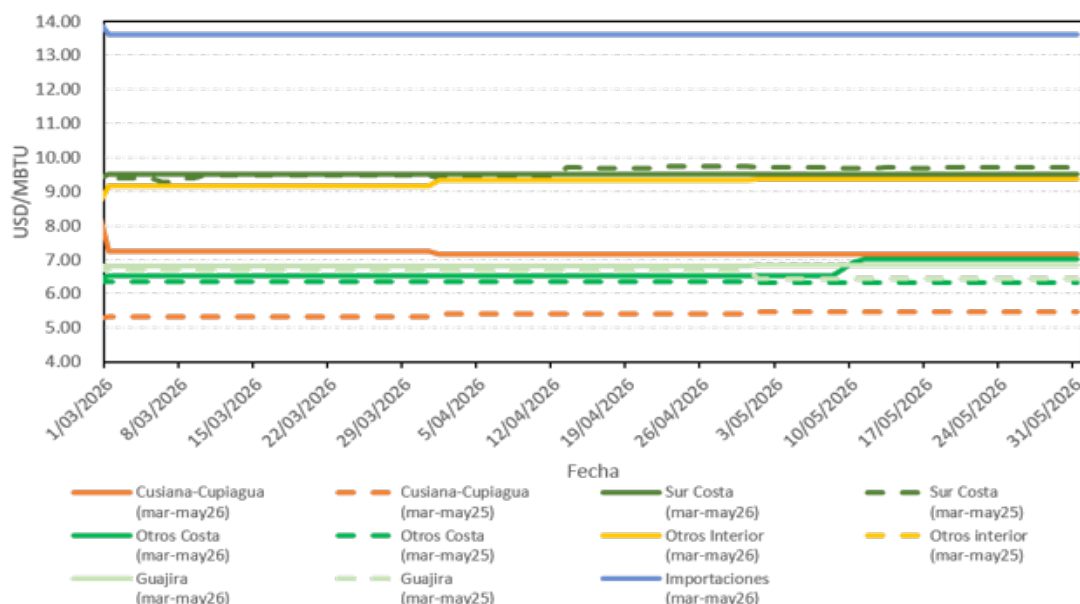


Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

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

Continuando con el análisis del Mercado Primario, la Figura 2-3 presenta la evolución del precio promedio ponderado de los contratos según la fuente de producción durante el trimestre analizado. Se observa una diferenciación de precios entre las distintas fuentes de suministro, asociada a los costos de producción, transporte e importación de gas natural.

Figura 2-3 Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por fuente de producción



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Los contratos asociados a gas importado registraron el precio promedio ponderado más alto, ubicándose en 13,6 USD/MBTU durante el trimestre. Esta fuente, que comenzó a tener participación desde el trimestre noviembre 2024 – febrero 2025, se consolida como la fuente de mayor costo dentro del mercado primario, lo cual va en línea con los costos asociados a la cadena de importación de gas natural licuado, incluyendo licuefacción, transporte, regasificación y transporte interno.

Por su parte, los precios de los contratos provenientes de la fuente Sur Costa se ubicaron en segundo lugar, con un precio promedio ponderado de 9,5 USD/MBTU. Esta fuente continúa posicionándose como una de las principales referencias de precio en el mercado primario, ubicándose por encima de otras fuentes nacionales.

En tercer lugar, los contratos asociados a otras fuentes del interior registraron un precio promedio ponderado cercano a 9,3 USD/MBTU durante el trimestre analizado. Este precio, aunque inferior al de Sur Costa, presenta un incremento de 4,2 USD/MBTU en comparación con el mismo trimestre del año anterior, lo que es consistente con una tendencia creciente en los precios del gas nacional.

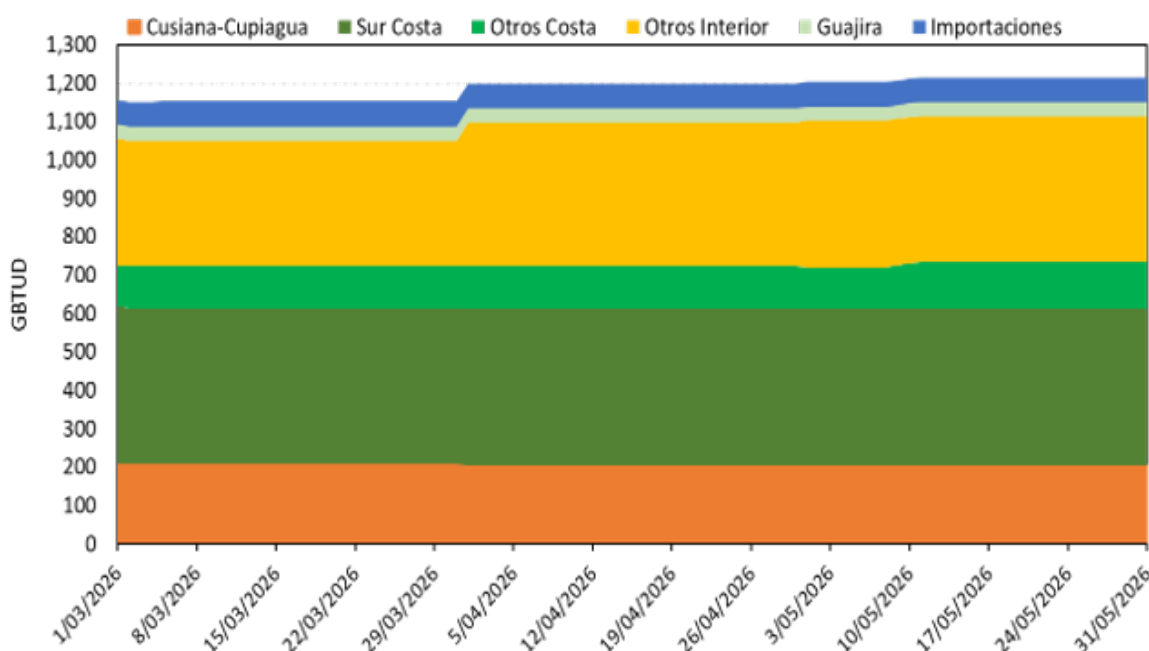
En términos generales, los precios promedio ponderados por fuente de producción en el mercado primario continúan mostrando una tendencia al alza, lo que puede estar asociado a factores como la reducción de la oferta disponible de gas nacional, el aumento en la participación del gas importado como fuente de respaldo, mayores costos de producción en campos maduros y una mayor presión de la demanda, particularmente del sector térmico. La diferencia de precios entre fuentes va en concordancia con la estructura de costos del suministro y con el hecho de que, ante condiciones de mayor demanda o menor disponibilidad de gas nacional, el mercado tienda a recurrir a fuentes de mayor costo, lo que podría estar asociado con presiones al alza sobre el precio promedio del mercado primario.

La evolución de los precios por fuente de producción muestra la creciente influencia del gas importado como fuente marginal de suministro, cuyo mayor costo tiende a establecer el techo de precios en el mercado primario, especialmente en períodos de mayor estrechez entre oferta y demanda.

Así mismo, se analizaron las cantidades contratadas en el Mercado Primario por fuente de producción. El análisis de la Figura 2-4 muestra que la mayor parte del volumen contratado provino de los campos de Sur Costa, con un promedio de 406,9 GBTUD durante el trimestre, seguido por otros campos del interior, con un promedio aproximado de 361,2 GBTUD. El volumen contratado en otros campos del interior se ha incrementado en los dos últimos trimestres, debido a un aumento en la contratación de la fuente Pauto Sur.

En comparación con el trimestre anterior, el volumen total contratado registró una caída de 4,8%, es importante tener en cuenta que una parte de esta contratación corresponde a contratos en modalidad con interrupciones, los cuales pueden suscribirse por volúmenes superiores a la disponibilidad física de producción, dado que no garantizan firmeza en el suministro. Por lo tanto, el volumen contratado no necesariamente corresponde de manera directa al volumen físico disponible, especialmente en lo relacionado con esta modalidad contractual.

Figura 2-4 Cantidad contratada en el mercado primario por fuente de producción



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

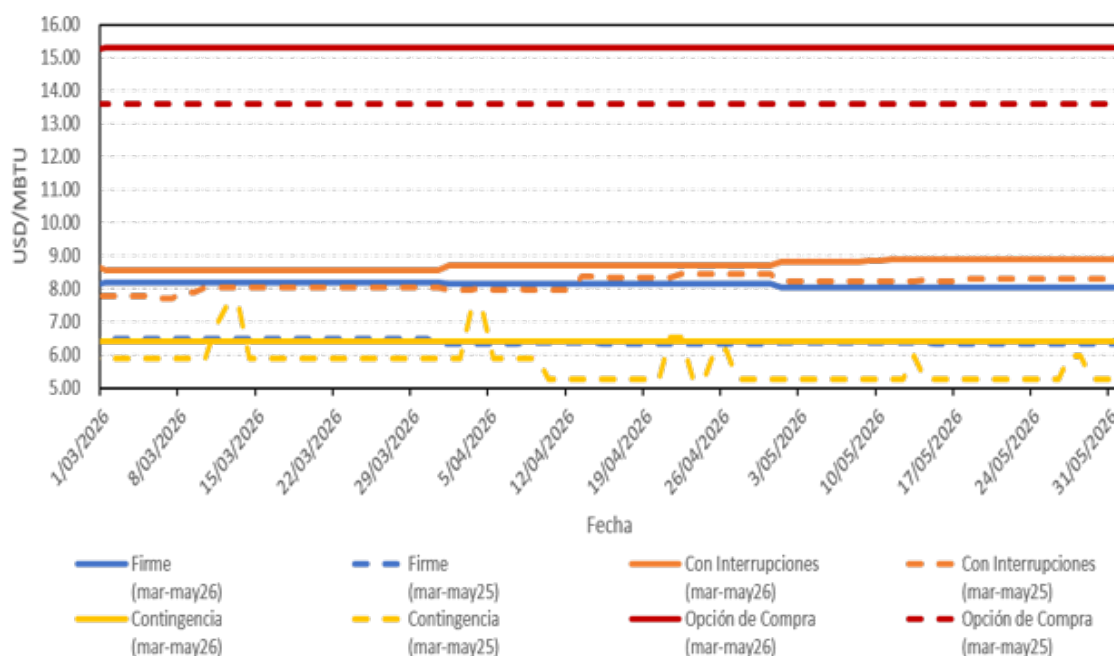
Se evidencia la participación del gas importado dentro de la canasta de suministro del mercado primario, el cual representó el 5,5% del total del volumen contratado durante el trimestre analizado. Aunque su participación es menor frente a las fuentes nacionales, su presencia refleja la necesidad de complementar la oferta nacional, particularmente a través de contratos firmes o de respaldo para la atención de la demanda, especialmente en escenarios de estrechez en el balance oferta–demanda.

En conjunto, la estructura de contratación por fuente muestra una alta dependencia de un número reducido de campos de producción, principalmente Sur Costa, otros interior y Cusiana–Cupiagua, mientras que el gas importado participa como fuente complementaria de suministro. En este contexto, la diferencia entre volúmenes contratados y disponibilidad física, especialmente en contratos con interrupciones, es un elemento relevante para el análisis del abastecimiento, ya que en escenarios de alta demanda o restricciones de producción podrían materializarse interrupciones en el suministro de gas contratado bajo esta modalidad.

Precios y cantidades por modalidad:

Se realizó el seguimiento de los precios promedio ponderados de los contratos en el Mercado Primario por modalidad contractual, lo cual se presenta en la Figura 2-5. El análisis muestra diferencias importantes entre modalidades, asociadas al nivel de firmeza del suministro, la flexibilidad contractual y el riesgo asumido por las partes.

Figura 2-5 Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por modalidad



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La modalidad Opción de Compra registró el precio promedio ponderado más alto, alcanzando un valor cercano a 15,3 USD/MBTU durante el trimestre analizado. Este precio presenta un incremento del 0,3% con respecto al trimestre anterior, consolidando esta modalidad como la de mayor precio dentro del mercado primario. Este comportamiento es consistente con la naturaleza de esta modalidad, que otorga flexibilidad al comprador y funciona como un mecanismo de respaldo para asegurar suministro en escenarios de alta demanda o posibles restricciones de oferta, lo que implica una prima en el precio.

Por su parte, los contratos bajo la modalidad Con Interrupciones registraron un precio promedio ponderado de 8,7 USD/MBTU, ubicándose por encima de los contratos en modalidad Firme, cuyo precio promedio fue de 8,1 USD/MBTU. En el caso de los contratos firmes, el precio promedio se

incrementó en 1,7 USD/MBTU frente al trimestre anterior, lo que evidencia una tendencia al alza en los precios del gas con garantía de suministro.

El hecho de que los contratos con interrupciones presenten precios cercanos e incluso superiores a los contratos firmes sugiere condiciones de mercado ajustadas, en las que se observan transacciones a precios elevados incluso por gas no firme, con el fin de asegurar volúmenes de suministro.

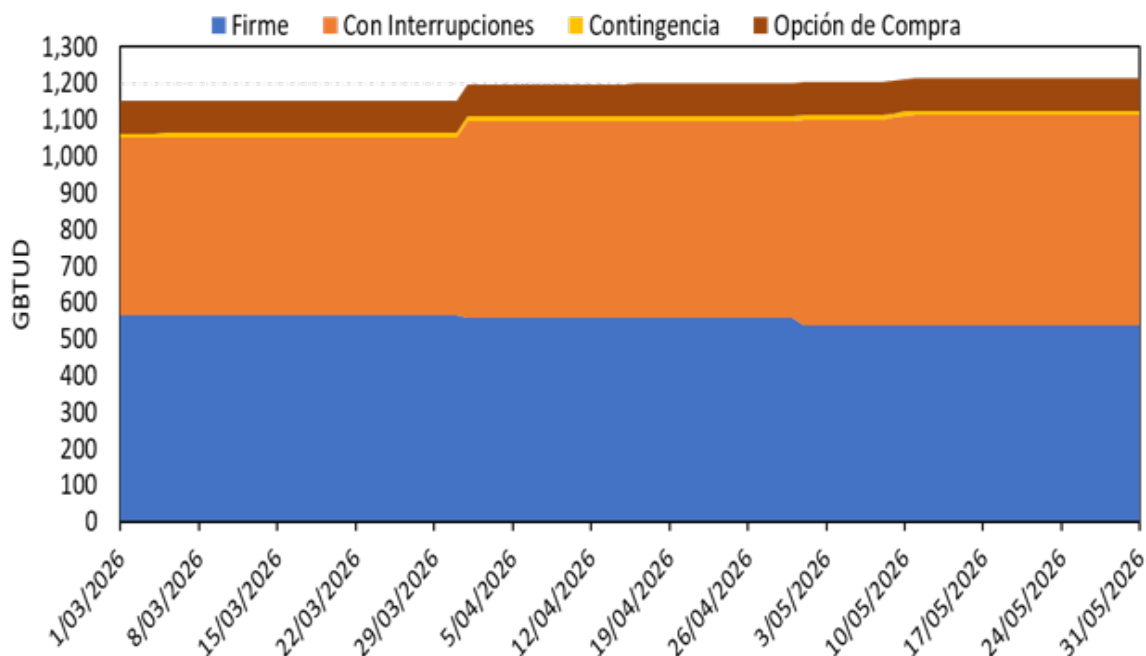
Finalmente, los contratos bajo la modalidad de Contingencia, que registraron el precio promedio más bajo, con un valor de 6,4 USD/MBTU, no presentan variación en comparación con el trimestre anterior. Este comportamiento puede estar asociado a la naturaleza de esta modalidad, que se utiliza en situaciones específicas y bajo condiciones particulares definidas por la regulación, lo que se refleja en una estructura de precios diferente frente a otras modalidades contractuales.

En conjunto, la estructura de precios por modalidad contractual refleja la existencia de primas asociadas al nivel de flexibilidad y al riesgo de suministro. Las modalidades que ofrecen mayor flexibilidad o respaldo, como la Opción de Compra, presentan los precios más altos, mientras que modalidades asociadas a condiciones específicas, como Contingencia, presentan precios más bajos. Por su parte, los precios de las modalidades Firme y Con Interrupciones muestran una convergencia, lo que puede ser una señal de estrechez en el mercado y de una mayor competencia por asegurar volúmenes de gas, incluso bajo modalidades que no garantizan suministro.

La convergencia de precios entre contratos firmes e interrumpibles, junto con los altos precios observados en la modalidad de opción de compra, sugiere condiciones de mercado en las que la flexibilidad y la seguridad de abastecimiento han adquirido un mayor valor económico, lo cual es acorde con un escenario de oferta limitada frente a la demanda.

Se realizó igualmente el análisis de la cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad contractual, como se detalla en la Figura 2-6. La información muestra que la mayor parte del volumen contratado se concentra en las modalidades Firme y Con Interrupciones, las cuales representan la mayor proporción de la contratación total durante el trimestre analizado.

Figura 2-6 Cantidad contratada en el mercado primario por modalidad



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Las modalidades Firme y Con Interrupciones concentran una parte significativa del volumen contratado. Los contratos en Firme reflejan la necesidad de los agentes de asegurar el suministro con garantía de entrega, especialmente para la atención de la demanda esencial y de los sectores que requieren alta confiabilidad en el abastecimiento. Por su parte, la modalidad Con Interrupciones sugiere que los agentes utilizan esta modalidad como un mecanismo complementario para asegurar volúmenes adicionales de gas, aun cuando estos no cuenten con garantía de suministro.

Las modalidades de Opción de Compra y Contingencia presentan una participación menor en el volumen total contratado. Estas modalidades se utilizan principalmente como mecanismos de flexibilidad y respaldo ante posibles escenarios de déficit de oferta o incrementos en la demanda, por lo que su participación en términos de volumen suele ser menor en comparación con las modalidades Firme y con Interrupciones.

A lo largo del trimestre se observa un ligero aumento en el volumen total contratado, explicado principalmente por el incremento en la contratación bajo la modalidad Con Interrupciones. En términos generales, la estructura de contratación por modalidad se mantiene relativamente estable, con una alta participación de contratos firmes y una participación relevante de contratos con interrupciones.

Es importante tener en cuenta que los contratos en modalidad con interrupciones pueden suscribirse por volúmenes superiores a la disponibilidad física de gas, debido a que no garantizan firmeza en el suministro. Por esta razón, una alta participación de esta modalidad en la contratación no necesariamente se traduce en una mayor disponibilidad efectiva de gas, sino que puede reflejar

estrategias de los agentes para gestionar el riesgo de abastecimiento mediante portafolios de contratación con diferentes niveles de firmeza.

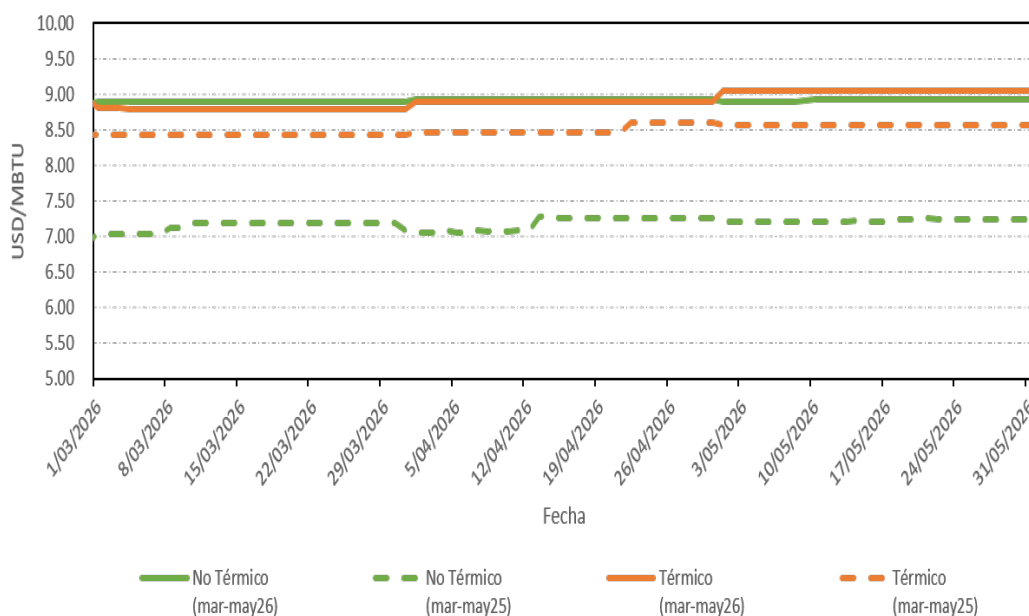
En conjunto, la estructura de contratación por modalidad muestra que el mercado primario combina contratos firmes, que cubren el suministro, con contratos interrumpibles y modalidades de respaldo, lo que refleja la necesidad de los agentes de gestionar el riesgo de abastecimiento en un contexto de oferta limitada y creciente incertidumbre sobre la disponibilidad futura de gas.

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

El análisis del precio promedio ponderado de los contratos en el Mercado Primario según el tipo de uso del gas natural se aprecia en la Figura 2-7. La información muestra diferencias en los niveles de precios entre el gas destinado al sector térmico y el gas destinado a otros usos, lo que refleja diferencias en las condiciones de contratación y en la disposición a pagar por parte de los diferentes sectores de consumo.

Durante el trimestre analizado, el gas destinado al sector térmico registró precios promedio ponderados iguales a los observados para el gas destinado a usos no térmicos. En promedio, los contratos para generación térmica y no térmica se ubicaron alrededor de 8,9 USD/MBTU. Esta situación refleja que el sector no térmico presenta un incremento en sus precios frente a trimestres anteriores.

Figura 2-7 Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por tipo de uso del gas natural

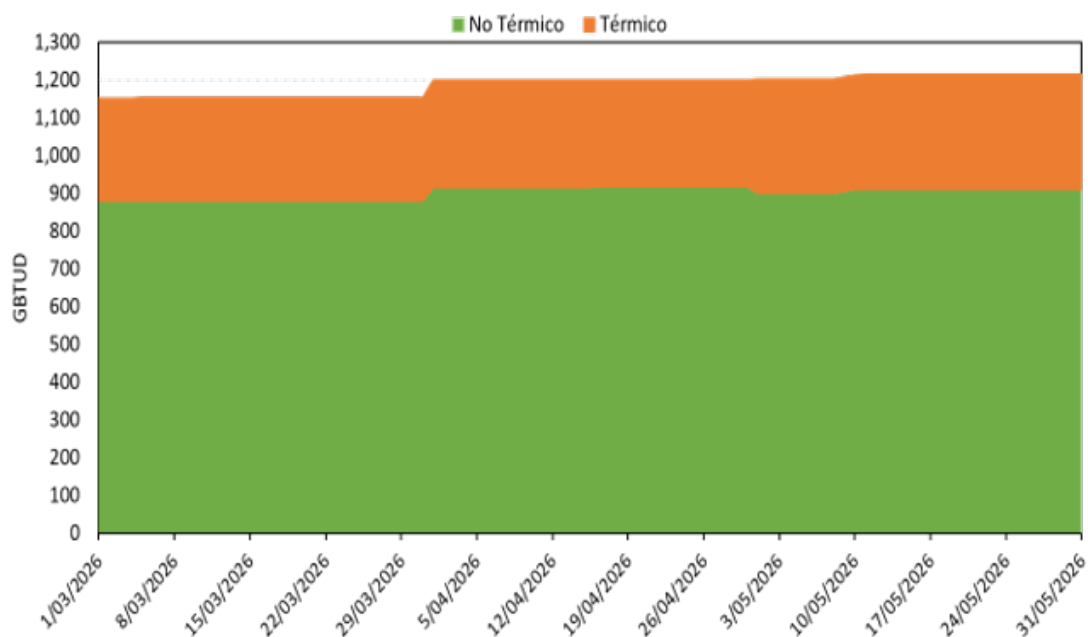


Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Se observa que los precios presentan una menor variabilidad a lo largo del trimestre y se mantienen en niveles relativamente altos. El precio promedio ponderado para el sector no térmico presenta un incremento de 24,1% mientras que los precios para el sector térmico incrementan un 4,8%, comparado frente al mismo trimestre del año anterior.

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 900,9 GBTUD, mientras que el gas natural con destino Térmico se ubicó en segundo lugar, con un volumen contratado promedio de 286,1 GBTUD.

Figura 2-8 Cantidad contratada en el mercado primario por tipo de uso del gas natural



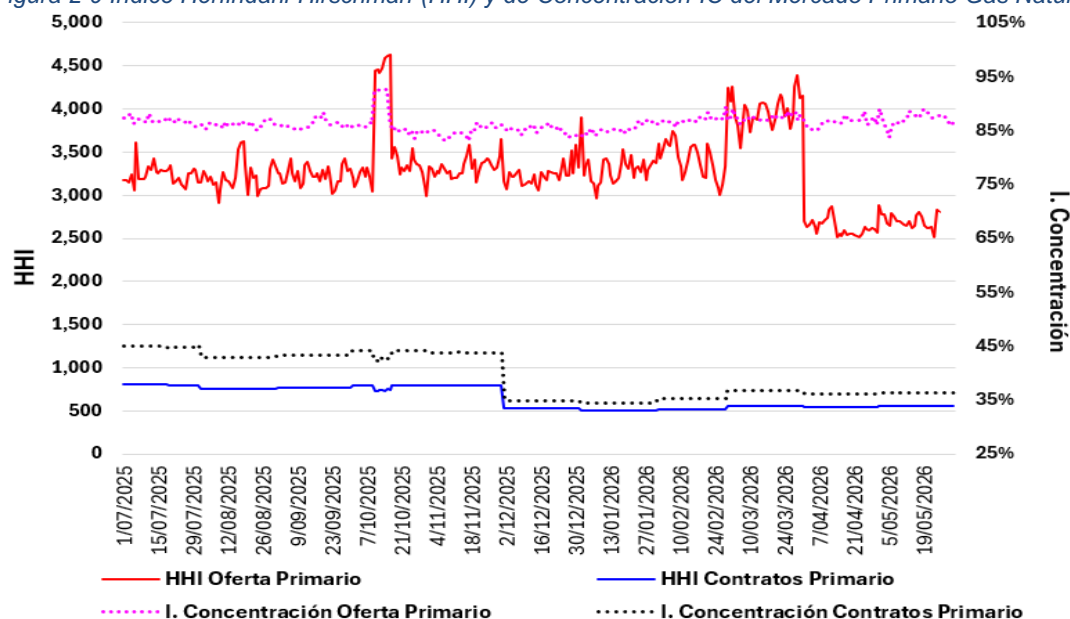
Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Concentración y participación en el mercado primario

Con el objeto de evaluar las condiciones de competencia en el mercado primario de gas natural colombiano, se realizó el seguimiento de dos indicadores de concentración: el Índice Herfindahl-Hirschman -HHI y el Índice de Concentración de los Cuatro Principales Agentes - IC4, calculados tanto para la oferta disponible como para los contratos suscritos en el mercado primario.

Los resultados indican comportamientos diferenciados entre la estructura de la oferta y la estructura de la contratación, aunque en ambos casos se observan niveles de concentración relativamente elevados, consistentes con las características estructurales del mercado colombiano de producción y comercialización primaria de gas natural.

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

El HHI de la oferta primaria presentada en la Figura 2-9, registra valores persistentemente superiores a 3.000 puntos durante la mayor parte del período analizado, alcanzando niveles cercanos a 4.600 puntos en octubre de 2025 y superiores a 4.000 puntos durante marzo de 2026. Estos resultados reflejan una elevada concentración de la oferta, asociada con la participación predominante de un número reducido de productores-comercializadores dentro del mercado.

El IC4 de la oferta primaria se mantiene en niveles cercanos al 85%-90%, señalando que los cuatro principales oferentes concentran la mayor parte de las cantidades disponibles para comercialización. Esta situación destaca una estructura de mercado altamente concentrada desde el lado de la oferta, donde la disponibilidad de gas continúa dependiendo principalmente de un grupo reducido de agentes y campos productores.

No obstante, aunque los niveles de concentración permanecen elevados, el IC4 presenta una relativa estabilidad durante todo el período, sugiriendo que no se observan cambios estructurales significativos en la distribución de las participaciones de mercado entre los principales oferentes.

A diferencia de la oferta, los indicadores asociados a la contratación muestran niveles considerablemente inferiores de concentración. El HHI de contratos se ubica entre 500 y 800 puntos durante el período analizado, mientras que el IC4 oscila entre 34% y 45%.

Estos resultados sugieren que, aunque la producción se encuentra altamente concentrada, los volúmenes efectivamente contratados presentan una distribución más diversificada entre los compradores, reduciendo significativamente los niveles de concentración observados en la actividad contractual.

Un aspecto relevante corresponde al cambio estructural observado a partir de diciembre de 2025, cuando el HHI de contratos disminuye desde niveles cercanos a 780 puntos hasta aproximadamente 520 puntos, mientras que el IC4 cae desde valores próximos al 44% hasta

niveles cercanos al 35%. Este comportamiento sugiere una mayor dispersión de la contratación entre agentes y una reducción en la participación relativa de los principales compradores.

Durante marzo de 2026 se registraron los mayores niveles de concentración de la oferta observados en el período analizado. El HHI de oferta osciló entre 3.800 y 4.300 puntos, mientras que el IC4 se ubicó cerca del 90%, evidenciando una alta dependencia del mercado respecto de los principales productores-comercializadores. El incremento simultáneo de ambos indicadores sugiere no sólo una elevada participación conjunta de los cuatro mayores agentes, sino también una mayor concentración relativa en uno o algunos de ellos.

Por su parte, la contratación mantuvo niveles de concentración significativamente menores, con un HHI cercano a 540 puntos y un IC4 alrededor del 37%, reflejando una distribución más diversificada de los volúmenes contratados.

A comienzos de abril se presentó el cambio más significativo del período. El HHI de oferta disminuyó de niveles superiores a 4.000 puntos a valores cercanos a 2.600-2.700 puntos, mientras que el IC4 descendió de aproximadamente 90% a 85%. Este comportamiento refleja una reducción en la concentración de la oferta, asociada principalmente a una redistribución de las participaciones entre los principales oferentes más que a un cambio estructural del mercado, dado que los niveles de concentración continuaron siendo elevados.

Entretanto, los indicadores de contratación permanecieron estables, con un HHI cercano a 530 puntos y un IC4 entre 36% y 37%, sin cambios relevantes en la distribución de los contratos.

Durante mayo se consolidó la tendencia observada en abril. El HHI de oferta se mantuvo entre 2.600 y 2.800 puntos y el IC4 entre 85% y 87%, lo que sugiere una recomposición de las participaciones de mercado dentro del grupo de principales oferentes. No obstante, la oferta continuó presentando una estructura altamente concentrada.

La contratación, por su parte, permaneció estable, con un HHI cercano a 550 puntos y un IC4 alrededor del 37%-38%, evidenciando una distribución relativamente dispersa de los contratos frente a la elevada concentración observada en la oferta.

La evolución reciente de los indicadores sugieren una moderación de la concentración, sin que ello implique una transformación estructural del mercado, el cual continúa caracterizado por una elevada concentración de la oferta y una dependencia significativa de los principales productores-comercializadores.

2.1.2 Mercado Secundario

El mercado secundario de gas natural constituye un mecanismo complementario al mercado primario, mediante el cual los agentes pueden transferir o asignar derechos de suministro y capacidad de transporte previamente contratados. Su función principal es facilitar ajustes en las posiciones contractuales de los participantes, permitiendo gestionar desviaciones entre las cantidades contratadas y los requerimientos reales de consumo o disponibilidad.

La dinámica de este mercado proporciona señales sobre las condiciones de abastecimiento, el grado de flexibilidad del sistema y la eficiencia en la asignación de los recursos disponibles. En este contexto, el análisis de las transacciones realizadas en el mercado secundario permite

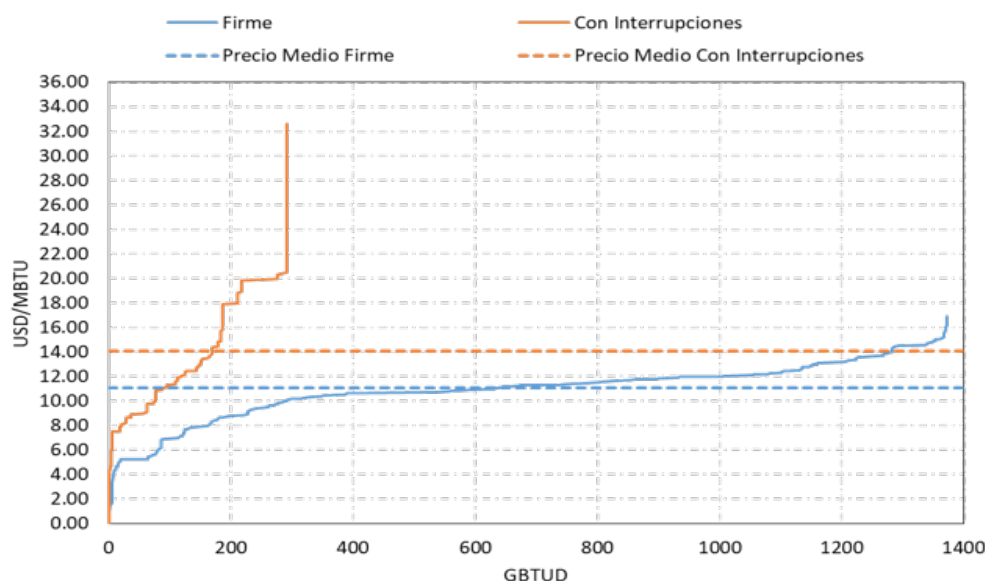
identificar tendencias en los volúmenes negociados, los niveles de precios, la participación de los agentes y los posibles desbalances entre oferta y demanda.

A continuación, se presenta la evolución reciente del mercado secundario, examinando el comportamiento de las principales variables de comercialización y su relación con las condiciones generales del mercado de gas natural.

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 natural para las modalidades Firme (azul) y Con Interrupciones (naranja), considerando los contratos vigentes durante el mes de mayo de 2026. Esta curva relaciona las cantidades de gas ofrecidas en el mercado secundario con los precios de los contratos, permitiendo analizar la formación de precios y la disponibilidad de gas en este mercado.

Figura 2-10 Curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La curva de oferta agregada de contratos en modalidad Firme muestra que el precio promedio de los contratos se situó en 11,1 USD/MBTU durante el período analizado, nivel superior al observado en el mercado primario, lo que refleja que el mercado secundario funciona como un mercado de ajuste donde los precios tienden a ser más altos.

En cuanto a la distribución de precios, se observa que una proporción reducida, correspondiente al 5,7% de las cantidades contratadas, se negoció a precios inferiores a 6,0 USD/MBTU. Por su parte, el 14,7% de las cantidades se concentró en el rango entre 6,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU. La mayor proporción de las cantidades contratadas, equivalente al 76,74%, se concentró en el rango entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU, mientras que el 3,1% restante se negoció a precios superiores a 15,0 USD/MBTU.

La forma de la curva muestra una pendiente creciente y un incremento pronunciado en los tramos finales, lo que indica que los volúmenes adicionales de gas firme disponibles en el mercado

secundario se ofrecen a precios significativamente más altos. Este comportamiento sugiere que el mercado secundario de gas firme opera bajo condiciones de escasez relativa, donde los agentes que requieren gas adicional deben pagar precios elevados para asegurar el suministro con garantía de entrega.

En el caso de la modalidad Con Interrupciones, el precio promedio de los contratos se situó en 14,1 USD/MBTU, ubicándose por encima del precio promedio de los contratos con interrupciones en el mercado primario. Este resultado evidencia que, incluso para contratos sin garantía de suministro, los precios se mantienen en niveles elevados, lo que sugiere condiciones de mercado ajustadas.

En términos de la distribución de precios, el 1,6% de las cantidades contratadas se negoció a precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, el 4,6% en el rango entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU, y el 18,9% en el rango entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU. La mayor proporción de las cantidades contratadas, correspondiente al 37,8%, se concentró en el rango entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU, mientras que el 37,1% restante se negoció a precios superiores a 15,0 USD/MBTU.

La curva de contratos con interrupciones presenta una pendiente creciente y muestra que una parte importante de las cantidades se negocia a precios altos, incluso sin garantía de suministro. Este comportamiento indica que los compradores están dispuestos a pagar precios elevados por volúmenes adicionales de gas en el mercado secundario, aun bajo condiciones de interrupción.

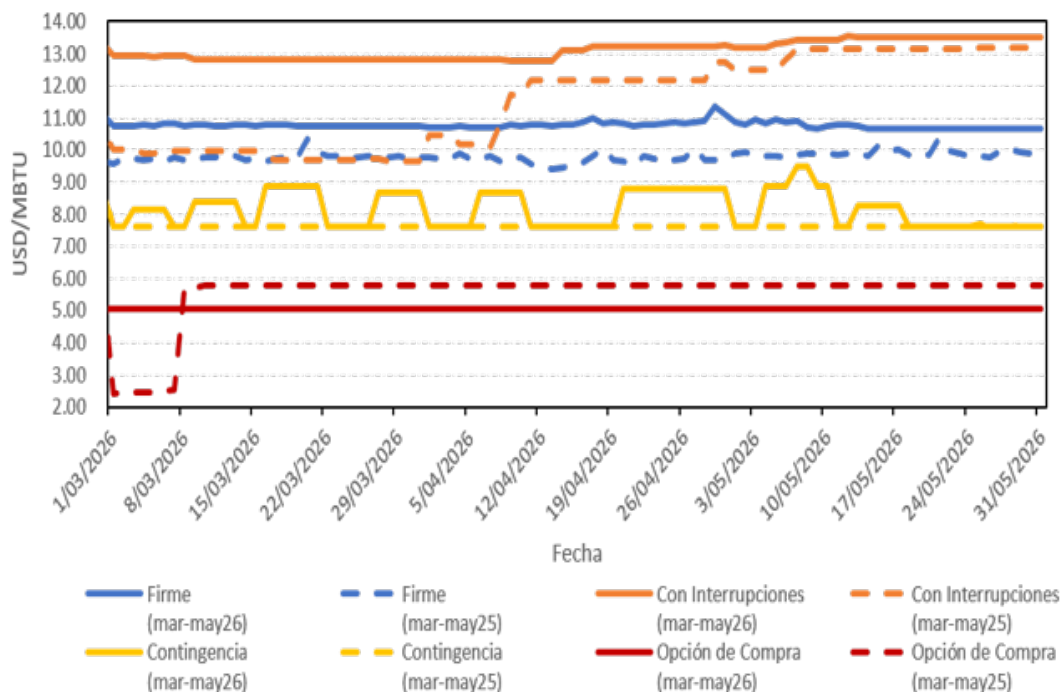
En conjunto, las curvas de oferta agregada del mercado secundario muestran que la mayor parte de las transacciones, tanto en modalidad firme como con interrupciones, se realiza en rangos de precios entre 10 y 15 USD/MBTU, con una proporción significativa de volúmenes negociados a precios superiores a 15 USD/MBTU. Estos niveles de precios son superiores a los observados en el mercado primario, lo que sugiere que el mercado secundario funciona como un mercado de balance o ajuste, donde los precios observados muestran un contexto de menor disponibilidad relativa de gas en el corto plazo.

Asimismo, el hecho de que los precios de los contratos con interrupciones sean similares o superiores a los contratos firmes sugiere que, en el mercado secundario, se observan compras orientadas a asegurar volúmenes adicionales de gas, incluso sin garantía de suministro, lo que es consistente con una mayor presión sobre el gas disponible.

Precios y cantidades por modalidad:

Al igual que para el mercado primario, se realizó el seguimiento de los precios promedio ponderados de los contratos en el mercado secundario por modalidad contractual (ver Figura 2-11). El análisis muestra diferencias en los niveles de precios entre modalidades, lo que refleja las condiciones de corto plazo del mercado y las características contractuales de cada producto.

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



Durante el trimestre analizado, la modalidad Con Interrupciones registró los precios promedio ponderados más altos, con un valor cercano a 13,1 USD/MBTU. Este resultado indica que, en el mercado secundario, incluso los contratos sin garantía de suministro se están transando a precios elevados, lo que sugiere condiciones de estrechez en la oferta disponible en el corto plazo. Por su parte, los contratos en modalidad Firme registraron un precio promedio ponderado de 10,8 USD/MBTU, sin variación frente al valor medio del trimestre anterior.

En contraste, la modalidad Opción de Compra registró el precio promedio más bajo del trimestre, con una media de 5,1 USD/MBTU. Este comportamiento puede estar asociado a la naturaleza de esta modalidad, que corresponde a contratos previamente establecidos que otorgan el derecho, mas no la obligación, de tomar el gas a un precio pactado, por lo que su precio puede diferir de las condiciones del mercado de corto plazo.

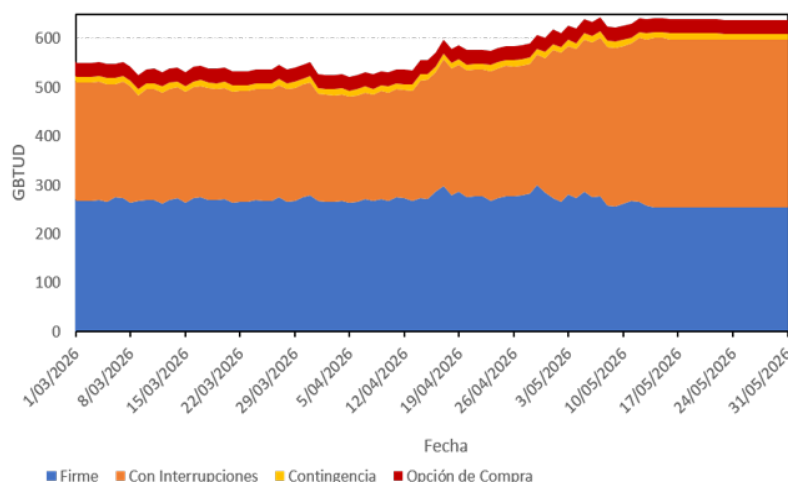
La diferencia de precios entre modalidades refleja los distintos niveles de firmeza, flexibilidad y riesgo asociados a cada tipo de contrato. En el mercado secundario, los contratos firmes y con interrupciones están más expuestos a las condiciones de corto plazo y a la disponibilidad inmediata de gas, por lo que sus precios tienden a reflejar condiciones de escasez relativa. Por el contrario, los contratos de opción de compra corresponden a acuerdos establecidos con anterioridad, por lo que sus precios no necesariamente reflejan las condiciones actuales del mercado.

En conjunto, la estructura de precios por modalidad en el mercado secundario muestra que los contratos de corto plazo, tanto firmes como con interrupciones, se están negociando a precios superiores a los observados en el mercado primario, lo que sugiere que el mercado secundario funciona como un mercado de balance, donde los precios reflejan la disponibilidad marginal de gas y las condiciones de oferta y demanda en el corto plazo.

Los precios observados en el mercado secundario por modalidad contractual sugieren que los contratos de corto plazo reflejan condiciones cercanas al costo marginal del suministro de gas y las condiciones de estrechez del mercado, mientras que las modalidades contractuales previamente pactadas, como la opción de compra, presentan precios que no necesariamente reflejan las condiciones actuales del mercado.

La Figura 2-12 presenta la cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad contractual durante el trimestre analizado. La información muestra que las modalidades Firme y con Interrupciones concentran el mayor volumen contratado, con un promedio de 268,2 GBTUD y 269,3 GBTUD, respectivamente. Las modalidades de Contingencia y Opción de Compra presentaron volúmenes considerablemente menores en comparación con las dos modalidades principales.

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En comparación con el trimestre anterior, se presenta un incremento de 9,5% en las cantidades totales contratadas en el mercado secundario, lo que sugiere una mayor dinámica de contratación en este mercado durante el período analizado. Este incremento puede estar asociado a una menor contratación en el mercado primario, a una mayor demanda de volúmenes adicionales de corto plazo o a cambios en las estrategias de contratación de los agentes, entre otros factores.

La distribución del volumen contratado por modalidad muestra que los contratos firmes y con interrupciones continúan siendo los principales mecanismos de abastecimiento en el mercado secundario. Lo anterior refleja, por un lado, la necesidad de los agentes de asegurar suministro con garantía de entrega, especialmente para cubrir faltantes o ajustes de corto plazo y, por otro lado, la necesidad de mecanismos complementarios para acceder a volúmenes adicionales de gas cuando no es posible asegurar contratos firmes o cuando los precios de estos son más elevados.

Es importante tener en cuenta que, en el mercado secundario, la contratación suele responder a necesidades de balance y ajustes de corto plazo, por lo que la participación de las modalidades refleja estrategias de gestión del riesgo de abastecimiento por parte de los agentes. En este contexto, los contratos firmes en el mercado secundario se utilizan para cubrir déficits de suministro, mientras que los contratos con interrupciones y otras modalidades permiten a los

agentes contar con flexibilidad operativa ante variaciones en la demanda o en la disponibilidad de gas.

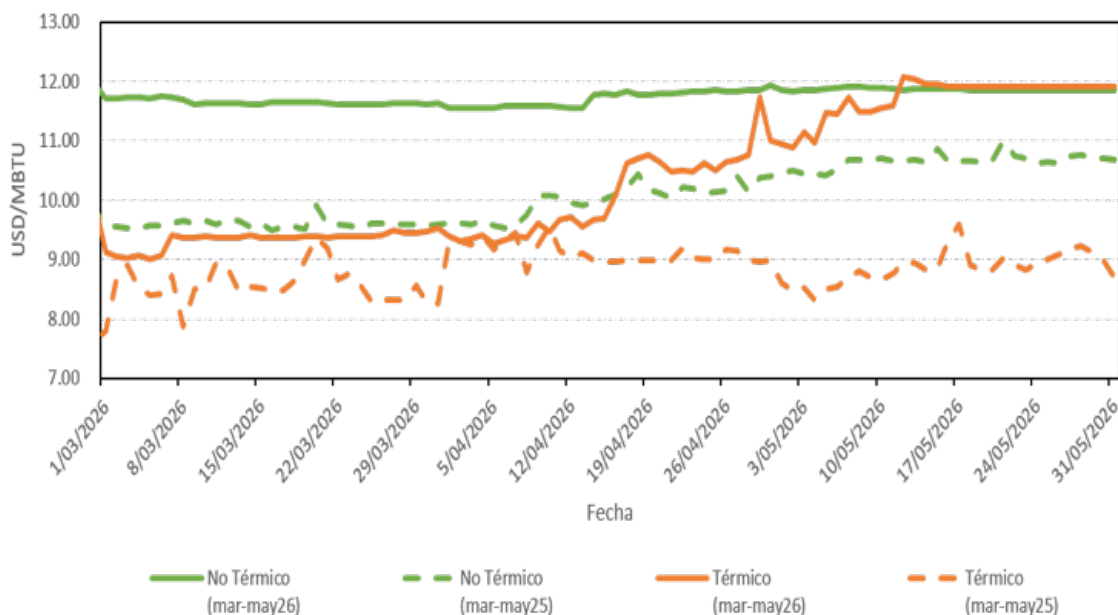
En conjunto, la estructura de contratación por modalidad en el mercado secundario evidencia que este mercado cumple una función de ajuste del sistema, donde los agentes contratan volúmenes adicionales para cubrir desviaciones entre la oferta y la demanda. La reducción en las cantidades contratadas durante el trimestre, junto con los altos precios observados en este mercado, sugiere que los agentes están ajustando sus estrategias de contratación y con mayor enfoque en el aseguramiento de volúmenes en el mercado primario.

Precios por tipo de uso:

En la Figura 2-13 presenta los precios promedio ponderados de los contratos en el mercado secundario según el tipo de uso del gas natural, diferenciando entre el gas destinado a usos no térmicos y el destinado a generación térmica. Este análisis permite evaluar el comportamiento de los precios en el mercado de corto plazo y las diferencias en la disposición a pagar entre los sectores de consumo.

Durante el trimestre analizado, el gas destinado a usos no térmicos registró el precio promedio ponderado más alto, ubicándose en niveles cercanos a 11,7 USD/MBTU, mientras que el gas destinado al sector térmico presentó un precio promedio cercano a 10,4 USD/MBTU. Esta diferencia de precios refleja las distintas condiciones de contratación y las características de la demanda en cada sector.

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

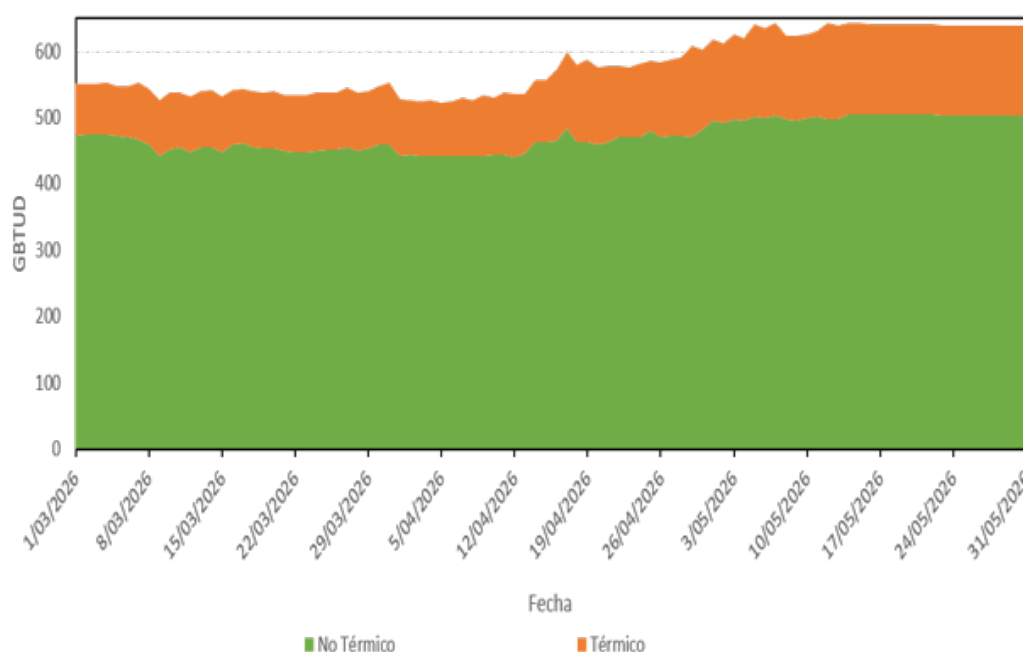
El hecho de que el gas destinado a usos no térmicos registre precios superiores en el mercado secundario podría estar asociado a que estos sectores acuden a este mecanismo principalmente para cubrir faltantes puntuales de suministro, en contextos donde requieren garantizar la continuidad de sus procesos productivos. Por su parte, el sector térmico, aunque participa en el

mercado secundario, suele contar con una mayor proporción de contratos en el mercado primario o con mecanismos alternativos de suministro, lo que podría incidir en un menor nivel de precios promedio observado en este segmento. En todo caso, estas diferencias pueden reflejar tanto las condiciones particulares de cada tipo de demanda como la dinámica propia del mercado secundario.

Adicionalmente, tanto para el gas destinado a usos no térmicos como para el destinado al sector térmico, se observa un incremento en los precios promedio ponderados con respecto al mismo trimestre del año anterior. Este aumento interanual sugiere una presión sobre el mercado de gas natural, consistente con un contexto de mayores costos de suministro, participación de fuentes de alto costo como el gas importado y condiciones de mayor estrechez entre la oferta y la demanda.

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 578,6 GBTUD, donde la cantidad contratada para uso No Térmico se aproximó a los 472,3 GBTUD y las cantidades para uso Térmico se ubicó en torno a los 106,3 GBTUD.

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Concentración y participación en el mercado secundario:

Para evaluar las condiciones de competencia en el mercado secundario de gas natural, se realiza el seguimiento del Índice Herfindahl-Hirschman y del Índice de Concentración de los Cuatro Principales Agentes, de manera simultánea en oferta y demanda. Estos indicadores permiten medir el grado de concentración de las transacciones y analizar la distribución de las participaciones de mercado entre los agentes.

Los indicadores HHI e IC4 presentados en la Figura 2-15 muestran que el mercado secundario mantiene niveles de concentración moderados y significativamente inferiores a los observados en

el mercado primario. No obstante, entre marzo y mayo de 2026 se presentan cambios relevantes que reflejan una mayor dispersión de las participaciones de mercado tanto en la oferta como en la contratación.

Durante marzo de 2026 los indicadores de concentración mostraron una relativa estabilidad. El HHI de oferta se ubicó entre 740 y 760 puntos y el IC4 entre 42% y 44%, evidenciando una distribución relativamente diversificada de la oferta secundaria. Por su parte, la contratación presentó niveles de concentración ligeramente superiores, con un HHI entre 760 y 800 puntos y un IC4 cercano al 47%-48%, lo que indica una mayor participación de los principales compradores, aunque dentro de una estructura de mercado relativamente competitiva.

En términos generales, marzo refleja un mercado secundario estable, con una distribución relativamente equilibrada de las transacciones y sin cambios relevantes en la estructura competitiva.

En abril se observó una reducción gradual de la concentración tanto en la oferta como en la contratación. El HHI de oferta disminuyó de aproximadamente 750 a 670 puntos y el IC4 de 43% a 41%, mientras que el HHI de contratos descendió de cerca de 780 a 700 puntos y el IC4 de 47% a 43%-44%. Este comportamiento sugiere una mayor diversificación de las transacciones y una participación más amplia de agentes distintos a los tradicionalmente predominantes.

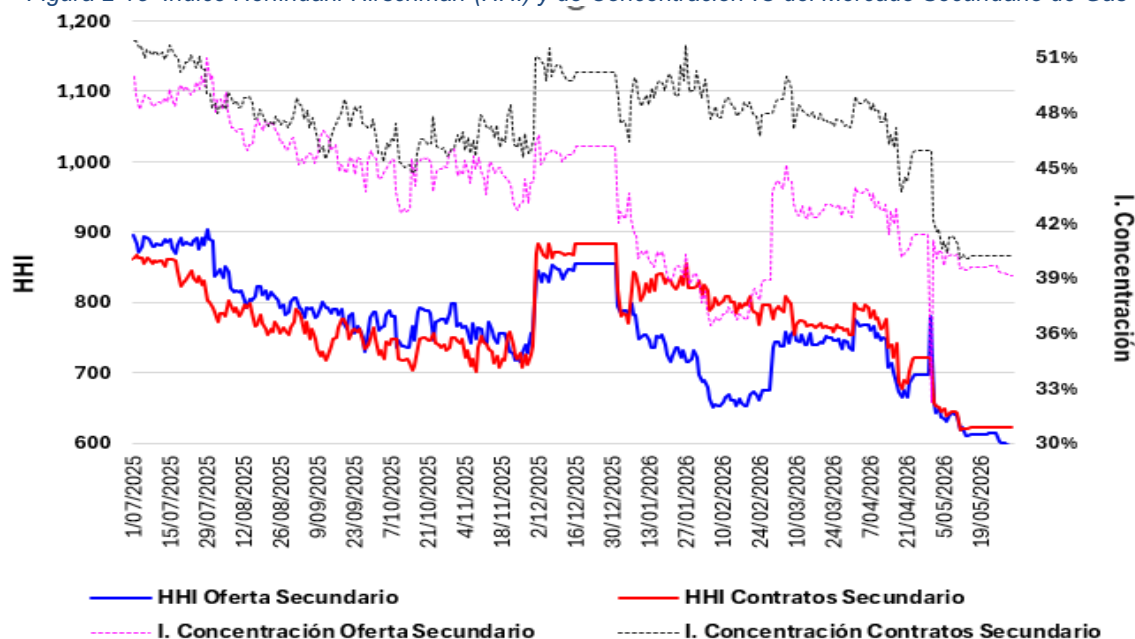
A diferencia de lo observado en el mercado primario, donde la concentración sigue estando determinada por la estructura de producción, en el mercado secundario la reducción de la concentración parece responder a una mayor diversificación de las transacciones entre comercializadores y usuarios con excedentes contractuales.

Mayo registró los menores niveles de concentración de toda la serie analizada. El HHI de oferta descendió hasta cerca de 600 puntos y el IC4 se ubicó alrededor de 39%, mientras que el HHI de contratos cayó a aproximadamente 620 puntos y el IC4 a 40%. La reducción simultánea de ambos indicadores evidencia una menor participación relativa de los principales agentes y una mayor dispersión de las negociaciones, consistente con un mercado secundario más dinámico y diversificado.

Los resultados muestran que el mercado secundario mantiene una estructura mucho más diversificada que el mercado primario. Durante marzo de 2026 los indicadores permanecieron relativamente estables; sin embargo, entre abril y mayo se observó una reducción progresiva de la concentración tanto en la oferta como en la contratación.

Particularmente en mayo de 2026 se alcanzaron los menores niveles de concentración de todo el período analizado, con HHI cercanos a 600 puntos e IC4 alrededor de 40%. Este comportamiento evidencia una mayor dispersión de las transacciones entre los agentes participantes y sugiere que el mercado secundario continuó desempeñando un papel relevante como mecanismo de reasignación de excedentes y flexibilización del abastecimiento.

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La disminución sostenida de los indicadores de concentración durante abril y mayo de 2026 sugiere una mayor atomización de las transacciones y una participación más amplia de los agentes en el mercado secundario. Este comportamiento refuerza la capacidad de este segmento para facilitar la reasignación de volúmenes previamente contratados, mejorar la flexibilidad operativa del sistema y complementar las condiciones de abastecimiento del mercado de gas natural, contribuyendo al fortalecimiento de la competencia.

2.1.3 Mercado minorista de gas natural²

El mercado minorista de gas natural corresponde al segmento en el que los comercializadores atienden directamente la demanda de los usuarios finales, tanto regulados como no regulados. Dada su relevancia para la prestación del servicio y la formación de condiciones competitivas, es importante analizar el grado de concentración de este, lo cual permite evaluar la participación de los principales agentes, identificar cambios en la estructura de mercado y monitorear posibles riesgos asociados a una excesiva concentración de la actividad comercial.

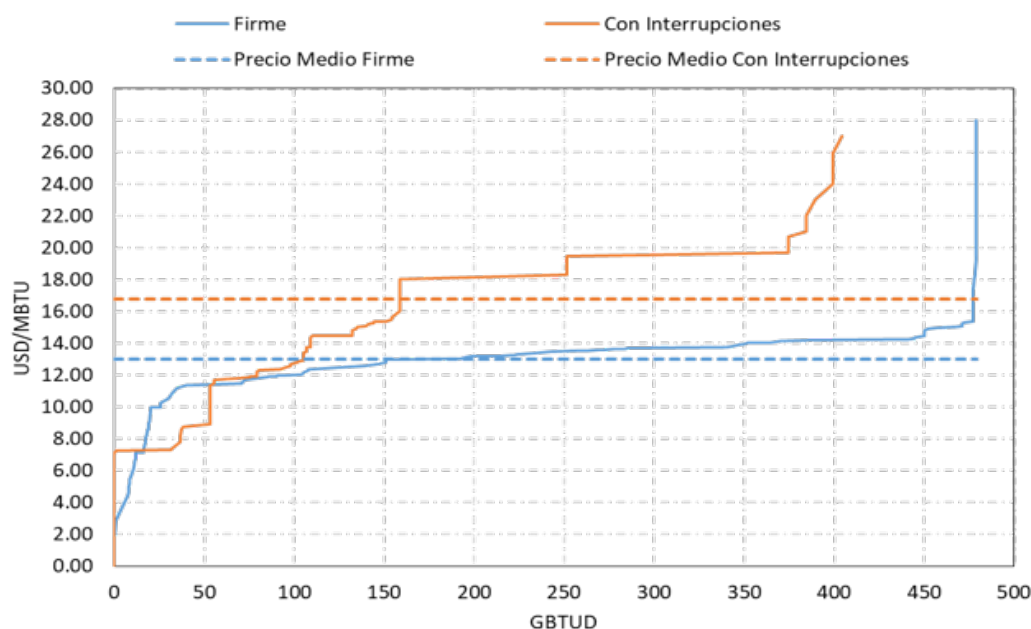
Curva de oferta agregada de contratos:

La Figura 2-16 se presenta la curva de oferta agregada de contratos en el Mercado Minorista de gas natural para las modalidades Firme (azul) y Con Interrupciones (naranja), considerando los contratos vigentes durante el mes de mayo de 2026. Esta curva permite analizar la relación entre

² 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 con lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.

las cantidades contratadas y los precios en el mercado minorista, así como identificar los rangos de precios en los que se concentra la mayor parte de las transacciones.

Figura 2-16 Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Minorista.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La curva de contratos en modalidad Firme muestra que el precio promedio de los contratos se situó en 13,0 USD/MBTU durante el período analizado, nivel superior al observado en el mercado primario e incluso al mercado secundario en algunos casos, lo que indica que el mercado minorista incorpora costos adicionales asociados a la comercialización y al suministro a usuarios finales no regulados.

En cuanto a la distribución de precios, se observa que solo el 1,6% de las cantidades contratadas se negoció a precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, mientras que las cantidades contratadas en el rango entre 6,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU representaron el 2,6% del total. La mayor proporción de las cantidades contratadas, correspondiente al 91,1%, se concentró en el rango de precios entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU, lo que evidencia que la mayor parte del gas en el mercado minorista se comercializa en rangos de precios altos. Finalmente, el 4,7% de las cantidades contratadas se negoció a precios superiores a 15,0 USD/MBTU.

En conjunto, la curva de contratos en modalidad firme en el mercado minorista evidencia que la mayor parte de las transacciones se realiza en rangos de precios entre 10 y 15 USD/MBTU, con una proporción significativa a precios superiores a 15 USD/MBTU, lo que refleja las condiciones de precios del mercado mayorista, los costos de comercialización y las condiciones de oferta y demanda en el mercado de gas natural.

Al analizar la curva acumulada de contratos modalidad Con Interrupciones en el mercado minorista se aprecia que el precio promedio de los contratos se situó en 16,8 USD/MBTU durante el período analizado, ubicándose en niveles significativamente superiores a los observados en los mercados primario y secundario.

En cuanto a la distribución de precios, el 7,8% de las cantidades contratadas se negoció a precios inferiores a 8,0 USD/MBTU, mientras que el 5,4% se ubicó en el rango entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU. Por su parte, el 20,0% de las cantidades contratadas se concentró en el rango entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU. Sin embargo, la mayor proporción de las cantidades contratadas, correspondiente al 59,4%, se negoció en el rango entre 15,0 USD/MBTU y 20,0 USD/MBTU, y el 7,4% restante se negoció a precios superiores a 20,0 USD/MBTU.

La distribución de precios evidencia que la mayor parte del gas contratado en modalidad con interrupciones en el mercado minorista se transa en rangos de precios altos, lo que es consistente con el uso de esta modalidad para cubrir necesidades de suministro, en contextos donde la disponibilidad del gas es un factor relevante.

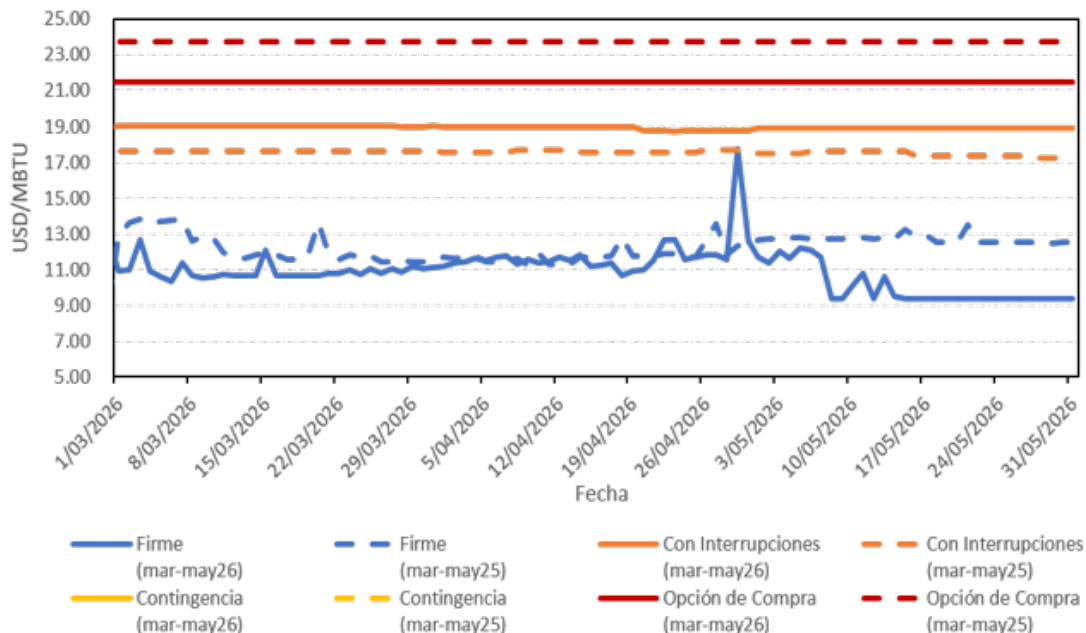
En conjunto, los niveles de precios observados en esta modalidad sugieren que el mercado minorista está reflejando precios de escasez para volúmenes interrumpibles, lo que muestra que los usuarios están dispuestos a pagar precios elevados por asegurar suministro adicional, incluso sin garantía de firmeza. Lo anterior sugiere que el mercado minorista, especialmente en contratos con interrupciones, opera como un mercado de último recurso para algunos usuarios no regulados.

Los altos precios observados en la modalidad con interrupciones en el mercado minorista sugieren que este segmento del mercado está absorbiendo las condiciones de estrechez del mercado mayorista, reflejando precios de escasez para volúmenes de gas de corto plazo destinados a usuarios no regulados.

Precios y cantidades por modalidad:

La Figura 2-17 presenta los precios promedio ponderados de los contratos en el mercado minorista por modalidad contractual durante el período analizado. La información evidencia diferencias significativas en los niveles de precios entre las distintas modalidades de contratación, lo que refleja las condiciones de suministro, el nivel de firmeza y la flexibilidad asociada a cada tipo de contrato en este segmento del mercado.

Figura 2-17 Precios promedio ponderado del mercado minorista por modalidad



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La modalidad Opción de Compra registró el precio promedio ponderado más alto, ubicándose en niveles cercanos a 21,5 USD/MBTU. Este resultado es acorde con la naturaleza de esta modalidad, en la cual el comprador adquiere el derecho, pero no la obligación, de tomar el gas, lo que le otorga una alta flexibilidad para ajustar su consumo en función de sus necesidades. Esta flexibilidad implica una prima en el precio, especialmente en un contexto de mercado con oferta limitada y precios elevados en los mercados mayoristas.

Por su parte, los contratos en modalidad Con Interrupciones registraron precios promedio ponderados también elevados, ubicándose en niveles cercanos a 19,0 USD/MBTU, lo que indica que los contratos sin garantía de suministro en el mercado minorista se están transando a precios altos. Este comportamiento sugiere que los usuarios no regulados están dispuestos a pagar precios elevados por acceder a volúmenes adicionales de gas, incluso bajo condiciones de interrupción, lo que es consistente con un escenario de estrechez en el mercado.

En contraste, la modalidad Firme registró un precio promedio ponderado cercano a 10,9 USD/MBTU, inferior al de las modalidades con mayor flexibilidad. Este comportamiento se explica porque, en los contratos firmes, el comprador asume el compromiso de adquirir el volumen contratado durante el período pactado, lo que reduce la incertidumbre para el vendedor y se traduce en un menor precio en comparación con modalidades más flexibles. Finalmente, la modalidad de Contingencia presenta precios intermedios, reflejando su uso en situaciones específicas de suministro.

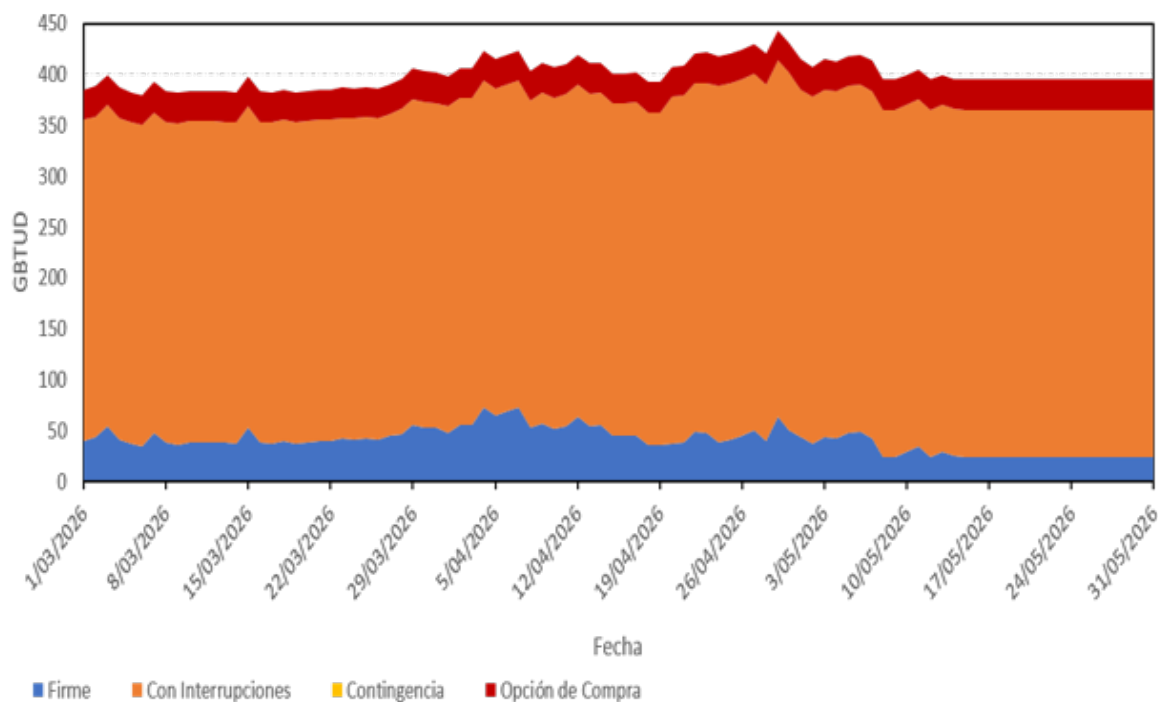
En conjunto, la estructura de precios por modalidad en el mercado minorista refleja que las modalidades que ofrecen mayor flexibilidad al comprador, como la Opción de Compra y los contratos con interrupciones, presentan los precios más altos, mientras que los contratos firmes, que implican compromisos de compra, presentan precios relativamente menores. Esta estructura de precios evidencia que, en el mercado minorista, la flexibilidad y la disponibilidad de suministro

en el corto plazo tienen un valor económico significativo, especialmente en un contexto de precios altos en el mercado mayorista.

Los niveles de precios observados en el mercado minorista por modalidad contractual reflejan las condiciones del mercado mayorista y la prima asociada a la flexibilidad y a la disponibilidad de suministro, evidenciando que los contratos más flexibles son los que registran los precios más altos en este segmento del mercado.

La Figura 2-18 presenta la cantidad contratada en el mercado minorista por modalidad contractual durante el período analizado. La información muestra que la modalidad Con Interrupciones concentra el mayor volumen de gas contratado en este segmento del mercado, seguida por la modalidad Firme, mientras que las modalidades de Opción de Compra y Contingencia presentan participaciones menores en el volumen total contratado.

Figura 2-18 Cantidad contratada del mercado minorista por modalidad



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La alta participación de la modalidad Con Interrupciones indica que los usuarios no regulados están utilizando esta modalidad como una fuente relevante de abastecimiento en el mercado minorista. Este comportamiento implica asumir el riesgo de posibles interrupciones en el suministro a cambio de contar con mayor flexibilidad contractual y, en algunos casos, acceder a condiciones económicas más favorables frente a los contratos firmes.

Asimismo, la participación significativa de los contratos con interrupciones puede estar asociada a que algunos usuarios no regulados, especialmente del sector industrial, cuentan con la capacidad de sustituir el gas natural por otros combustibles, ajustar su consumo o implementar planes de contingencia en caso de interrupciones, lo que les permite gestionar el riesgo de suministro y optar por este tipo de contratos como parte de su estrategia de abastecimiento.

Por su parte, la modalidad Firme mantiene una participación importante dentro del volumen contratado, lo que refleja la necesidad de ciertos usuarios de asegurar suministro continuo para el desarrollo de sus actividades productivas. En contraste, la modalidad Opción de Compra presenta una participación menor en volumen, lo cual es consistente con su función como mecanismo de respaldo y flexibilidad, más que como fuente principal de suministro.

En conjunto, la estructura de contratación por modalidad en el mercado minorista muestra que los usuarios no regulados están gestionando su abastecimiento mediante un portafolio de contratos con diferentes niveles de firmeza, combinando contratos firmes para asegurar suministro base con contratos con interrupciones y opciones de compra para gestionar la flexibilidad y el riesgo de abastecimiento.

La modalidad Con Interrupciones puede ser atractiva para compradores con patrones de demanda flexibles, como usuarios industriales que tienen la capacidad de ajustar sus procesos productivos ante eventuales interrupciones en el suministro de gas natural. Esta característica permite a los compradores gestionar el riesgo de suministro, así como sus costos de abastecimiento mediante la contratación de volúmenes bajo modalidades que ofrecen mayor flexibilidad.

Por su parte, las modalidades Firme y Opción de Compra presentan un menor volumen de gas contratado en comparación con la modalidad con interrupciones. Este comportamiento puede estar asociado a la búsqueda de un equilibrio entre costo, flexibilidad y seguridad de suministro por parte de los usuarios no regulados. En este sentido, la elección de la modalidad contractual depende en gran medida de las características del consumo de cada sector, ya que aquellos usuarios con mayor flexibilidad operativa o menor dependencia continua del gas natural pueden optar por modalidades más flexibles, como la Opción de Compra o los contratos con Interrupciones, mientras que los usuarios con consumos más rígidos tienden a privilegiar contratos firmes que garanticen la continuidad del suministro.

Durante el trimestre analizado, la modalidad con Interrupciones registró un volumen medio contratado cercano a 329,8 GBTUD, consolidándose como la modalidad con mayor participación en el mercado minorista. Le siguieron los contratos en modalidad Firme, con un volumen medio aproximado de 41,1 GBTUD. Adicionalmente, se observa un incremento del 3,3% en el total de las cantidades contratadas frente al trimestre anterior, lo que podría estar asociado a ajustes en la demanda, cambios en las estrategias de contratación de los usuarios o variaciones en la disponibilidad de gas en el mercado.

Precios y cantidades por tipo de uso:

La Figura 2-19 presenta los precios promedio ponderados del gas natural negociado en el mercado minorista, diferenciados por tipo de uso, entre el sector térmico y el sector no térmico. Este análisis permite identificar diferencias en los niveles de precios según el destino final del gas y la dinámica de la demanda en este segmento del mercado.

Durante el trimestre analizado, el gas destinado al sector térmico registró un precio promedio ponderado de 19,5 USD/MBTU, lo que representa un incremento de 1,5 USD/MBTU en comparación con el mismo trimestre del año anterior. Este comportamiento refleja la alta disposición a pagar del sector térmico en el mercado minorista, especialmente en contextos en los que se requiere asegurar suministro de gas para la generación de energía eléctrica.

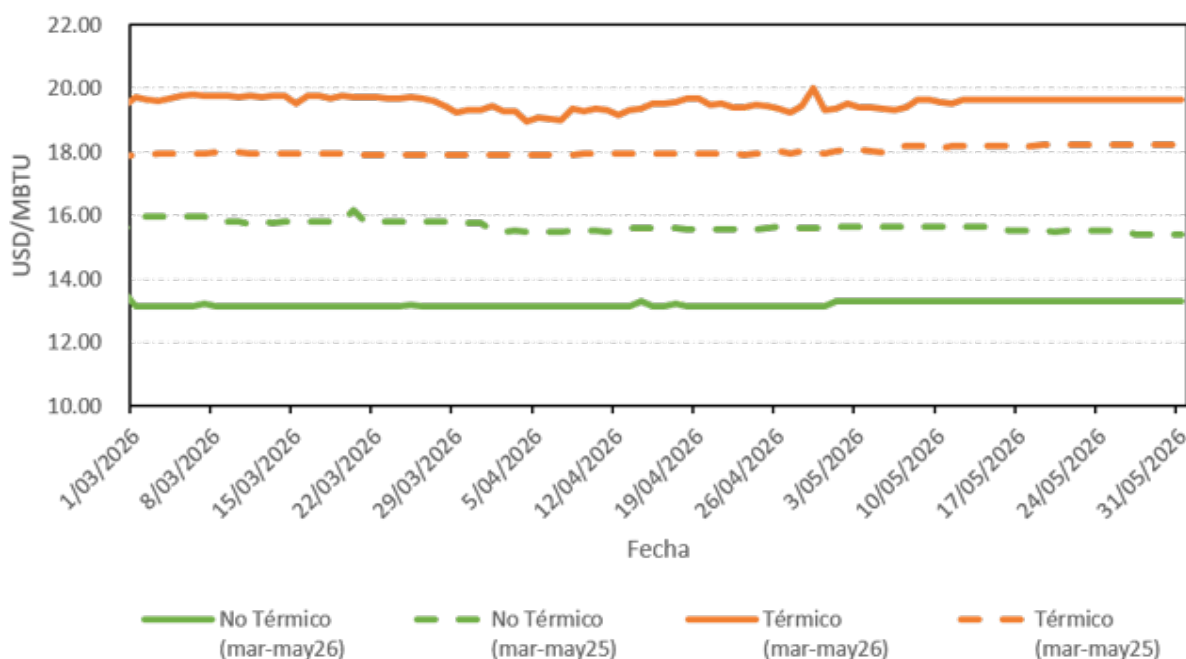
Por su parte, el gas destinado a usos no térmicos se contrató a un precio promedio ponderado de 13,2 USD/MBTU. A diferencia del sector térmico, este segmento registró una disminución de 2,5 USD/MBTU frente al mismo trimestre del año anterior. No obstante, los precios se mantienen en niveles elevados en términos históricos, lo que indica que los usuarios no térmicos también están enfrentando precios altos en el mercado minorista.

En términos generales, el comportamiento de los precios por tipo de uso muestra que el sector térmico continúa registrando los precios más altos en el mercado minorista, lo que confirma su papel como un demandante dispuesto a pagar precios superiores para garantizar el suministro. Por su parte, el sector no térmico presenta precios menores, aunque aún elevados, lo que sugiere que estos usuarios participan en el mercado minorista principalmente para complementar su suministro cuando no logran cubrir completamente su demanda mediante contratos en el mercado primario.

En conjunto, la diferencia de precios entre el sector térmico y el no térmico evidencia una segmentación del mercado minorista, en la cual el sector térmico enfrenta precios más altos debido a su mayor disposición a pagar y a su necesidad de asegurar suministro en períodos de alta demanda, mientras que el sector no térmico participa en este mercado como mecanismo de ajuste o complemento de suministro.

En conclusión, el sector térmico continúa registrando los precios más altos en el mercado minorista y presenta una tendencia creciente en los precios, mientras que el sector no térmico, aunque registra una leve reducción frente al año anterior, continúa enfrentando precios elevados, lo que refleja las condiciones actuales del mercado de gas natural.

Figura 2-19 Precios promedio ponderado del mercado minorista por tipo de uso del gas natural.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En general, el análisis de los precios por tipo de uso muestra fluctuaciones a lo largo del período; sin embargo, se observa una tendencia general al alza en los precios del gas natural en el mercado

minorista. Esta tendencia refleja las condiciones del mercado mayorista, los mayores costos de suministro y la presión de la demanda en el mercado de corto plazo.

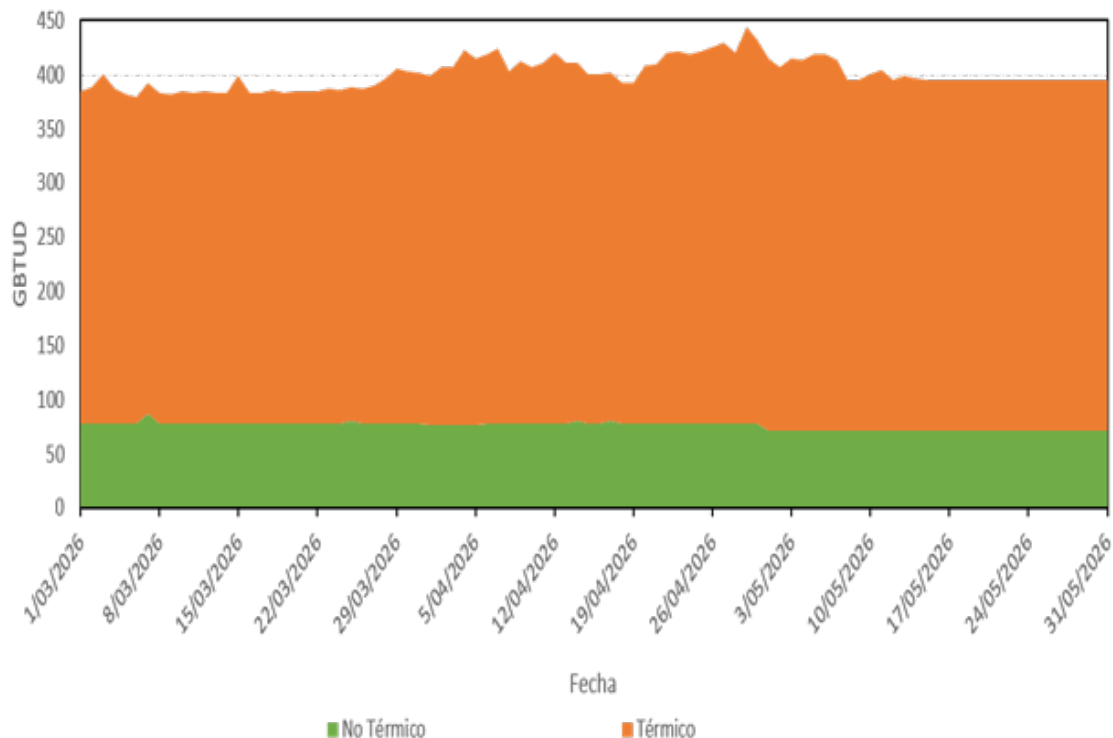
Para finalizar el análisis, la Figura 2-20 presenta la distribución de los volúmenes de gas natural negociados en el mercado minorista durante el trimestre analizado, diferenciados por tipo de uso. Los resultados muestran que el mayor volumen negociado corresponde al gas destinado al sector térmico, con un promedio de 324,6 GBTUD, lo que representa el 81,1% del volumen total transado en este segmento del mercado. Por su parte, el gas destinado a usos no térmicos registró un volumen promedio de 75,7 GBTUD, equivalente al 18,9% del volumen total negociado en el mercado minorista.

La alta participación del sector térmico en el volumen total negociado indica que este sector es el principal demandante de gas en el mercado minorista, lo cual es consistente con la necesidad de los generadores térmicos de asegurar volúmenes adicionales de gas para la generación de energía eléctrica, especialmente en períodos en los que el sistema eléctrico requiere mayor generación térmica.

En comparación con el mismo trimestre del año anterior, el volumen de gas natural negociado para uso térmico registró un incremento de 5,3%, mientras que el volumen negociado para uso no térmico presentó una reducción del 4,7%. Esta caída en el volumen del sector no térmico puede estar asociada a la reducción en el consumo industrial, a la sustitución por otros combustibles, a estrategias de contratación en otros segmentos del mercado o a los altos precios del gas natural, que pueden haber reducido la demanda en este sector.

En conjunto, la distribución de volúmenes por tipo de uso en el mercado minorista muestra que el sector térmico es el principal participante en este segmento, lo cual va en línea con que el hecho que el mercado minorista funcione, en gran medida, como un mecanismo de abastecimiento complementario para la generación térmica, mientras que los usuarios no térmicos participan en menor proporción y de manera más sensible a los niveles de precios.

Figura 2-20 Cantidad contratada del mercado minorista por tipo de uso del gas natural



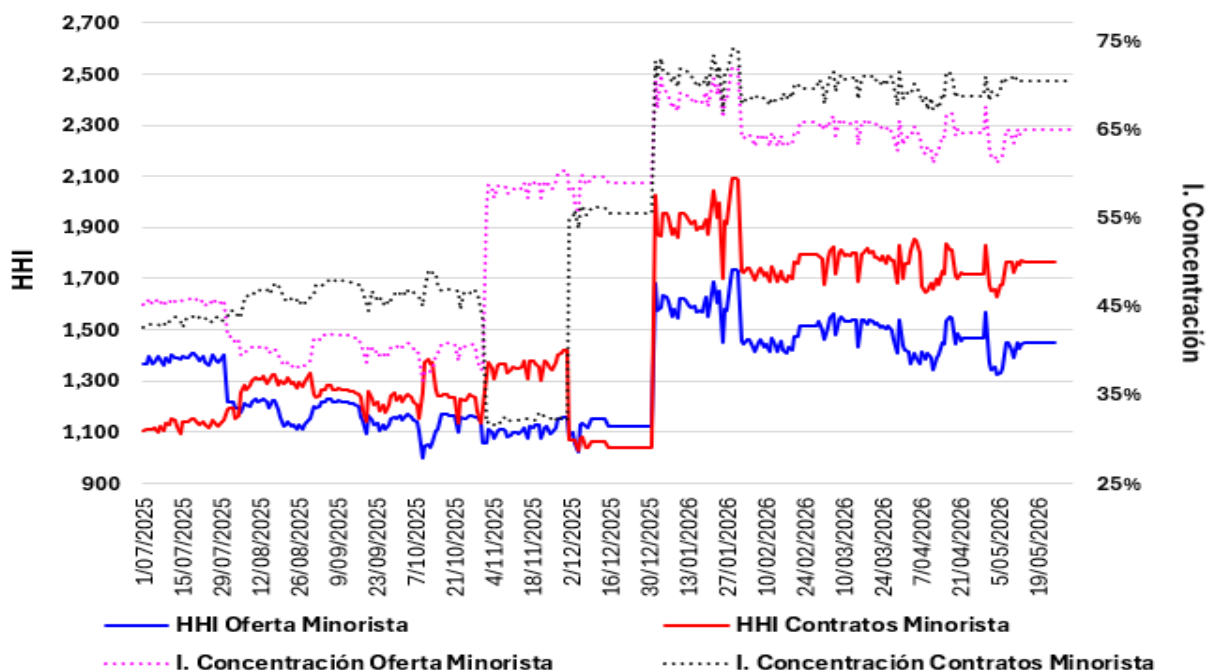
Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Concentración y participación en el mercado

Los indicadores de concentración del mercado minorista incluidos en la Figura 2-21 muestran una estructura significativamente más concentrada que la observada en el mercado secundario y, en algunos períodos, comparable a la del mercado primario. Tanto el HHI como el IC4 indican que una proporción importante de las ventas y contratos se encuentra en manos de un grupo reducido de comercializadores, situación consistente con la presencia de agentes con posiciones históricamente consolidadas en mercados regionales y segmentos específicos de demanda.

Durante el período comprendido entre marzo y mayo de 2026 se observa una relativa estabilidad en los niveles de concentración, aunque con diferencias importantes entre la oferta y la contratación.

Figura 2-21 Índice Herfindahl-Hirschman-HHI y de Concentración-IC4 del Mercado Minorista de Gas Natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Durante marzo de 2026 el mercado minorista mantuvo elevados niveles de concentración. El HHI de oferta se ubicó entre 1.450 y 1.550 puntos y el IC4 entre 65% y 66%, indicando que los cuatro principales comercializadores concentraron cerca de dos terceras partes de las cantidades ofertadas. La contratación presentó niveles aún más altos, con un HHI entre 1.750 y 1.820 puntos y un IC4 cercano al 69%-70%, lo que advierte que los principales agentes concentran una proporción mayor de las ventas realizadas. En conjunto, los indicadores reflejan una estructura estable y constituida por un grupo reducido de comercializadores.

En abril se observó una reducción moderada de la concentración, especialmente en la contratación. El HHI de contratos disminuyó desde niveles cercanos a 1.800 puntos hasta aproximadamente 1.650-1.700 puntos y el IC4 pasó de cerca del 70% a valores entre 67% y 68%. La oferta mostró una reducción más moderada, con un HHI entre 1.350 y 1.500 puntos y un IC4 entre 63% y 66%. Aunque estos resultados sugieren una mayor participación de agentes distintos a los principales comercializadores, el mercado siguió reflejando niveles elevados de concentración.

Durante mayo los indicadores se estabilizaron en niveles similares a los observados al cierre de abril. El HHI de oferta se mantuvo alrededor de 1.450 puntos y el IC4 cerca del 65%, mientras que el HHI de contratos osciló entre 1.700 y 1.760 puntos y el IC4 alrededor del 69%. La ligera recuperación de la concentración en la contratación sugiere que los principales comercializadores conservaron una participación predominante en las ventas, aunque sin evidenciar cambios significativos en las condiciones de competencia. En consecuencia, el mercado minorista mantuvo una estructura estable y más concentrada que la observada en el mercado secundario.

Entre marzo y mayo de 2026, el mercado minorista mantuvo una estructura de concentración relativamente estable, caracterizada por una participación predominante de los principales

comercializadores, especialmente en la contratación, donde los niveles de concentración se mantuvieron sistemáticamente por encima de los observados en la oferta.

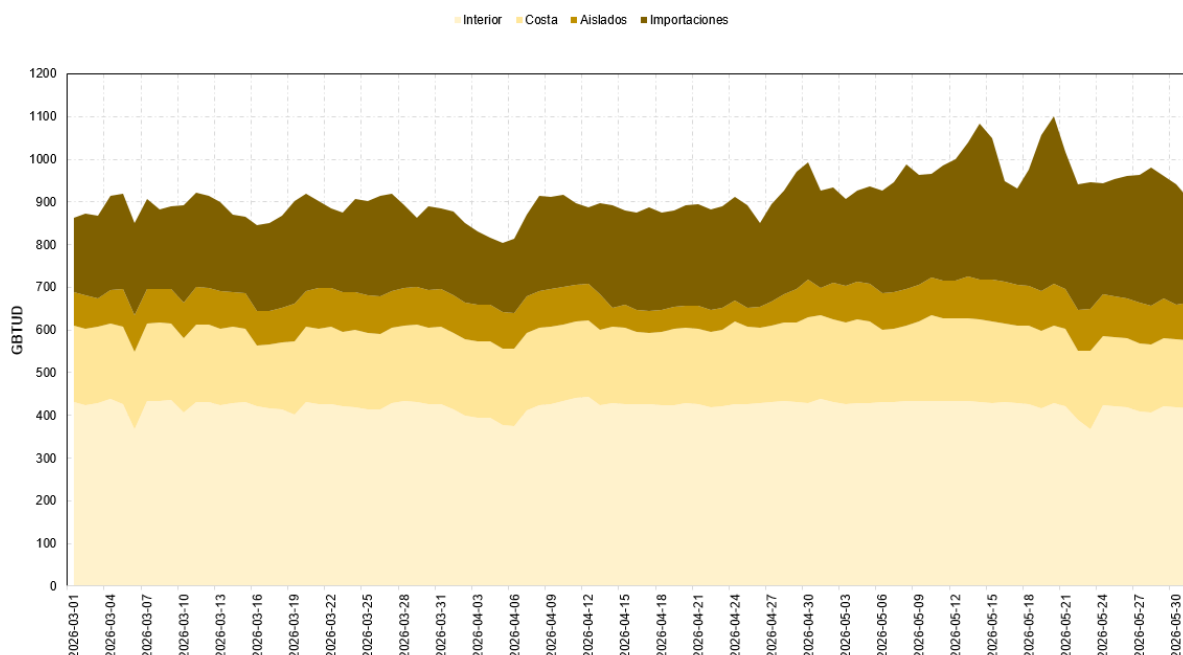
2.2 Seguimiento operativo

Esta sección presenta un análisis detallado del comportamiento de variables operativas asociadas con la producción y demanda del gas natural durante el trimestre comprendido entre el 01 de marzo y el 31 de mayo de 2026. Se examinan variables clave como el volumen de producción, flujo en los gasoductos y disponibilidad de infraestructura en función de los mantenimientos programados y no programados, y seguimiento de la demanda sectorial ocurridos durante el trimestre.

2.2.1 Producción

La producción de gas natural nacional en promedio se encuentra en 682,2 GBTUD, que sumado a las importaciones, se obtiene la oferta total que se ubicó en 915,5 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 422,4 GBTUD, seguida por importaciones con 233,3 GBTUD, Costa con 178,2 GBTUD y los restantes 81,5 GBTUD fueron suministrados por las Zonas Aisladas.

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Durante el trimestre analizado, la producción de gas presentó un comportamiento relativamente estable; no obstante, se observa un aumento puntual en las importaciones durante las primeras semanas de mayo, seguida de una nivelación gradual al finalizar el trimestre de estudio. En las demás fuentes de abastecimiento, no se evidencian cambios notorios en sus valores.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada registró un aumento del 5,3%, equivalente a 46,4 GBTUD. A nivel regional se observan las siguientes variaciones: el Interior del

país aumentó 20,3 GBTUD su producción, las importaciones aumentaron en 40,7 GBTUD, la región Costa disminuyó 13,1 GBTUD y las Zonas Aisladas bajaron 1,4 GBTUD.

La siguiente tabla presenta la producción de gas por zona comparada con el trimestre inmediatamente anterior.

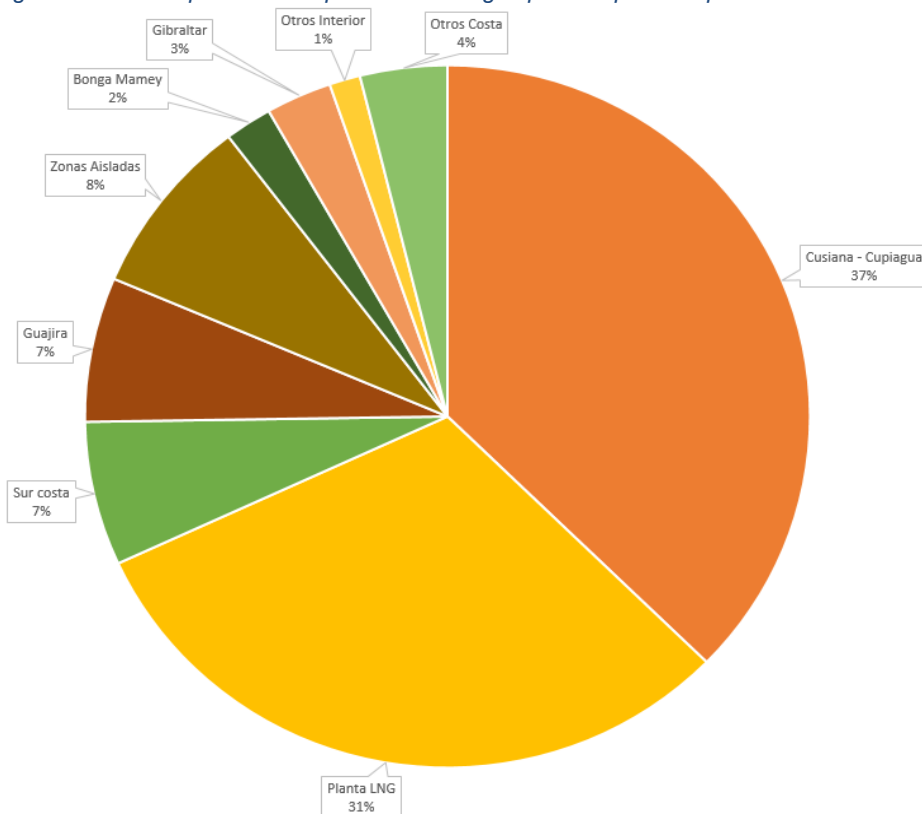
Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD)

Zona	Dic. 25 – Feb. 26	Mar - May 26	Variación
Interior	402,2	422,4	5,0%
Costa	191,4	178,2	-6,9%
Importaciones	192,7	233,3	21,1%
Zonas aisladas	82,9	81,5	-1,6%
Total	869,1	915,5	5,3%

Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Durante el trimestre marzo-mayo 2026, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 37% del suministro total, mientras que los campos Sur Costa y de la Guajira contribuyeron con un 7% respectivamente cada uno. Las Zonas Aisladas proporcionaron 8% y los campos Gibraltar y Bonga Mamey suplieron 5%, los que fueron adicionados en 5% por las categorías Otros Interior y Otros Costa, que provienen de diversas fuentes. La producción nacional se complementa con gas natural importado en una proporción de 31%.

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

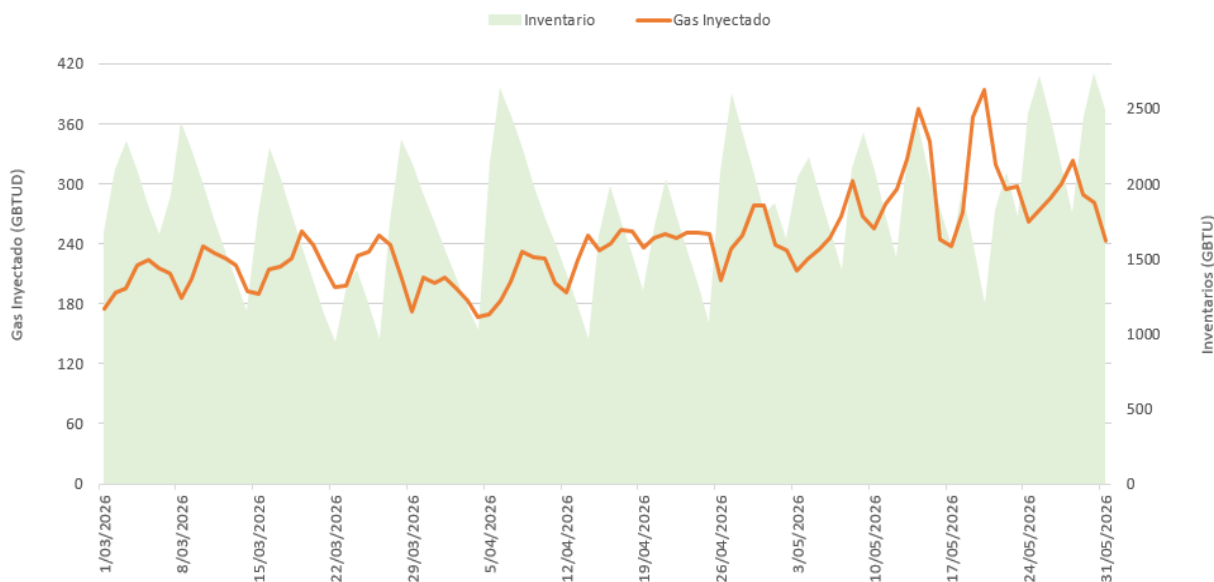


Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Gas Natural Importado:

La siguiente figura registra el comportamiento del inventario de GNL (representado por el área verde) en la planta de regasificación de Cartagena. También se observa la cantidad de energía entregada al Sistema Nacional de Transporte (línea continua naranja).

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas, Agentes y cálculos internos SSPD

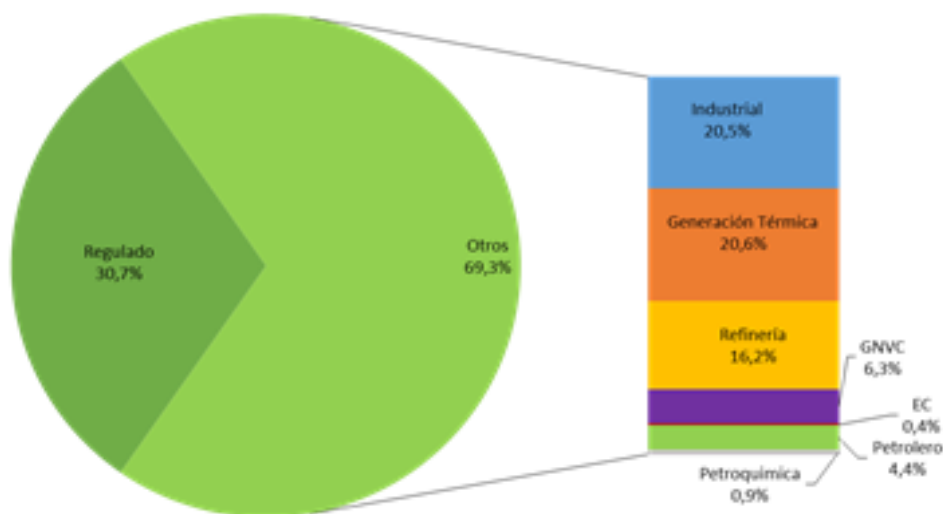
Al inicio del período (1 de marzo de 2026), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 1.665 GBTU, mientras que al cierre (31 de mayo de 2026) alcanzó aproximadamente 2.490 GBTU, equivalente al 52,5% de la capacidad total de almacenamiento de la planta. Durante el trimestre se registraron inyecciones de gas importado de forma continua, con un valor máximo diario de 394,4 GBTU el 20 de mayo de 2026 y un promedio trimestral de 241,1 GBTUD.

En cuanto a la participación del gas importado destinado a usuarios distintos a la generación térmica (TPL), durante el trimestre analizado se registró un promedio del 27%. Este valor representa una reducción de 2 puntos porcentuales frente al trimestre anterior, cuando dicha participación fue del 29%.

2.2.2 Demanda

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 904,1 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.127,2 GBTUD para el 20 de mayo de 2026 y un valor mínimo de 732,2 GBTUD el 3 de abril de 2026. El 30,7% del gas natural demandado tuvo como destino la atención de usuarios regulados, en tanto que el 69,3% restante se destinó a la atención de usuarios no regulados (ver Figura 2-25). Se destaca que de los usuarios regulados el sector de mayor consumo continúa siendo el residencial, y por parte del mercado no regulado los sectores de mayor consumo se mantienen el industrial, térmico y refinería.

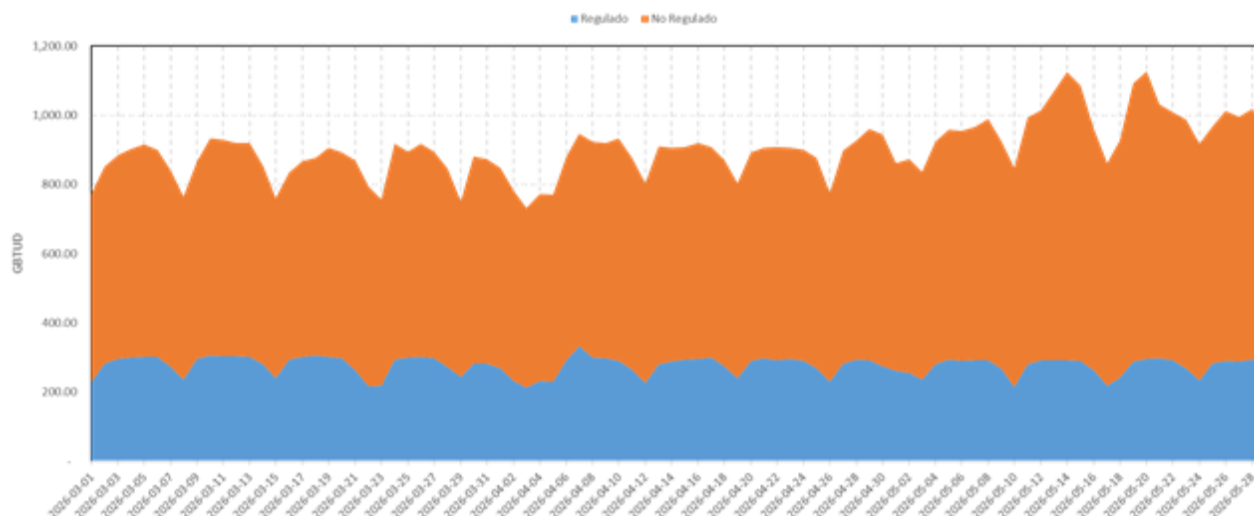
Figura 2-25 Distribución de la demanda por tipo de usuario.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En la siguiente figura se observa de manera acumulada la demanda que se presentó para el mercado regulado y no regulado, en este trimestre. En donde, a partir de los coeficientes de variación calculados, se infiere que el mercado regulado tiene baja variabilidad, con índices por debajo del 15%. En el caso del mercado no regulado se tienen índices de mayor variabilidad superiores al 15% en los sectores petrolero, térmico y petroquímico. Se tiene la particularidad general que los valles suelen darse en fines de semana y que para los días de inicio de semana santa se dieron los menores consumos, aunque el mayor gasto se presentó posterior a esta época, en ambos mercados.

Figura 2-26 Demanda diaria de gas sectores regulado y no regulado



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Al analizar la evolución frente al trimestre anterior, se observa un aumento de 42,4 GBTUD (4,9%). La mayor variación porcentual se presentó en el mercado no regulado, con un aumento de 40,6 GBTUD (6,9%), como se presenta en la siguiente tabla.

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

Sector	Dic. 25 – Feb. 26	Mar. 26 – May. 26	Variación
Regulado	275,3	277,1	1,80 (0,7%)
No regulado	586,4	627,0	40,60 (6,9%)
Total	861,7	904,1	42,4 (4,9%)

Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

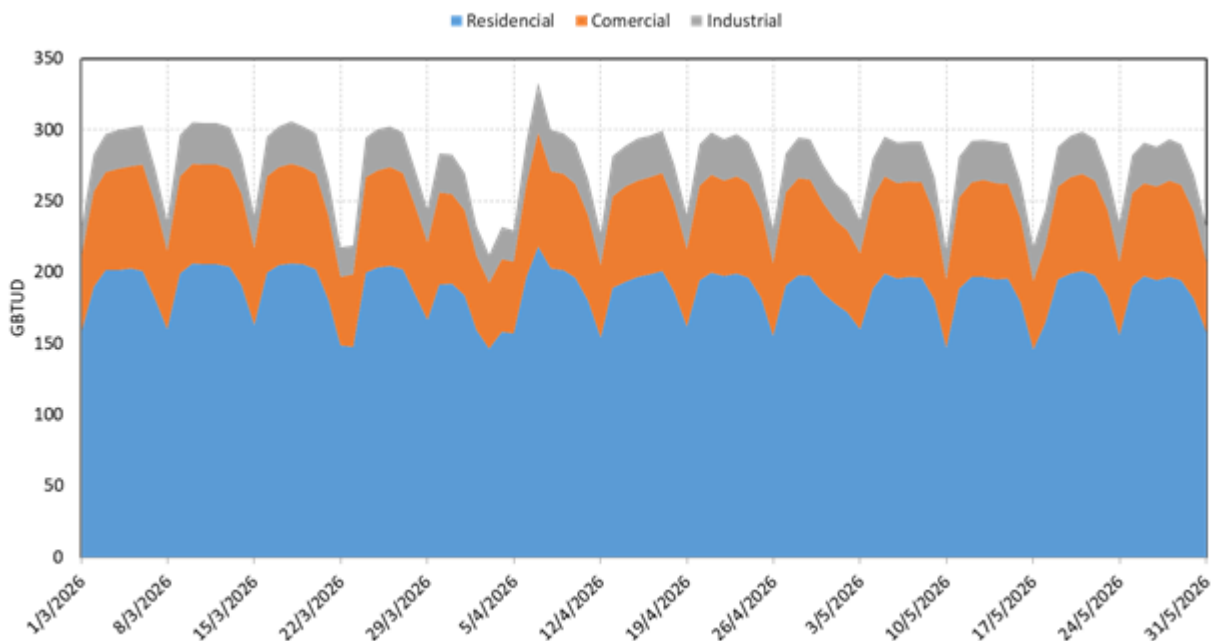
A continuación, se presenta de manera detallada la evolución de la demanda de cada uno de los mercados durante el periodo de análisis:

Demanda Regulada:

El sector regulado presentó un comportamiento estable, con ciclos semanales marcados de mayor consumo entre semana y menor demanda para los fines de semana. No obstante, se presentó un bajo consumo iniciando la época de semana santa (3 y 4 de abril), que inmediatamente posterior a esta se aumentó la demanda al pico más alto del periodo (7 y 8 de abril).

En este sector, la demanda estuvo dominada por el consumo residencial, que tiene un valor promedio de 187,1 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 63,2 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 26,8 GBTUD..

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En este sector, la demanda estuvo marcada por el consumo residencial, que tiene un valor promedio de 187,1 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 63,2 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 26,8 GBTUD.:

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

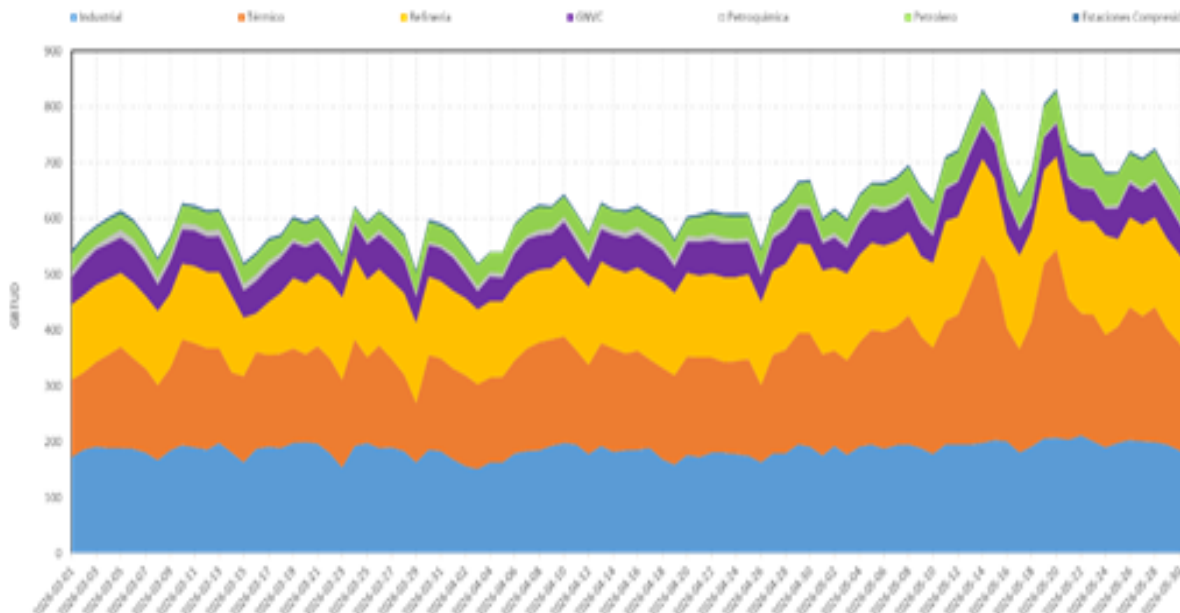
Sector	Dic. 25 – Feb. 26	Mar. 26 – May. 26	Variación
Residencial	184,9	187,1	2,2 (1,2%)
Comercial	64,7	63,2	-1,53 (-2,4%)
Industrial	25,7	26,8	1,06 (4,1%)
Total	275,3	277,1	1,73 (0,6%)

Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Demanda No Regulada:

La demanda no regulada presentó una variabilidad heterogénea con coeficientes de variación menores al 20% para los sectores regulado, GNVC, industrial y refinería. Para los sectores petrolero, petroquímico y térmico la variación fue superior al 20%.

Figura 2-28 Demanda diaria de gas sector no regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En comparación con el trimestre anterior, se observa un aumento, de 40,6 GBTUD (6,9%), explicada principalmente por el sector petrolero que aumentó un 36,3% y contribuye con 0,7 Puntos Porcentuales (PP) a la variación total, seguido de la generación térmica que varía un 13,5% y tiene una contribución de 3,77 PP. Por su parte, las estaciones de compresión disminuyeron un 2,6%, contribuyendo con 0,2 PP. De manera particular se tiene que sectores como el industrial y GNVC mantuvieron constante o con variación cercana a cero en su consumo.

Tabla 2-4 Variación de la demanda no regulada promedio trimestre (GBTUD)

Sector	Dic. 25 – Feb. 26	Mar. 26 – May. 26	Variación	Participación	Contribución (PP)
Industrial	185,1	185,7	0,60 (0,3%)	31,57%	0,1
Generación Térmica	164,2	186,3	22,10 (13,5%)	28,00%	3,77
Refinería	139	146,2	7,20 (5,2%)	23,70%	1,23
GNVC	56,9	56,9	-	9,70%	-
Petrolero	29,2	39,8	10,60 (36,3%)	4,98%	0,7
Petroquímica	8,2	8,4	0,20 (2,4%)	1,40%	0,03
Est. Compresión	3,8	3,7	-0,10 (-2,6%)	0,65%	0,02
Total	586,4	627	40,60 (6,9%)	100,00%	

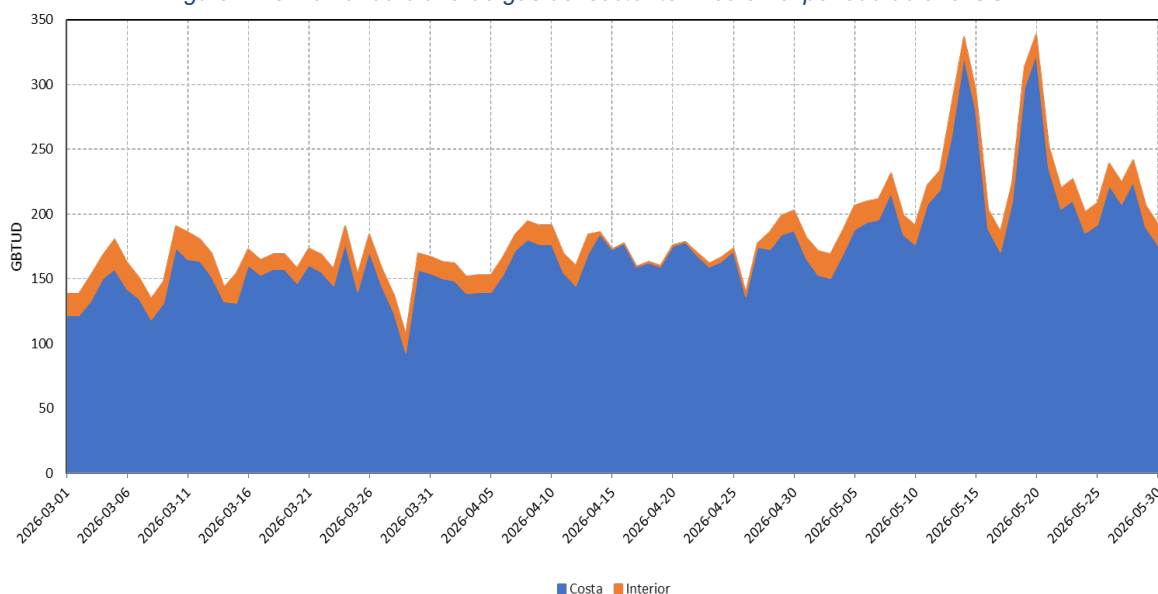
Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

A continuación, se presenta un análisis del sector de generación térmica, dado su rol en el mercado de la generación de energía eléctrica.

Sector Térmico:

La demanda de gas natural para generación térmica durante el trimestre analizado mostró un comportamiento de notable irregularidad, promediando 186,3 GBTUD de energía consumida y con una concentración regional significativa en la costa. El consumo medio de esta última fue de 173,2 GBTUD, que representa el 92,9% del total, mientras que la región interior alcanzó 13,1 GBTUD, equivalente al 7,1% del total. Se destaca que en este periodo se presentó el valle de menor demanda para el 29 de marzo y dos picos para los días 14 y 19 de mayo, en la región costa, así como entre los días 14 y 27 de abril la región interior tuvo días de mínimo consumo.

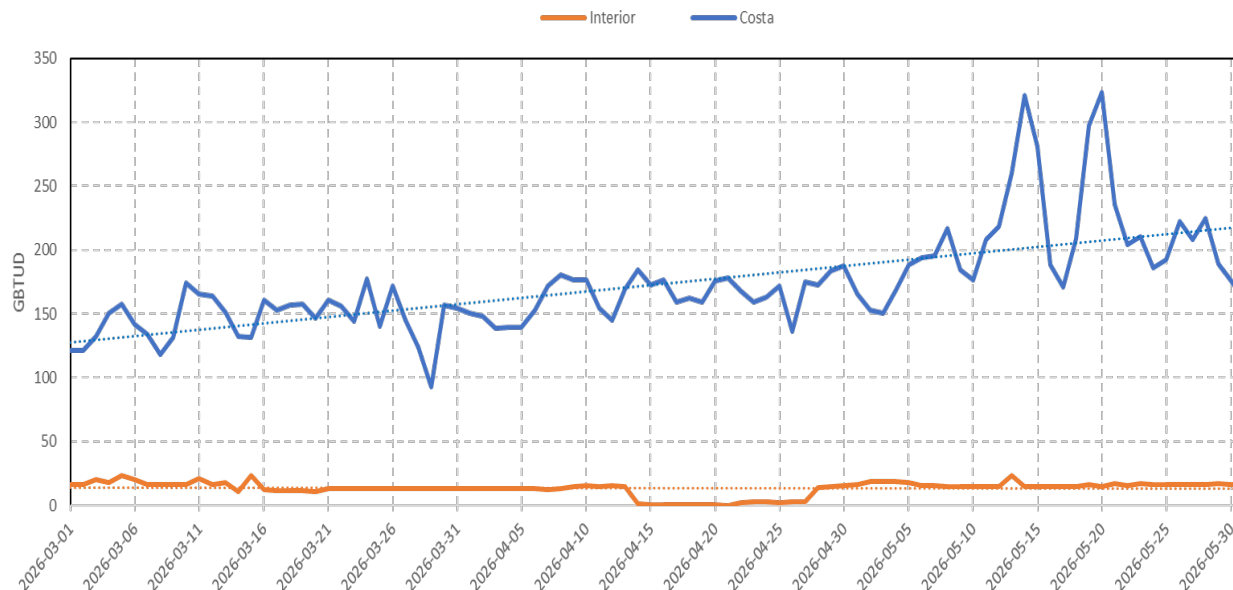
Figura 2-29 Demanda diaria de gas del sector térmico en el periodo de análisis.



Fuente: XM, Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La tendencia de consumos para generación térmica se evidencia al alza en la costa, no obstante, es la región que marca la irregularidad de esta demanda en el periodo de análisis. Entretanto que la región interior mantuvo una linealidad a la baja, con un comportamiento más regular.

Figura 2-30 Tendencia de consumos térmicos de gas natural por regiones



Fuente: XM, Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

2.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

A partir de la arquitectura operativa del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural(SNT) detallada para el trimestre de marzo a mayo de 2026, en este apartado se evalúa el desempeño técnico y los niveles de exigencia de la red de gasoductos del país. En este sentido, el análisis se basa en contrastar la capacidad funcional de la infraestructura física frente a los compromisos de capacidad efectivamente asignados y nominados por los agentes en el mercado mayorista.

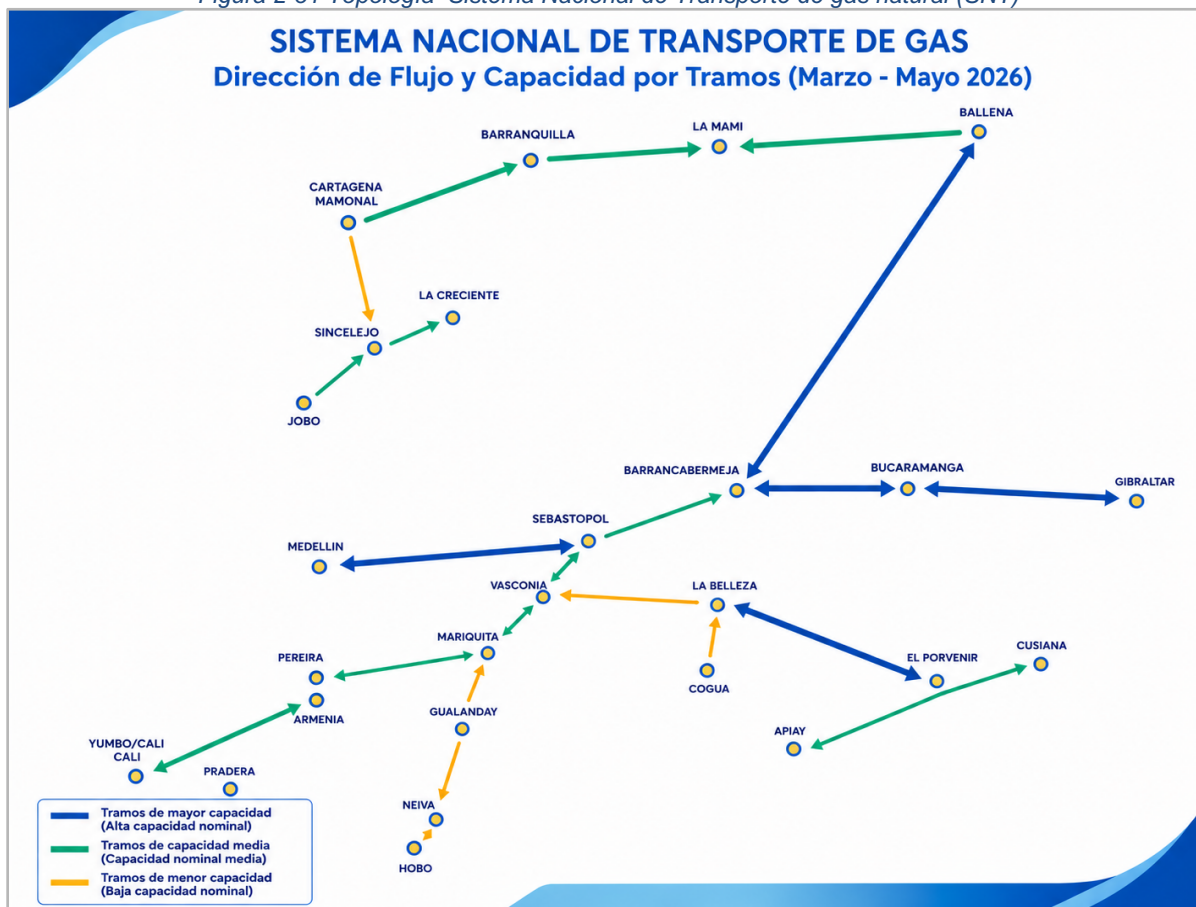
La infraestructura del SNT se analiza bajo la clasificación funcional de Gasoductos Troncales y Ramales establecida en el Reglamento Único de Transporte (RUT - Resolución CREG 071 de 1999). Para efectos de un monitoreo predictivo, estos activos se agrupan analíticamente en tres niveles de capacidad nominal que determinan la flexibilidad y el balance de energía en las regiones³:

- **Corredores de Alta Capacidad Nominal (Líneas Azules):** Representan las principales arterias troncales de inyección y transporte masivo de energía en el SNT. Este sistema de alta capacidad es bidireccional en tramos estratégicos del interior e interconecta centros de producción primaria y terminales de importación, además de servir como grandes redes de transferencia de volumen hacia los centros de consumo y almacenamiento masivo.
- **Tramos de Capacidad Nominal Media (Líneas Verdes):** Actúan como los corredores regionales de distribución y balance intermedio. Estos gasoductos operan como nodos de balance regional, altamente sensibles a la variabilidad de la demanda regulada y termoeléctrica.

³ Las capacidades nominales corresponden a las declaraciones técnicas oficiales de Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) reportadas obligatoriamente por los transportadores ante el Gestor del Mercado. Para efectos exclusivos de la visualización de datos y el análisis de resiliencia del presente boletín, la Unidad de Monitoreo estratifica dichos volúmenes agrupándolos analíticamente en: Alta Capacidad (valores superiores a 200,000 KPCD), Capacidad Media (entre 70,000 y 200,000 KPCD) y Baja Capacidad (valores inferiores a 70,000 KPCD)

- **Ramales de Baja Capacidad Nominal (Líneas Amarillas):** Corresponden a los sistemas derivados e infraestructura periférica que entregan gas en puntos específicos de consumo o campos maduros menores. Estos ramales al poseer un menor diámetro técnico, son tramos que presentan una rigidez operativa elevada ante picos súbitos de consumo o indisponibilidades programadas en los activos de compresión.

Figura 2-31 Topología Sistema Nacional de Transporte de gas natural (SNT)



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En este marco, el análisis del estrés de la red considera la revisión de ventanas de mantenimiento y su relación con las restricciones físicas reportadas por los agentes, así como con el despacho comercial observado durante los eventos analizados. De igual forma, se identifican posibles cuellos de botella estructurales en los diferentes tramos del sistema.

Con el fin de lograr mayor precisión en el diagnóstico, se homologó la capacidad física de la infraestructura y los contratos comerciales a una misma unidad de medida (KPCD), permitiendo analizar el sistema en términos de volumen. A partir de esta base, se construyó una línea de referencia que contrasta el límite físico de los gasoductos (CMMP) con las condiciones de los contratos (firme e interrumpible).

Este ejercicio, permite identificar si los tramos del sistema presentan saturación por obligaciones en firme o si operan con capacidad flexible a través de contratos interrumpibles, así como evaluar el margen de maniobra del sistema ante eventuales contingencias. Para garantizar la

representatividad estadística, se han incluido en este análisis todos los tramos del SNT que registran un índice de saturación total superior al 60% o compromisos en firme que superan el 80% de su capacidad nominal disponible⁴. El consolidado de estas condiciones operativas se presenta en la Tabla a continuación.

Cabe mencionar que, debido a la dinámica de registro de contratos en el mercado de gas natural, algunos tramos presentan porcentajes de saturación matemática superiores al 100%, el análisis y la justificación técnica de este comportamiento se describen de manera detallada al final de la visualización consolidada de los 8 principales tramos así:

Tabla 2-5 Indicadores de Estrés de Red y Holgura Contractual en el SNT

Tramo	Capacidad Física(CMMP)	Contratación en Firme	Contratación Interrumpible	Saturación Total (%)	Clasificación del riesgo
Gibraltar-Bucaramanga	42.0	663.3	0.0	1578.6%	Alerta Extrema (Desfase estructural): Rigidez comercial absoluta y desfase crítico de información que requiere auditoría prioritaria.
Bucaramanga-Barrancabermeja	19.7	240.0	0.0	1216.6%	Alerta Máxima (Inflexibilidad severa): Sobrecontratación crítica en firme. Restricción física inminente.
Sebastopol-Medellín	78.0	500.0	0.0	641.0%	Alerta Máxima (Sobre giro comercial): Desfase severo entre la capacidad física y las obligaciones en firme, holgura nula.
La Belleza-Cogua	223.5	600.0	0.0	268.5%	Estrés de Entrada: Alta presión por contratos en firme para el abastecimiento de la Sabana.
Mariquita-Gualanday	20.1	37.3	0.0	185.5%	Saturación de Ramal: Rigidez absoluta en el flujo hacia Tolima y Huila.
La Belleza-Vasconia	305.0	282.9	0.0	92.8%	Operación al Límite: Corredor troncal operando

⁴ Los límites de inclusión establecidos obedecen a los estándares de pérdida de flexibilidad hidráulica y rigidez contractual en redes de flujo continuo. El umbral del 60% marca la frontera técnica donde la capacidad de almacenamiento interno del gasoducto (*linepack*) pierde eficiencia para absorber desbalances diarios sin alterar las presiones mínimas de entrega, según los criterios de estabilidad de presión de la norma internacional ASME B31.8. Por su parte, el límite del 80% en firme define el punto de inflexibilidad operativa a partir del cual el transportador pierde el margen de reserva técnica requerido por el Reglamento Único de Transporte (RUT - Resolución CREG 071 de 1999) para programar ventanas de mantenimiento preventivo y paradas de compresión sin generar restricciones directas o recortes sobre el despacho comercial nominado por los agentes.

Tramo	Capacidad Física(CMMP)	Contratación en Firme	Contratación Interrumpible	Saturación Total (%)	Clasificación del riesgo
					cerca de su capacidad máxima técnica.
Sincelejo-Cartagena	215.9	178.9	0.0	82.9%	Restricción Regional: Margen de maniobra reducido en el flujo sur-norte de la Costa.
Ballena-La Mami	256.6	41.5	0.0	16.2%	Operación Normal (Holgura positiva): Nivel de saturación bajo, capacidad disponible, flexibilidad operativa

Fuente: Datos de los Agentes y cálculos internos SSPD

El comportamiento de estas variables indica que el SNT no estaría enfrentando una crisis de escasez física generalizada respecto del suministro, sino un problema de inflexibilidad localizada y, en algunos tramos, un posible desfase en el registro de la información contractual.

Mientras los tramos troncales operan con niveles de saturación total moderados, los tramos que conectan el suministro de la demanda residencial, industrial y termoeléctrica del interior presentan una contratación en firme que desborda de manera crítica su capacidad física declarada (CMMP). Esta sobre contratación comercial reduce el margen de maniobra del sistema ante eventos de mantenimiento preventivo o fallas imprevistas.

A partir de los indicadores de saturación calculados, es posible identificar no solo el nivel de uso real de la infraestructura, sino también el grado de rigidez operativa asociado a la tipología de la contratación vigente. Al analizar la topología del trimestre marzo - mayo de 2026 visualizada en la figura 2-35, se puede afirmar que:

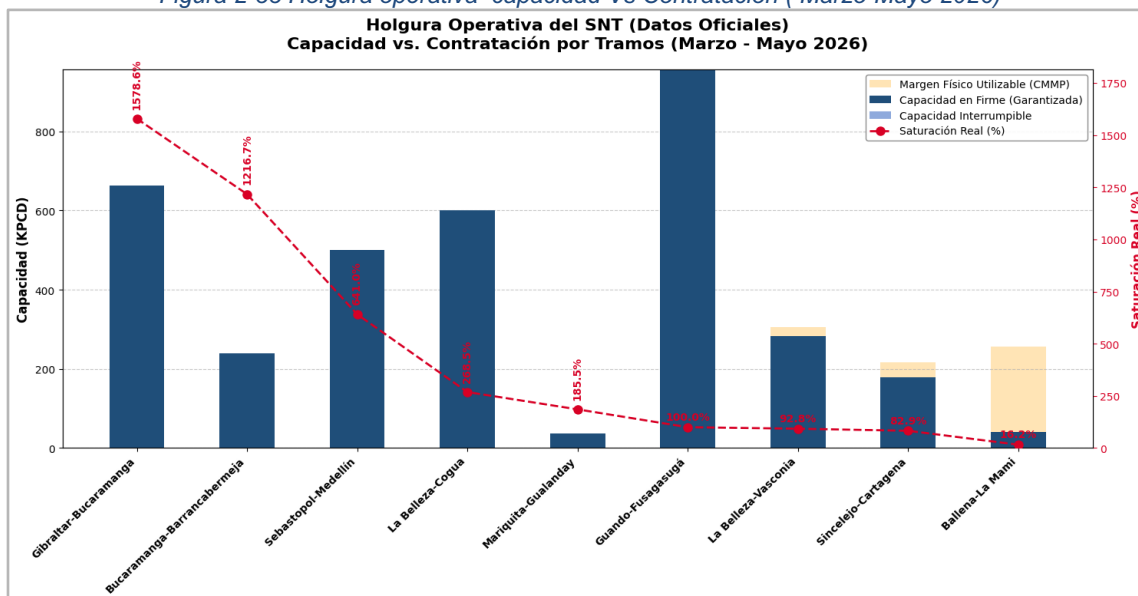
- **Tramos con Alta Presión (Alertas Rojas Extremas):** Corredores clave como Gibraltar-Bucaramanga (1579%), Bucaramanga-Barrancabermeja (1217%), Sebastopol- Medellín (641%) y la entrada a la Sabana en La Belleza- Cogua (268%) registran niveles de contratación que superan exponencialmente su capacidad física declarada (CMMP). Este fenómeno sugiere una rigidez comercial elevada en el papel, que reduciría de manera significativa el margen de maniobra de los transportadores, y evidencia una posible desconexión en el reporte de información que amerita validación
- **Corredores con Elevada Saturación y Rigidez Contractual (Alertas Naranjas):** Se evidencian tramos con un estrés operativo real que limita la flexibilidad de la red, tales como La Belleza-Vasconia (93%), Cartagena/Mamonal- Sincelejo (83%) y Gualanday- Neiva (81%). Al estar gran parte de la capacidad comprometida en estas rutas, cualquier incremento imprevisto de la demanda o la declaración de una ventana de mantenimiento obligará al transportador a aplicar restricciones directas al suministro.
- **Alta Utilización con Flexibilidad Comercial (Corredores Operativos Verdes):** En contraste, las principales troncales del norte y occidente muestran un comportamiento técnico saludable. Tramos como Ballena-La Mami (16%), Cartagena- Barranquilla (63%) o

Figura 2-32 Topológico SNT - Saturación comercial por Tramos (Marzo-Mayo 2026)



pág. 57

Figura 2-33 Holgura operativa capacidad Vs Contratación (Marzo-Mayo 2026)



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

El panorama observado revela que el SNT operó para el trimestre de análisis, bajo una rigidez comercial considerable. Especialmente en los corredores troncales y ramales del interior del país, las obligaciones en firme desbordan la capacidad física máxima (CMMP). Esta situación expone al sistema a un alto grado de vulnerabilidad: al operar al límite o por encima de la capacidad de diseño, el margen disponible para absorber contracciones en la infraestructura se vería reducido.

A continuación, se evalúa el impacto directo que estas ventanas de mantenimiento proyectan sobre la red, donde la reducción temporal de la capacidad física choca de frente con la inflexibilidad de los contratos, obligando a materializar restricciones inmediatas en la prestación del servicio.

2.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural: Impacto de mantenimientos y restricciones operativas

Como se evidenció en el análisis de saturación para el trimestre marzo a mayo de 2026, gran parte del SNT opera al límite de su capacidad física bajo alta rigidez estructural. En este sentido, las ventanas de intervención sobre la infraestructura podrían dejar de ser mantenimientos preventivos de bajo impacto y convertirse en un factor que incremente el riesgo de restricción del suministro.

Durante el trimestre, los registros del Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones (SIMI) del CNO-Gas evidenciaron las siguientes dinámicas operativas:

- Origen de las Restricciones:

De manera reveladora, el estrés operativo no provino de mantenimientos generalizados en los tubos. El 99% de las restricciones de volumen durante el trimestre se originaron en la infraestructura de Producción (plantas de gas y facilidades de campo), mientras que el transporte apenas representó un 1% (concentrado en paradas menores en el ramal Gualanday-Neiva con apenas 1 MPCD restringido).

Este comportamiento sugiere que cualquier salida en las fuentes de suministro afecta de manera significativa al sistema, que en la mayoría de sus tramos no tiene capacidad para re-enrutar gas desde otros campos cuando un punto principal de inyección reduce su entrega.

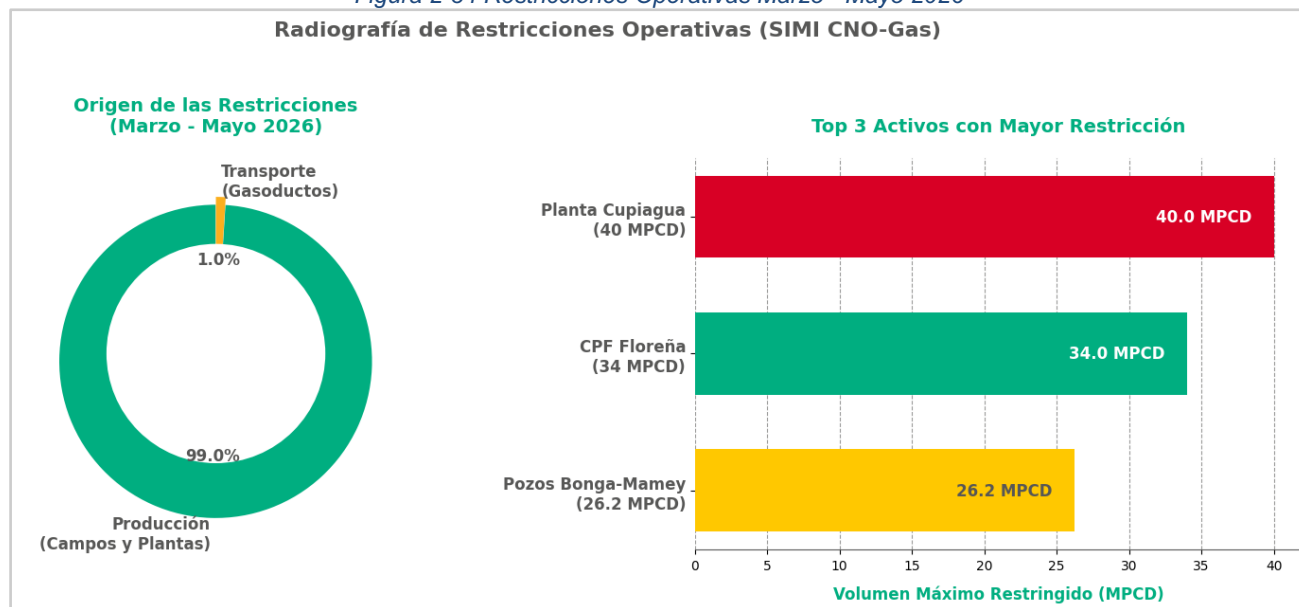
- Concentración del Riesgo: Cuellos de Botella Activos

La operatividad del trimestre estuvo marcada por contingencias y mantenimientos focalizados de alto impacto. Solo tres activos de producción concentraron los mayores indisponibilidades de suministro en el país, superando los 100 MPCD en conjunto:

- **Planta de Gas Cupiagua (Ecopetrol):** Registró el mayor evento de restricción del trimestre en el mes de mayo, con una reducción de 40 MPCD en su entrega. Al estar conectada al corredor de mayor estrés hacia el interior del país, su impacto fue directo.
- **CPF Floreña (Ecopetrol):** Concentró severas restricciones en el mes de abril por mantenimientos en sus facilidades, sacando del sistema hasta 34 MPCD de forma sostenida.
- **CAI Pozos Bonga-Mamey (Hocol):** En la Costa Norte, la disponibilidad se vio fuertemente afectada entre abril y mayo, alcanzando picos de restricción de hasta 26.2 MPCD, limitando la oferta hacia los gasoductos de la región Caribe.

La siguiente figura resume esta dinámica, evidenciando cómo la confiabilidad de los activos de producción determina la estabilidad de un sistema de transporte operando al límite.

Figura 2-34 Restricciones Operativas Marzo - Mayo 2026



Fuente: Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones (SIMI) del CNO Gas y cálculos internos SSPD. El análisis integral del trimestre marzo - mayo de 2026 muestra que el Sistema Nacional de Transporte (SNT) enfrentó una vulnerabilidad asociada a una saturación comercial elevada. En los corredores estratégicos hacia el interior del país, las obligaciones registradas en firme superan la capacidad técnica declarada (CMMP), lo que reduciría de manera importante el margen de maniobra u holgura operativa. En un sistema que opera al límite cualquier contingencia técnica o mantenimiento de rutina podría traducirse en un recorte del suministro.

Esta rigidez logística amplifica el impacto de cualquier indisponibilidad o contingencia, incrementando la dependencia del sistema respecto de la confiabilidad de los campos de producción. De hecho, los registros del SIMI (CNO Gas) indican que el 99% de las restricciones del trimestre provinieron de infraestructuras clave asociadas a los productores .

En consecuencia, la continuidad del servicio se vería favorecida por un seguimiento enfocado en la calidad de los registros comerciales y en la confiabilidad operativa de las plantas de inyección, como insumo para la gestión del riesgo de suministro en un mercado con condiciones de alta exigencia operativa.

3 Análisis del mercado secundario de gas

3.1 Introducción.

La arquitectura del mercado mayorista de gas natural en Colombia tiene como propósito promover la asignación eficiente de recursos, asegurar el abastecimiento y generar señales económicas estables. Este esquema combina el mercado primario —orientado a la asignación inicial y contratación de largo plazo— con el mercado secundario, el cual funciona como un mecanismo de ajuste de corto plazo para la reasignación de derechos contractuales. Su coexistencia permite a los agentes ajustar el uso de la infraestructura y mitigar desviaciones entre las cantidades contratadas y sus necesidades operativas reales.

En los últimos años, la participación del mercado secundario ha aumentado significativamente debido a la transición estructural del sistema energético colombiano, caracterizada por la reducción de la producción nacional, la vulnerabilidad ante eventos climáticos y la mayor dependencia del gas importado. Ante la reducción de los márgenes de reserva física, se observó un incremento en las transacciones del mercado secundario, en el que los agentes realizaron operaciones para ajustar posiciones contractuales y atender requerimientos de suministro de corto plazo.

Con el propósito de contextualizar las dinámicas transaccionales analizadas en este documento, el presente apartado describe los principales elementos conceptuales y regulatorios que rigen el funcionamiento del mercado secundario de gas natural en el país, destacando su evolución como pilar para la resiliencia operativa del sector.

3.1.1 Contexto estructural

El mercado de gas natural en Colombia durante los últimos años viene atravesando una transformación estructural tanto en las condiciones de abastecimiento, como en las de formación de precios. Este cambio obedece principalmente al agotamiento progresivo de los campos maduros de producción nacional, la reducción sostenida del índice de autosuficiencia, el aumento de la participación del gas importado dentro de la matriz de suministro y el incremento estructural de los precios del energético en el mercado interno.

Este nuevo escenario ha modificado sustancialmente la dinámica operativa y comercial de los mercados mayorista y minorista. Específicamente, el sistema enfrenta hoy una menor capacidad de ajuste entre la oferta y la demanda, sumada a la alta variabilidad del consumo asociada a la generación termoeléctrica (especialmente ante eventos climáticos como el Fenómeno de El Niño),

ha incrementado la necesidad de contar con mecanismos efectivos y ágiles de flexibilidad comercial, reasignación de suministro y ajuste operativo de corto plazo.

3.1.2 El rol funcional del mercado secundario

Tradicionalmente, la mayor parte de la contratación de gas natural se ha realizado en el mercado primario mediante contratos de mediano y largo plazo. Durante el período analizado, el mercado secundario registró un incremento en su nivel de actividad, reflejado en un mayor volumen de transacciones respecto de períodos anteriores.

El comportamiento observado durante el trimestre evidencia una mayor utilización del mercado secundario para la realización de transacciones de corto plazo entre los agentes, en un contexto caracterizado por menores márgenes de reserva física.

3.1.3 Alcance del análisis

Para efectos del presente análisis cuantitativo y transaccional, el horizonte de estudio se concentra específicamente en el comportamiento del primer semestre del año gas 2026 (es decir, el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2025 y el 31 de mayo de 2026). A nivel metodológico, la evaluación de cantidades y precios se realiza tomando exclusivamente los contratos y transacciones que inician su ejecución en dicho período, excluyendo aquellos compromisos históricos que, aunque están vigentes, no reflejan la dinámica transaccional de la ventana de análisis.

En este sentido, este apartado desarrolla un análisis técnico, conceptual, operativo y económico del mercado secundario de gas natural nacional. Con el propósito de evaluar su función dentro del mercado mayorista y su incidencia sobre las condiciones de abastecimiento. Adicionalmente, se complementa la revisión teórica con un enfoque empírico y cuantitativo basado en la información transaccional monitoreada por la UMMEG.

Bajo esta estructura integral, el alcance del análisis comprende:

- **Marco conceptual y fundamentos operativos:** Revisión de la naturaleza del mercado secundario, sus diferencias frente al mercado primario y los principales mecanismos de negociación y reasignación contractual de suministro y capacidad de transporte.
- **Comportamiento transaccional y composición de actores:** Evaluación de la evolución reciente del mercado secundario y su participación relativa dentro de la dinámica comercial del mercado mayorista. Incluye la identificación del rol que desempeñan agentes específicos, diferenciando empíricamente la participación de comercializadores puros frente a los usuarios finales.
- **Funciones económicas y señales de precio:** Análisis de las funciones que desempeña en términos de balance operativo, administración de desviaciones de demanda y utilización eficiente de la infraestructura. Esto se complementa empíricamente con el análisis de las señales de precio de corto plazo, la medición de la volatilidad y la evolución de los diferenciales de precios (spreads) frente al mercado primario.
- **Evaluación de riesgos y trazabilidad transaccional:** Identificación de los riesgos asociados a su funcionamiento en materia de volatilidad de precios, arbitraje comercial y asimetrías de información. Este análisis se apoya en el cálculo de métricas de

concentración de mercado (como los índices IHH o CR4), la participación recurrente de determinados agentes y el análisis de reventas múltiples para caracterizar el comportamiento transaccional del mercado.

- **Implicaciones operativas y regulatorias:** Consideraciones relacionadas con la gestión de flexibilidad, la capacidad de ajuste del sistema y la relación entre el comportamiento del mercado secundario y las condiciones operativas observadas durante el período analizado.

De igual manera, el documento se desarrolla bajo un riguroso enfoque técnico y sectorial, orientado al análisis funcional y operativo del mercado secundario dentro del esquema de abastecimiento. No obstante, trasciende la revisión conceptual al complementarse con evidencia empírica desde la perspectiva de monitoreo de la UMMEG, sirviendo como insumo para la toma de decisiones sectoriales y el seguimiento regulatorio.

3.2 Marco conceptual y fundamentos operativos del mercado secundario

El mercado secundario corresponde al conjunto de transacciones mediante las cuales los agentes negocian gas natural y capacidad de transporte previamente contratados. Estas operaciones permiten modificar las posiciones contractuales inicialmente pactadas, de conformidad con las modalidades previstas en el marco regulatorio vigente.

Las transacciones del mercado secundario se realizan sobre cantidades de gas natural y capacidad de transporte previamente contratadas entre los agentes. En las siguientes secciones se analiza su comportamiento durante el período marzo–mayo de 2026 a partir de los precios, cantidades negociadas, modalidades contractuales y niveles de concentración observados..

3.2.1 Definición y naturaleza del mercado secundario

El mercado secundario de gas natural comprende el conjunto de mecanismos y transacciones mediante los cuales los agentes del mercado mayorista que poseen derechos contractuales de suministro de gas natural o capacidad de transporte previamente contratada pueden ceder, negociar, transferir o reasignar temporal o parcialmente dichos derechos a otros agentes, para atender requerimientos operativos, comerciales o de abastecimiento.

Su funcionamiento es complementario al mercado primario, en tanto permite ajustar la asignación y utilización del suministro disponible y de la infraestructura de transporte. De esta forma, se facilita la redistribución de excedentes temporales de gas natural y capacidad contratada entre agentes con posiciones excedentarias y agentes con requerimientos adicionales de suministro o transporte..

3.2.2 Participantes del mercado secundario

En el mercado secundario participan agentes que cuentan con derechos contractuales previamente adquiridos sobre suministro de gas natural o capacidad de transporte, los cuales pueden ser objeto de cesión, comercialización o reasignación, de conformidad con las disposiciones regulatorias y comerciales aplicables. Dependiendo de sus posiciones contractuales y necesidades operativas, los agentes pueden actuar como compradores o vendedores de suministro y/o capacidad de transporte.

Como vendedores participan los comercializadores y los usuarios no regulados que disponen de excedentes temporales de suministro o capacidad contratada. Como compradores participan los productores-comercializadores, los comercializadores y los comercializadores de gas importado

que requieren ajustar sus posiciones contractuales de suministro o capacidad de transporte conforme a sus necesidades operativas..

Las transacciones del mercado secundario se realizan entre agentes con excedentes temporales y agentes que requieren suministro o capacidad de transporte adicional, conforme a las modalidades previstas en la regulación vigente.

3.2.3 Tipos de transacciones y mecanismos de comercialización

El mercado secundario comprende diversas modalidades de transacción orientadas a la reasignación temporal o parcial de suministro de gas natural y capacidad de transporte previamente contratados, con el propósito de atender requerimientos operativos, ajustar portafolios contractuales y gestionar desviaciones entre cantidades contratadas y requerimientos efectivos de consumo o transporte.

Dentro de las principales modalidades transaccionales desarrolladas en el mercado secundario se encuentran:

- Cesión total o parcial de contratos de suministro.
- Reventa de volúmenes de gas previamente contratados.
- Cesión o comercialización de capacidad de transporte.
- Negociaciones bilaterales de corto plazo.
- Operaciones de ajuste operativo y las transacciones asociadas a excedentes temporales de suministro o capacidad contratada.

Estas operaciones permiten a los agentes gestionar variaciones de demanda, atender contingencias operativas, gestionar el uso de capacidad contratada, reducir la exposición a desbalances y modificar la utilización del suministro disponible y de la infraestructura de transporte.

Dependiendo de las necesidades operativas y comerciales de los agentes, las transacciones pueden involucrar contratos firmes, contratos interrumpibles, acuerdos de corto plazo, cesiones temporales de capacidad, y mecanismos de reasignación asociados a nominaciones y renominaciones operativas.

En cuanto a los mecanismos de comercialización, las transacciones pueden desarrollarse mediante negociaciones bilaterales entre agentes, mecanismos centralizados administrados por el Gestor del Mercado, plataformas de registro y divulgación de información transaccional, y demás esquemas establecidos en la regulación vigente para la comercialización de suministro y capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural.

La coexistencia de mecanismos bilaterales y centralizados permite combinar flexibilidad comercial, capacidad de ajuste operativo, transparencia transaccional y trazabilidad de información de mercado, sirviendo como la plataforma base para el monitoreo cuantitativo y el análisis del comportamiento transaccional que se detalla en los siguientes capítulos.

3.2.4 Evolución normativa del mercado secundario

La configuración actual del mercado secundario es el resultado de un desarrollo regulatorio progresivo. A medida que el sector avanzó hacia esquemas de contratación de largo plazo, surgió la necesidad de incorporar instrumentos normativos que permitieran a los agentes ajustar sus

posiciones frente a condiciones cambiantes de oferta y demanda. A lo largo de las últimas dos décadas, este marco ha evolucionado a través de cuatro hitos:

- Resolución CREG 070 de 2006: Constituyó el primer avance organizativo, estableciendo los lineamientos generales para la comercialización mayorista de suministro y transporte bajo principios de transparencia, publicidad y eficiencia económica.
- Resolución CREG 136 de 2014: Representó la consolidación formal de este segmento. Esta norma reglamentó el esquema de comercialización vigente, definió los mecanismos de negociación y reconoció expresamente la viabilidad de transar derechos contractuales previamente adquiridos.
- Resoluciones CREG 185 y 186 de 2020: Fortalecieron integralmente el marco regulatorio al detallar las disposiciones aplicables a la comercialización de capacidad de transporte (185) y de suministro (186), consolidando las obligaciones de registro transaccional.
- Resolución CREG 102 015 de 2025: Como respuesta a la estrechez del balance oferta-demanda y a la creciente participación del gas importado, esta normativa reciente actualizó las reglas de comercialización, incluyendo cambios en definiciones, modalidades contractuales, periodos de negociación, entre otros.

3.3 Evolución y participación del mercado secundario en Colombia

3.3.1 Evolución histórica de las transacciones

Durante los últimos años, el mercado secundario de gas natural en Colombia ha registrado un incremento progresivo en su dinámica transaccional. Este comportamiento ha estado influenciado por la transformación estructural de las condiciones de abastecimiento del mercado de gas nacional y por la creciente necesidad de contar con mecanismos de ajuste operativo y comercial de corto plazo.

Entre los factores determinantes de esta evolución se destacan la reducción progresiva de la producción nacional, la consecuente estrechez estructural del balance oferta-demanda, y el incremento de la variabilidad del consumo, particularmente en sectores con alta sensibilidad operativa como la generación termoeléctrica. Asimismo, influyen de manera directa el aumento de la participación del gas natural importado dentro del esquema de abastecimiento nacional y la necesidad de fortalecer los mecanismos de flexibilidad transaccional y reasignación eficiente de suministro y capacidad de transporte.

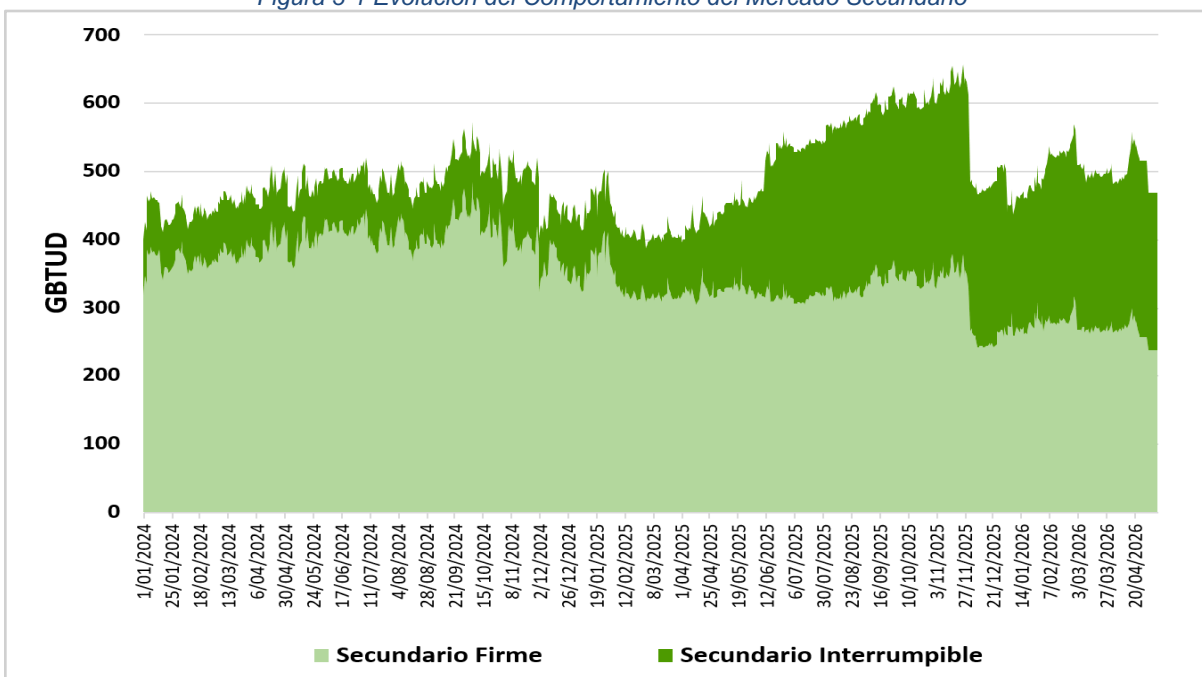
Entre 2024 y comienzos de 2025, el mercado secundario presentó niveles relativamente estables de transacción, con volúmenes agregados que oscilaron principalmente entre 350 y 500 GBTUD. Este rango inicial reveló una actividad sostenida de reasignación de suministro y capacidad entre los agentes del mercado mayorista.

Posteriormente, a partir del segundo semestre de 2025, se observa un incremento significativo en los volúmenes transados, particularmente en las modalidades interrumpibles, alcanzando niveles cercanos a 650 GBTUD. Este comportamiento coincide con un contexto de mayor exigencia sobre el balance oferta-demanda y mayores necesidades de ajuste operativo y comercial por parte de los agentes del sistema.

Hacia finales de 2025 e inicios de 2026, se presenta un aumento en la volatilidad de las transacciones junto a una mayor participación relativa de operaciones interrumpibles. Dicho patrón es consistente con escenarios de mayor estrechez estructural de oferta, en los cuales se incrementa la utilización de mecanismos de corto plazo para atender desviaciones operativas, restricciones transitorias de suministro y requerimientos adicionales de demanda.

En términos generales, la evolución observada refleja que el mercado secundario ha venido consolidándose progresivamente como un componente relevante para la resiliencia operativa del sistema, el uso del suministro disponible y la administración de condiciones de variabilidad y estrechez dentro del mercado colombiano.

Figura 3-1 Evolución del Comportamiento del Mercado Secundario



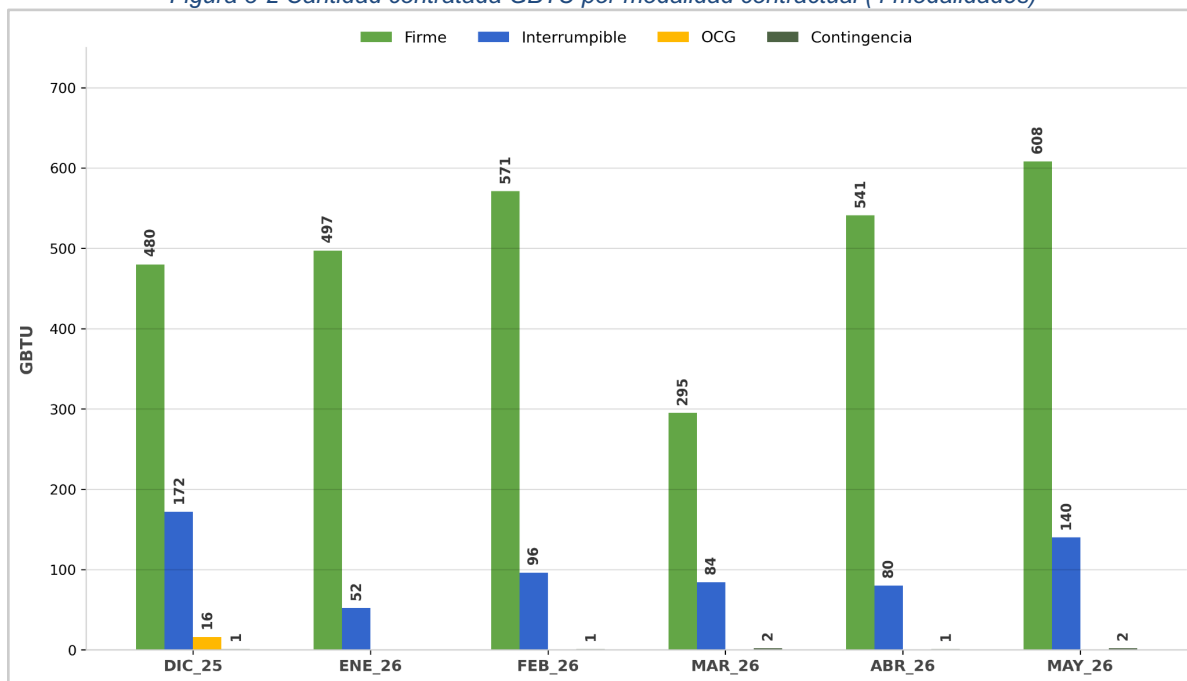
Fuente: Gestor del mercado de Gas y cálculos internos SSPD

3.3.2 Análisis de correlación con variables operativas

Desde la perspectiva de monitoreo del Mercado Secundario, el incremento volumétrico documentado a partir del segundo semestre de 2025 no respondería únicamente a un fenómeno comercial, sino que coincide en el tiempo con la reducción de los márgenes operativos físicos del sistema de transporte nacional. Al contrastar los picos de contratación con las ventanas de mantenimiento físico de infraestructura y las alertas operativas de la red, se observa una coincidencia con que el mercado secundario opere como un mecanismo de flexibilidad cuando el mercado primario presenta menor capacidad de respuesta inmediata.

Bajo este contexto, la desagregación de las cantidades contratadas durante el primer semestre del año gas 2026 permite identificar los patrones de liquidez del sistema. Para ello, el monitoreo desagrega el volumen mensual (en GBTUD), a través de las siguientes dimensiones:

Figura 3-2 Cantidad contratada GBTU por modalidad contractual (4 modalidades)

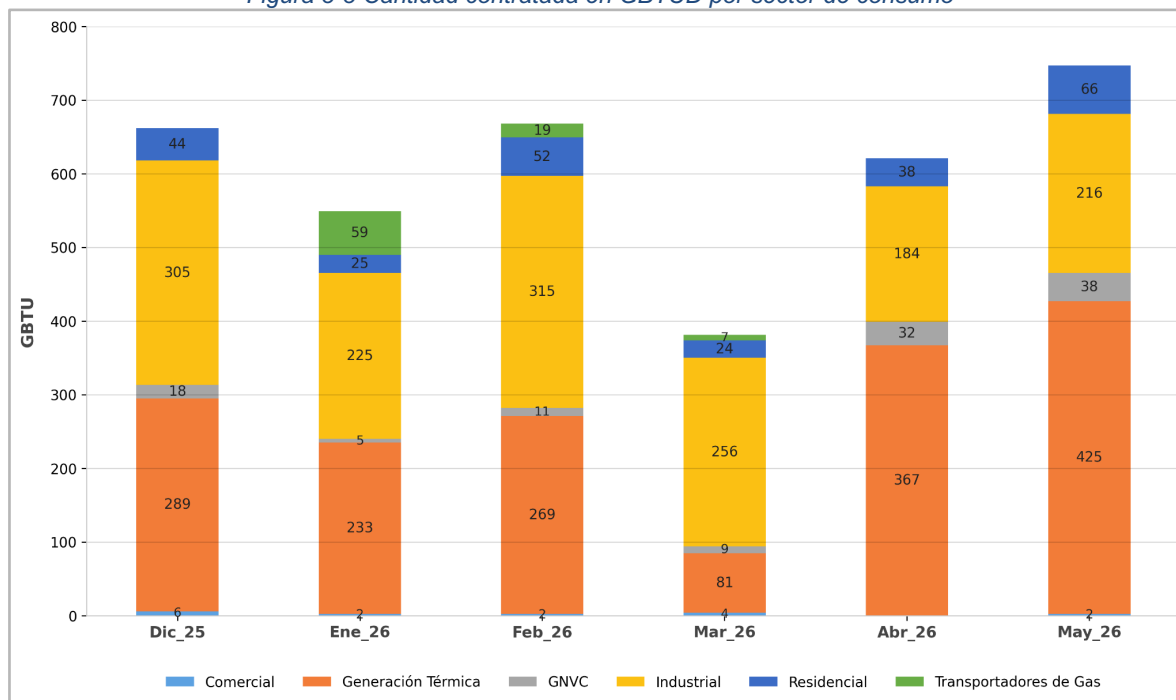


Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Durante el primer semestre del año Gas 2026, se negociaron en su gran mayoría contratos en modalidad Firme, seguidos de lejos por los interrumpibles y unas cantidades menores en contingencia y OCG.

Al evaluar la evolución mensual, se puede resaltar que el máximo para la modalidad Firme se alcanzó en el mes de mayo, firmando un poco más de 600 GBTU, contrastando con marzo en donde se firmaron contratos con cantidades que no superan los 300 GBTU. En el caso de contratos bajo la modalidad en Interrumpible alcanzó un máximo para el mes de diciembre con 172 GBTU contratadas y tuvo un repunte hasta el mes de mayo con 140 GBTU contratadas, lo que es concordante con una reactivación de las compras de urgencia ante requerimientos de atención de la demanda para el sistema eléctrico.

Figura 3-3 Cantidad contratada en GBTUD por sector de consumo



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Al hacer la visualización de contratación por sector de consumo final, se evidencia que el mayor porcentaje de los contratos firmados en el mercado secundario se dirigen a la Industria y a la Generación Térmica, esta tendencia alcanza su mayor valor en el mes de mayo, donde el sector de Generación Térmica concentra la mayor cantidad (425 GBTU) contratadas de las 749 GBTU totales negociadas en dicho mes. Los demás sectores como Comercial, GNVC y Residencial se contrataron cantidades marginales.

Al evaluar las posiciones comerciales, horizontes de ejecución y destino del gas, el mercado secundario evidenció tres dinámicas:

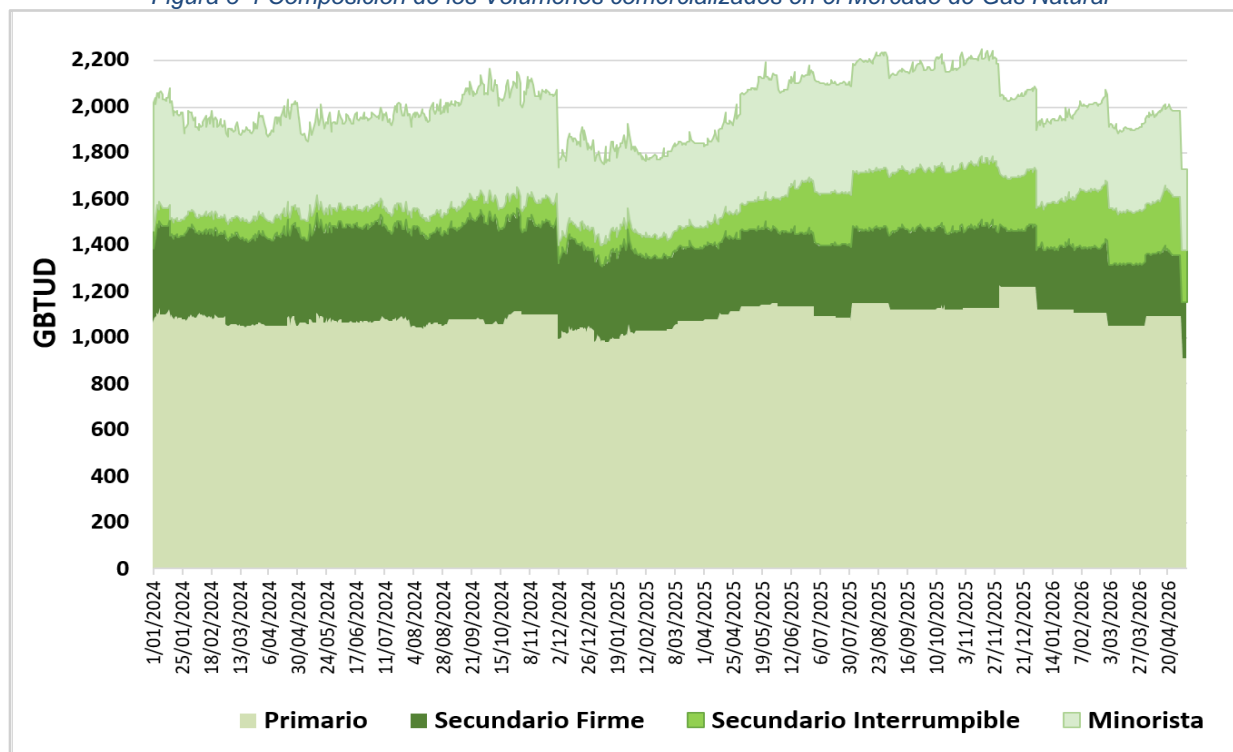
- **Evolución comercial:** Aunque los comercializadores formalizados lideran la intermediación, las grandes industrias y usuarios aportan el 59,6 % de los excedentes. Se presentó una novedad para el mes de abril de 2026 en donde se reporta la participación directa de un Usuario No Regulado (UNR) actuando como vendedor.
- **Concentración en corto plazo:** El mercado movilizó cerca de 3.600 GBTU con contratos proyectados hasta noviembre de 2030; sin embargo, el grueso del volumen (3.200 GBTU) se concentró en transacciones de corto plazo con finalización en mayo de 2026.
- **Perfil de la demanda:** El 91 % del volumen atendió Demanda No Regulada, frente a un 9 % de Demanda Regulada. Esto guarda coherencia con el análisis de la contratación por tipo de demanda en donde el 87% se firmó con destinación a Demanda No Esencial (generación térmica e industria) y sólo un 13 % a Demanda Esencial (hogares y comercios).

3.3.3 Participación en el volumen total comercializado

Si bien el mercado primario continúa concentrando la mayor proporción de los volúmenes comercializados de gas natural y capacidad de transporte, el mercado secundario ha venido

adquiriendo una participación progresivamente más significativa dentro de la dinámica transaccional del mercado de gas colombiano. Esta representatividad se acentúa especialmente en períodos de mayor estrechez del balance oferta-demanda y mayores requerimientos de flexibilidad operativa.

Figura 3-4 Composición de los Volúmenes comercializados en el Mercado de Gas Natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Si bien el volumen transado en el mercado secundario es inferior al registrado en el mercado primario, las transacciones realizadas en este segmento presentan una mayor variabilidad durante el período analizado. Este comportamiento refleja ajustes en las negociaciones de suministro y capacidad de transporte entre los agentes conforme a las condiciones observadas en el mercado..

El incremento cuantitativo en las transacciones interrumpibles registrado a partir del segundo semestre de 2025 coincidió con el escenario de estrechez de oferta, el aumento de la utilización de mecanismos de flexibilidad transaccional y la introducción de un cambio regulatorio sustancial a partir de la emisión de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

En la medida en que disminuye la producción doméstica y aumenta la exposición a volatilidad operativa, eventos climáticos y dependencia de suministro importado, los mecanismos de corto plazo adquieren una importancia estratégica para preservar la continuidad del abastecimiento y la estabilidad del sistema.

En términos generales, la participación del mercado secundario dentro de la dinámica transaccional del mercado de gas natural refleja una transformación más profunda de las condiciones estructurales de abastecimiento del sistema energético colombiano.

3.3.4 Composición de actores: Enfoque en comercializadores puros e intermediarios

La participación dentro del mercado secundario tiende a concentrarse en aquellos agentes que presentan una mayor exposición a variaciones operativas, alta volatilidad en sus patrones de consumo o requerimientos significativos de ajuste transaccional de corto plazo. Adquieren una participación más relevante aquellos agentes caracterizados por una alta variabilidad de demanda y nominación, necesidades permanentes de flexibilidad operativa y comercial, exposición a cambios coyunturales en las condiciones de abastecimiento, y portafolios amplios y diversificados de contratación de suministro y capacidad de transporte.

Dentro de los sectores con mayor presencia en las dinámicas transaccionales del mercado secundario se destacan:

- **El sector de generación termoeléctrica:** Constituye uno de los segmentos con mayor incidencia dentro del mercado secundario, considerando que su demanda puede presentar variaciones significativas en períodos de Fenómeno de El Niño, restricciones hídricas o cambios en las condiciones de despacho eléctrico, incrementando la necesidad de mecanismos ágiles de reasignación de suministro y capacidad de transporte.
- **El sector industrial:** Particularmente aquellos usuarios con consumos intensivos y sensibilidad frente a variaciones operativas o de precio.
- **Los comercializadores y distribuidores:** Por su función de gestión de portafolios, balance de demanda y administración contractual.
- **Los grandes consumidores no regulados:** Que requieren mecanismos de ajuste frente a cambios en sus patrones de consumo y condiciones operativas de corto plazo.

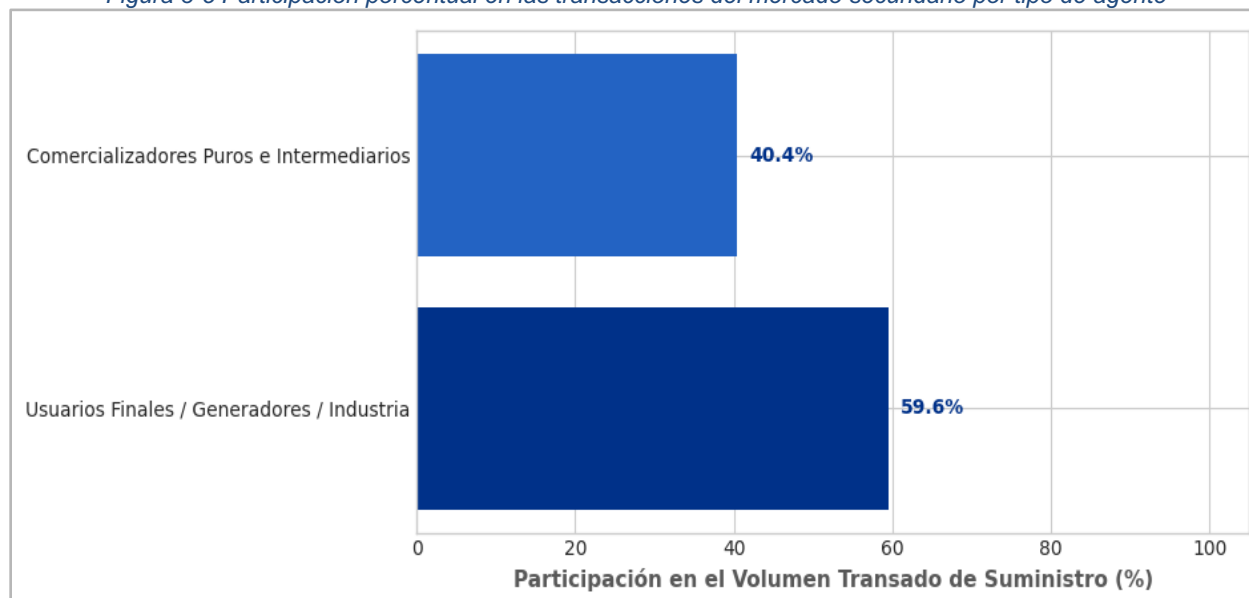
3.3.5 Segmentación transaccional de portafolios

El análisis de las señales de monitoreo del mercado exige un procesamiento detallado y riguroso de la información transaccional de los agentes registrada en el SEGAS. Para medir con precisión la compra y venta del gas físico (las moléculas) y evitar que los costos de transporte por gasoducto alteren los precios reales de la comercialización, se realiza exclusivamente el análisis de las 2.281 transacciones correspondientes a contratos de suministro de gas natural ejecutadas durante el primer semestre del año de gas 2026 para el mercado secundario.

Los registros transaccionales son acordes con la formalización y alta especialización comercial de los actores en este segmento. El comportamiento del mercado secundario se estructura a través de dos grandes bloques operativos que transaron un volumen total de 2.765,91 GBTU durante el primer semestre del año gas 2026, así:

- **Usuarios Finales, Generadores e Industria:** Aportaron operaciones por un volumen de 1.648 GBTU, lo que representa el 59,6% del mercado. Este comportamiento muestra que los grandes consumidores directos se consolidan como la principal fuente de excedentes físicos del sistema.
- **Comercializadores Puros e Intermediarios:** Ejecutaron transacciones por 1.118 GBTU, equivalentes al 40,4% restante. Estos agentes aportan dinamismo y liquidez mediante la agregación y la gestión de portafolios de compraventa, gestionando la distribución y venta del gas sin ser consumidores finales.

Figura 3-5 Participación porcentual en las transacciones del mercado secundario por tipo de agente



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En síntesis, el mercado opera bajo una complementariedad estratégica, los grandes usuarios directos actúan como el respaldo físico del sistema al liberar sus moléculas disponibles, mientras que los comercializadores aportan la flexibilidad y gestión transaccional necesaria para movilizarla. Esta dinámica garantiza la liquidez sobre la cual se estructuran los precios de corto plazo.

3.4 Funciones económicas y análisis de precios en el mercado secundario

Más allá de su función comercial, el mercado secundario se ha establecido como el principal mecanismo de asignación económica de corto plazo. En el actual entorno restrictivo, su capacidad para reasignar recursos físicos rápidamente y emitir señales de precio oportunas resulta importante para preservar la estabilidad operativa del sistema.

3.4.1 Funciones operativas y de balance técnico del sistema

A nivel físico y operativo, el mercado secundario cumple tres funciones sistémicas interconectadas, descritas de la siguiente manera:

- **Reasignación de excedentes:** Facilita que los agentes con posiciones excedentarias temporales de suministro o de capacidad de transporte previamente contratada puedan transferir dichos recursos hacia aquellos con requerimientos adicionales. Esta dinámica permite el uso adecuado de la infraestructura existente y evitar que la capacidad de los gasoductos se desaproveche y que los contratos queden sin usarse. En periodos de escasez, esto permite mover el gas rápidamente hacia quienes más lo necesitan, aliviando la presión sobre el sistema.
- **Flexibilidad operativa del sistema:** Actúa como el principal instrumento de adaptabilidad del mercado mayorista, permitiendo a los agentes ajustar sus nominaciones y renominaciones, gestionar contingencias imprevistas y responder a mantenimientos programados de infraestructura. Asimismo, contribuye de forma directa al manejo del empaquetamiento de la red de transporte, evitando desbalances operativos y restricciones físicas de flujo.

- **Atención de desviaciones de demanda:** La demanda de gas en el país presenta una alta sensibilidad frente a condiciones hidrológicas, el despacho eléctrico y eventos climáticos extremos como el Fenómeno de El Niño. Ante variaciones no previstas en los patrones de consumo, el mercado secundario permite a los agentes adaptar sus portafolios en el corto plazo sin comprometer la continuidad del abastecimiento general ni la estabilidad de la red de transporte. El aumento sostenido en la utilización de este mercado va acorde con que la atención de desviaciones haya pasado de ser una operación marginal a constituirse como un componente relevante para la resiliencia operativa, la seguridad energética y la capacidad de respuesta del mercado frente a escenarios de estrés operativo

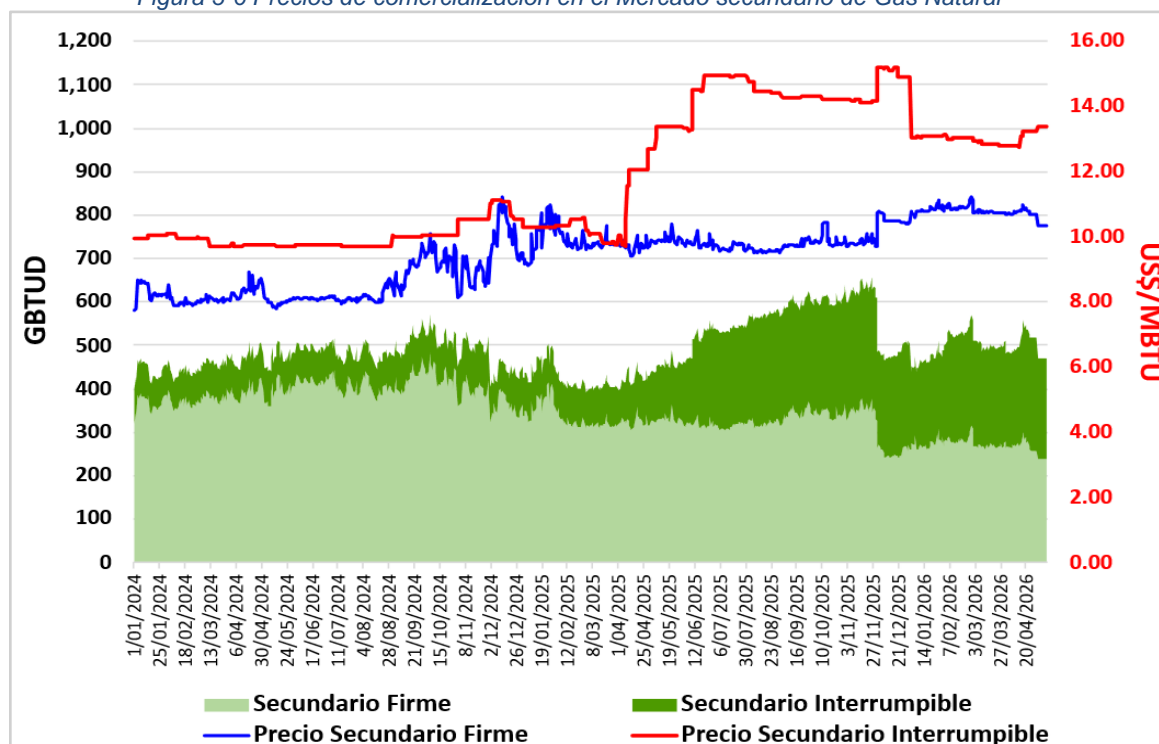
3.4.2 Formación de señales de precio de corto plazo y dinámicas contractuales

A diferencia de los contratos de mediano y largo plazo característicos del mercado primario, las transacciones del mercado secundario incorporan de forma directa e inmediata las condiciones coyunturales de disponibilidad, restricciones de transporte y valor de la flexibilidad. Por lo tanto, los precios observados en este segmento actúan como indicadores altamente sensibles de las condiciones de escasez relativa del sistema.

Al evaluar la serie histórica de los precios de comercialización en el mercado secundario (2024–2026), se evidencia una dinámica creciente y una marcada diferenciación en la formación tarifaria según la firmeza contractual:

- **Modalidad Firme:** Ha mantenido un comportamiento relativamente más estable, oscilando principalmente en un rango de 8 a 11 US\$/MBTU. Esto refleja que, a pesar de la estrechez general, las transacciones secundarias firmes conservan una menor exposición a la volatilidad inmediata debido a su predictibilidad operativa.
- **Modalidad Interrumpible:** Ha mostrado una marcada tendencia al alza y una elevada sensibilidad transaccional, alcanzando niveles cercanos a 15 US\$/MBTU durante 2025. Los incrementos más significativos en los precios interrumpibles coinciden con las ventanas de mayor volumen transado (especialmente en el segundo semestre de 2025), lo que concuerda con una acelerada valorización económica de la disponibilidad inmediata de gas flexible bajo escenarios de tensión en el balance oferta-demanda.

Figura 3-6 Precios de comercialización en el Mercado secundario de Gas Natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En el primer semestre del año gas 2026 se observa que la presión sobre el sistema físico se agudizó drásticamente en comparación con el comportamiento histórico general. En esta ventana de tiempo más reciente, los precios promedio ponderados no solo mantuvieron su tendencia al alza, sino que alcanzaron máximos históricos para ambos segmentos.

En la modalidad firme, el precio promedio ponderado escaló de manera sostenida desde los 10,13 US\$/MBTU en diciembre de 2025 hasta un techo de 14,54 US\$/MBTU en mayo de 2026 (un incremento del 43,5 %). Por su parte, la modalidad interrumpible evidenció la mayor vulnerabilidad transaccional ante la estrechez del balance oferta-demanda, iniciando el periodo en 10,99 US\$/MBTU y disparándose verticalmente hasta registrar un pico máximo de 16,48 US\$/MBTU en mayo de 2026 (un encarecimiento del 50,0 %).

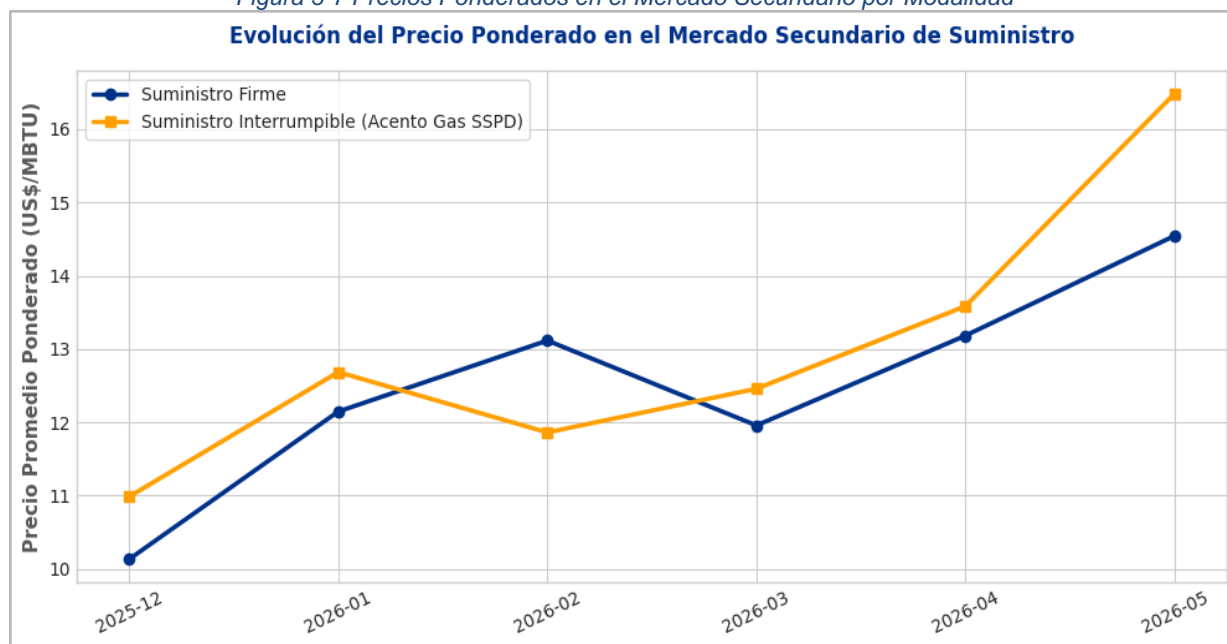
Esta acelerada valorización del gas de disponibilidad inmediata durante el primer semestre de 2026 muestra que las señales de precio de corto plazo reflejan un escenario de alta tensión operativa. Para comprender qué dinámicas sectoriales e interacciones comerciales impulsaron estos promedios mensuales hacia sus máximos históricos, es necesario realizar una desagregación detallada por tipo de actor y modalidad contractual, aspecto que se evalúa detalladamente a continuación.

3.4.3 Identificación de presiones sobre el precio:

Al evaluar los datos del primer semestre del año gas 2026, es posible identificar qué la mayor presión al alza sobre los precios del mercado secundario de suministro recae en los sectores que exhiben una menor elasticidad ante la necesidad inmediata de gas:

- **Generación Termoeléctrica:** Al requerir gas de respaldo para el despacho eléctrico en un entorno de escasez, este sector presionó las transacciones en modalidad interrumpible hasta registrar un precio máximo ponderado de 16,48 US\$/MBTU en mayo de 2026, principalmente en negociaciones gestionadas por comercializadores puros.
- **Consumo Industrial:** Ante los altos costos de una parada de planta, la industria compitió intensamente por el suministro asegurado, llevando el precio promedio en modalidad firme hasta un techo de 14,54 US\$/MBTU hacia el cierre del semestre.
- **Distribución y GNV:** Por el contrario, las compras destinadas a la demanda comercializadora regulada y de gas vehicular se transaron a niveles sustancialmente más moderados y estables, operando como anclas que moderaron el promedio general del mercado.

Figura 3-7 Precios Ponderados en el Mercado Secundario por Modalidad



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En síntesis, esta dispersión tarifaria refleja que los generadores termoeléctricos y los grandes industriales están dispuestos a asumir un sobreprecio o «prima de escasez y oportunidad» para garantizar la continuidad de sus operaciones. La concentración de urgencia compradora en los segmentos de generación e industria, interactuando bajo modalidad interrumpible, podría estar asociada con el alza de las señales de precio de todo el mercado secundario por encima del umbral de los 14,00 US\$/MBTU.

En síntesis, el alza de precios en el mercado secundario no afecta a toda la demanda por igual. La presión se concentra en compradores específicos que, ante urgencias operativas, terminan asumiendo una «prima de escasez» al negociar a través de intermediarios.

3.4.4 Análisis del Diferencial de Precios Primario Vs Secundario

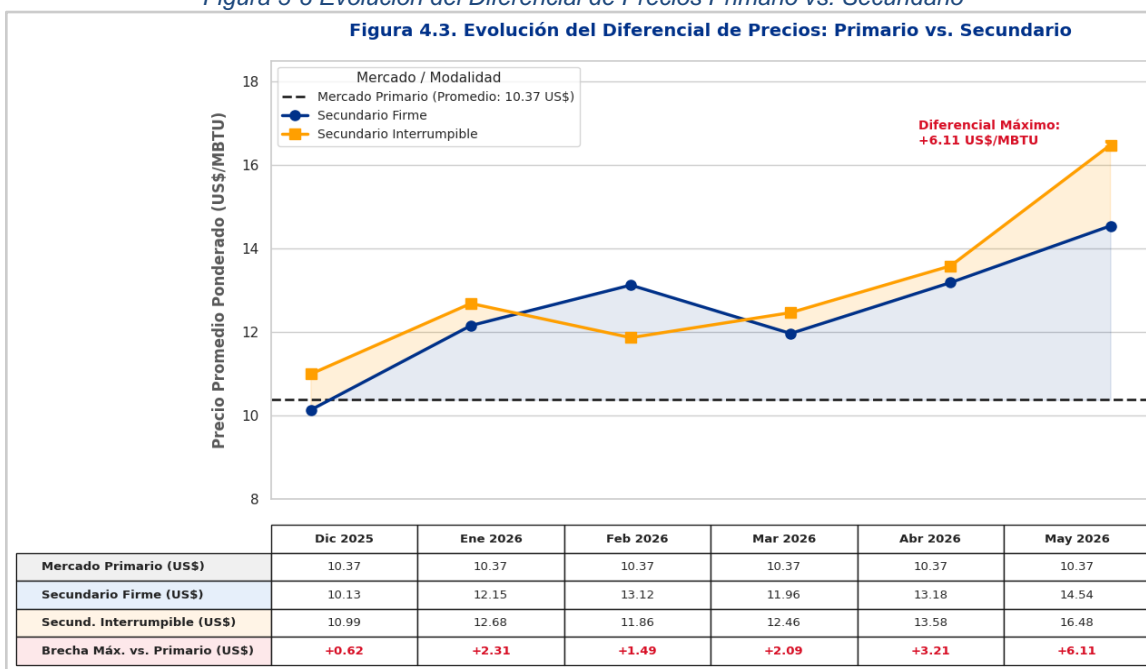
La evaluación integral de las señales de precio de corto plazo requiere el análisis del diferencial existente entre el precio promedio ponderado de los contratos del mercado primario y los precios transaccionales de cierre del mercado secundario durante el primer semestre del año gas 2026.

Durante el período analizado, el mercado primario registró un precio promedio ponderado de 10,37 US\$/MBTU, mientras que el mercado secundario presentó precios promedio de 12,79 US\$/MBTU para las transacciones firmes y de 12,63 US\$/MBTU para las interrumpibles.

Esto muestra que la brecha de precios entre ambos mercados comenzó a ampliarse de manera sostenida, registrando una diferencia máxima de 6,11 US\$/MBTU (+59%) en el mes de mayo de 2026, específicamente en modalidad interrumpible.

Esta divergencia refleja que, en la medida en que los márgenes de oferta estructural en el mercado primario se reducen, los agentes participantes estén dispuestos a asumir un sobreprecio significativo en el mercado secundario. Dicha conducta comercial respondería a la necesidad estratégica de asegurar el suministro inmediato, mitigar los riesgos asociados a los desbalances operativos y cubrir de manera oportuna los incrementos abruptos en las desviaciones de consumo físico en el sistema.

Figura 3-8 Evolución del Diferencial de Precios Primario vs. Secundario



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En la visualización se observa que, ante la reducción de oferta en el mercado primario, los compradores pagan un sobreprecio significativo en el mercado secundario, lo cual explica dinámicas como:

- Durante los primeros cuatro meses, el sobreprecio se mantuvo estable entre 1,59 y 2,81 US\$/MBTU. Sin embargo, en mayo de 2026 la brecha se disparó drásticamente,

alcanzando un sobre costo de 4,17 US\$/MBTU en modalidad firme y de 6,11 US\$/MBTU en modalidad interrumpible (casi un 60% por encima del precio promedio).

- En condiciones normales, el gas firme siempre debería ser más caro que el interrumpible. No obstante, en los meses de mayor escasez (enero, abril y mayo), el precio interrumpible superó al firme. Esto es consistente con que, ante una emergencia operativa, el comprador esté dispuesto a pagar primas elevadas por cualquier volumen de gas disponible de manera inmediata, independientemente de si el contrato tiene garantías de entrega.
- El hecho de que algunos agentes acepten pagar precios superiores a 16 US\$/MBTU refleja un estado de necesidad crítica. Asumen este costo para asegurar abastecimiento a corto plazo, cubrir desbalances físicos y evitar multas o penalizaciones del sistema, las cuales podrían terminar siendo más costosas.

3.4.5 Evaluación de la volatilidad de precios

El mayor uso del mercado secundario para realizar ajustes rápidos ha incrementado la volatilidad de los precios a corto plazo. Como estas compras buscan resolver emergencias operativas inmediatas, los precios finales varían drásticamente dependiendo del agente y del momento exacto de la transacción

3.4.5.1 Medición analítica de la volatilidad:

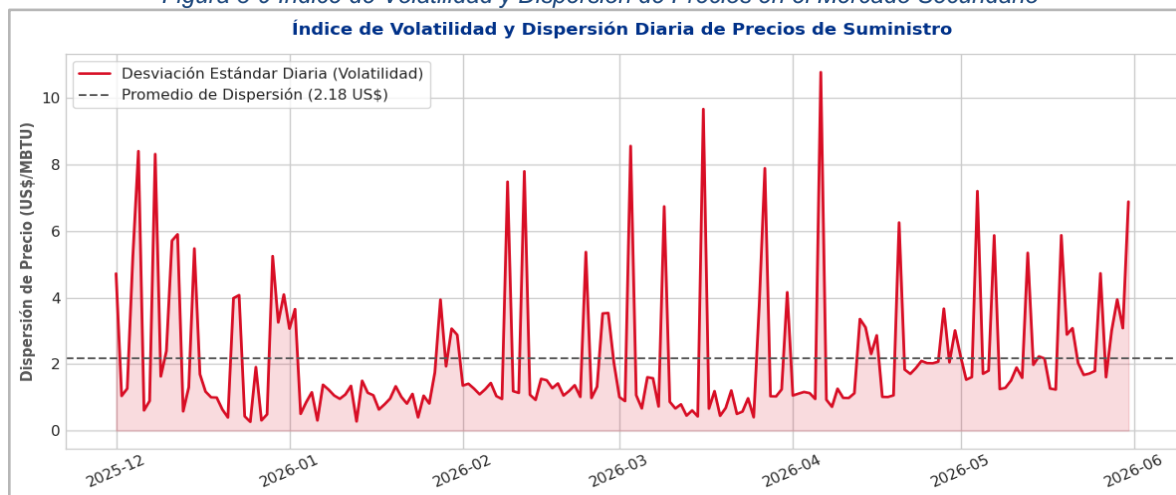
Para medir la magnitud de estos cambios, se analizó la variación diaria de los precios registrados en SEGAS durante el primer semestre del año gas 2026. Los datos muestran que los precios no fluctúan de manera uniforme, sino que presentan saltos abruptos que coinciden con momentos de tensión física en el sistema, tales como mantenimientos en los gasoductos, restricciones operativas temporales o incrementos repentinos en el consumo termoeléctrico.

Aunque estas fluctuaciones de precio son útiles para reflejar la escasez en tiempo real y asegurar que el gas llegue rápidamente a quien más lo necesita en un momento de crisis, si la inestabilidad se mantiene por mucho tiempo se convierte en un desafío estructural para el mercado. Los cambios bruscos y constantes afectan negativamente a las industrias porque les impiden calcular sus costos con anticipación, dificultan el manejo de riesgos para las empresas y, a la larga, pueden desmotivar la firma de contratos a largo plazo, los cuales son indispensables para garantizar el abastecimiento futuro del país.

La dispersión diaria (medida a través de la desviación estándar de los precios transados) mantuvo un comportamiento base cercano a los 2,18 US\$/MBTU. Sin embargo, el mercado experimentó episodios de alta volatilidad donde la dispersión intradiaria superó la barrera de los 10,00 US\$/MBTU.

Estos picos de inestabilidad muestran que, en las ventanas de mayor estrechez operativa o fallas sistémicas, la disparidad de precios pagados por los distintos agentes se amplifica de manera importante. Esto es consistente con una mayor vulnerabilidad tarifaria de aquellos compradores que acuden de urgencia al mercado secundario sin posiciones previas de cobertura.

Figura 3-9 Índice de Volatilidad y Dispersión de Precios en el Mercado Secundario



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En conclusión, la marcada volatilidad observada no solo representa un riesgo financiero para la demanda, sino que constituye una señal de alerta para el monitoreo regulatorio. Los picos extremos de dispersión sugieren que, ante la escasez de corto plazo, el mercado secundario pierde eficiencia en la formación de precios. Esto hace indispensable un seguimiento continuo por parte de las autoridades de control para garantizar que los sobrepuestos reflejen fundamentos reales de estrechez física, y no asimetrías de información o comportamientos especulativos durante las ventanas de crisis operativa.

3.5 Evaluación de riesgos y desafíos del mercado secundario

El aumento de la participación del mercado secundario dentro del esquema de abastecimiento plantea desafíos estructurales que requieren un monitoreo regulatorio constante. Si bien este segmento proporciona la flexibilidad operativa necesaria frente a escenarios de estrechez de oferta, su intensificación también amplifica riesgos asociados a la concentración de mercado, los incentivos al arbitraje comercial y las asimetrías de información.

3.5.1 Posibles incentivos a retención o arbitraje

La creciente valorización de la flexibilidad a corto plazo incentiva a los agentes con posiciones relevantes a administrar estratégicamente sus portafolios, ya sea difiriendo ventas o priorizando transacciones en escenarios de precios altos. Aunque el arbitraje es un mecanismo natural para la redistribución del gas, en contextos de alta concentración surge el riesgo de una retención estratégica del suministro.

Esta conducta resulta problemática porque amplifica la volatilidad de los precios, acentúa las asimetrías de negociación y aumenta la vulnerabilidad del sistema ante eventos de estrechez operativa.

3.5.1.1 Análisis de reventas múltiples:

Dado que el mercado permite la libre comercialización, existe la posibilidad de que los volúmenes transados experimenten intermediaciones sucesivas antes de su entrega física. Diferenciar la gestión operativa legítima frente a posibles comportamientos de retención especulativa requiere un análisis de trazabilidad profundo sobre las reventas múltiples.

No obstante, dada la complejidad técnica de rastrear el ciclo de vida de un contrato a través de diversas transacciones, se identifica la necesidad de desarrollar este análisis de manera articulada con el Gestor del Mercado. Esta coordinación resulta indispensable para evaluar posibles ajustes en la captura de información del sistema de registro (SEGAS), con el fin de habilitar herramientas de monitoreo avanzadas que permitan confirmar si los volúmenes comercializados responden genuinamente a necesidades operativas del sistema.

3.5.2 Asimetrías de información y transparencia

El adecuado funcionamiento del mercado secundario y la formación competitiva de sus precios dependen, en gran medida, de la existencia de condiciones suficientes de transparencia, disponibilidad de información y acceso oportuno a señales de mercado por parte de todos los agentes.

En mercados caracterizados por altos niveles de estrechez estructural, la simetría de la información adquiere una influencia cada vez mayor. Los agentes con mayor capacidad de acceso a información privilegiada sobre disponibilidad efectiva de gas, utilización de infraestructura, restricciones operativas o requerimientos inminentes de demanda, pueden contar con ventajas asimétricas significativas en términos de capacidad de negociación.

Estas diferencias en el acceso y la oportunidad de la información pueden traducirse en un mayor poder de mercado para determinados actores, la ampliación artificial de las diferencias entre precios transaccionales y una menor liquidez efectiva del sistema. En este contexto, el fortalecimiento de los mecanismos de divulgación de información y el monitoreo transaccional continuo para garantizar que las señales de precio y las reasignaciones respondan efectivamente a condiciones competitivas y no a posiciones dominantes derivadas de asimetrías operativas.

3.6 Consideraciones finales y recomendaciones de monitoreo

El análisis integral desarrollado en este documento muestra que el mercado secundario de gas viene creciendo significativamente, impulsado por la coyuntura particular de la oferta y la demanda, así como por una mayor exposición del sistema a condiciones de estrechez operativa y volatilidad de corto plazo. En consecuencia, este segmento transaccional ha dejado de ser un mecanismo complementario marginal para constituirse en un componente central del funcionamiento del mercado mayorista y de la flexibilidad del sector energético nacional.

3.6.1 Síntesis de los hallazgos

La evidencia cuantitativa analizada permite ilustrar y dimensionar las funciones operativas, las señales de precios y los riesgos estructurales del mercado secundario a través de tres dimensiones:

- **Dimensión Operativa y Física:** Durante el período analizado se observó un incremento en los volúmenes transados del mercado secundario, que alcanzaron valores de hasta 650 GBTUD. Este comportamiento se presentó en un contexto caracterizado por menores márgenes de oferta física, constituyendo un elemento relevante para el seguimiento de la evolución del mercado y de las condiciones de abastecimiento.
- **Señales de Escasez y Precios:** El comportamiento de los precios muestra una brecha creciente entre las modalidades firmes estables entre 8 y 11 US\$/MBTU e interrumpibles con tendencias al alza hacia los 15 US\$/MBTU. El análisis del spread frente al mercado

primario es consistente con la progresiva valorización económica de la flexibilidad de corto plazo y una alta sensibilidad ante el riesgo de desabastecimiento inmediato, comportamiento respaldado por indicadores de volatilidad que reflejan la dispersión en las cotizaciones diarias.

- **Estructura de Competencia:** El dinamismo del mercado de corto plazo acentúa los desafíos de concentración transaccional y posibles riesgos asociados a prácticas de retención estratégica. El cálculo de los índices IHH y CR4 muestra una participación preponderante de comercializadores puros y agentes con amplios portafolios contractuales.
- **Trazabilidad y Reventas Múltiples:** El monitoreo de las reventas múltiples se consolida como una prioridad metodológica para diferenciar distintos tipos de comportamiento transaccional. Ante la complejidad técnica para rastrear un mismo bloque de gas a través de diversos intermediarios, se evidencia la necesidad de articular esfuerzos con el Gestor del Mercado para evaluar ajustes en el sistema SEGAS, orientados a viabilizar la identificación de estas cadenas transaccionales y confirmar si responden a necesidades operativas reales.

3.6.2 Evolución reciente del mercado secundario

Durante el período analizado, el mercado secundario registró una mayor actividad en un contexto caracterizado por menores márgenes de oferta y una mayor participación del gas natural importado en el abastecimiento nacional. En este escenario, se observaron incrementos en las transacciones realizadas entre los agentes, cuyo comportamiento fue analizado en las secciones anteriores.

3.6.3 Consideraciones para el seguimiento del mercado

Los resultados presentados en este capítulo evidencian la importancia de mantener un seguimiento continuo al comportamiento del mercado secundario de gas natural, particularmente en aspectos relacionados con la evolución de los precios, las cantidades negociadas, las modalidades contractuales y los niveles de concentración.

El monitoreo de estas variables constituye un insumo para las actividades de vigilancia y control de la Superintendencia, al permitir identificar oportunamente cambios relevantes en la dinámica del mercado y su posible incidencia sobre los agentes participantes y los usuarios finales.

4 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

El mercado mayorista de energía eléctrica colombiano refleja la interacción entre la disponibilidad de recursos de generación, las condiciones hidrológicas, la evolución de la demanda, la disponibilidad del parque de generación y las señales económicas derivadas del despacho. En un sistema altamente hidrotérmico, el precio de bolsa no puede interpretarse únicamente como una serie de precios, sino como una señal que resume, en distinta proporción, variables complejas como: holgura hídrica, necesidad de generación térmica, presión de la demanda y la disponibilidad real de los recursos.

Este informe inicia haciendo un análisis del precio de bolsa y sus variables explicativas del sistema y la operación, en diferentes escenarios y sobre una ventana histórica amplia que permita entender cómo se ha comportado esta variable en el tiempo. Se busca, a través de un análisis exploratorio de algunas variables, identificar patrones o señales que fortalezcan el monitoreo del mercado y las recomendaciones en tiempos de alta probabilidad de materialización del fenómeno de El Niño.

4.1 Análisis de precio de bolsa, hidrología y variables operativas

Este análisis se orienta a identificar qué variables presentan mayor relación con el precio de bolsa a resolución diaria, en una ventana histórica desde el 2000-01-01 hasta el 2026-06-30. Se usa Correlación de Spearman para el análisis ya que no exige que la relación sea lineal o que exista normalidad en los datos. Adicionalmente, se plantean dos variables adicionales, 1) Índice de Estrechez y 2) Margen de Reserva. Este análisis no reemplaza los análisis regulatorios de fijación de precios, ni el despacho ni afirma causalidades.

El Índice Relativo de Estrechez Operativa mide la proporción de la disponibilidad real del sistema que es utilizada para atender la demanda. Cuando el indicador se aproxima a 1, la demanda absorbe una fracción elevada de la disponibilidad y la holgura operativa es menor; cuando disminuye, existe una mayor separación entre los recursos disponibles y la demanda observada..

$$I_{E,t} = \frac{D_t}{DR_t}$$

Donde:

$I_{E,t}$ es el Índice de Estrechez del sistema en el día t

D_t es la demanda total del sistema en el día t

DR_t es la disponibilidad real del sistema en el día t

Por su parte, el margen de reserva mide qué tanto excedente de disponibilidad tiene el sistema frente a la demanda. Un margen alto indica mayor holgura; un margen bajo indica una condición más estrecha.

$$MR_t = \frac{DR_t - D_t}{D_t} * 100$$

Donde:

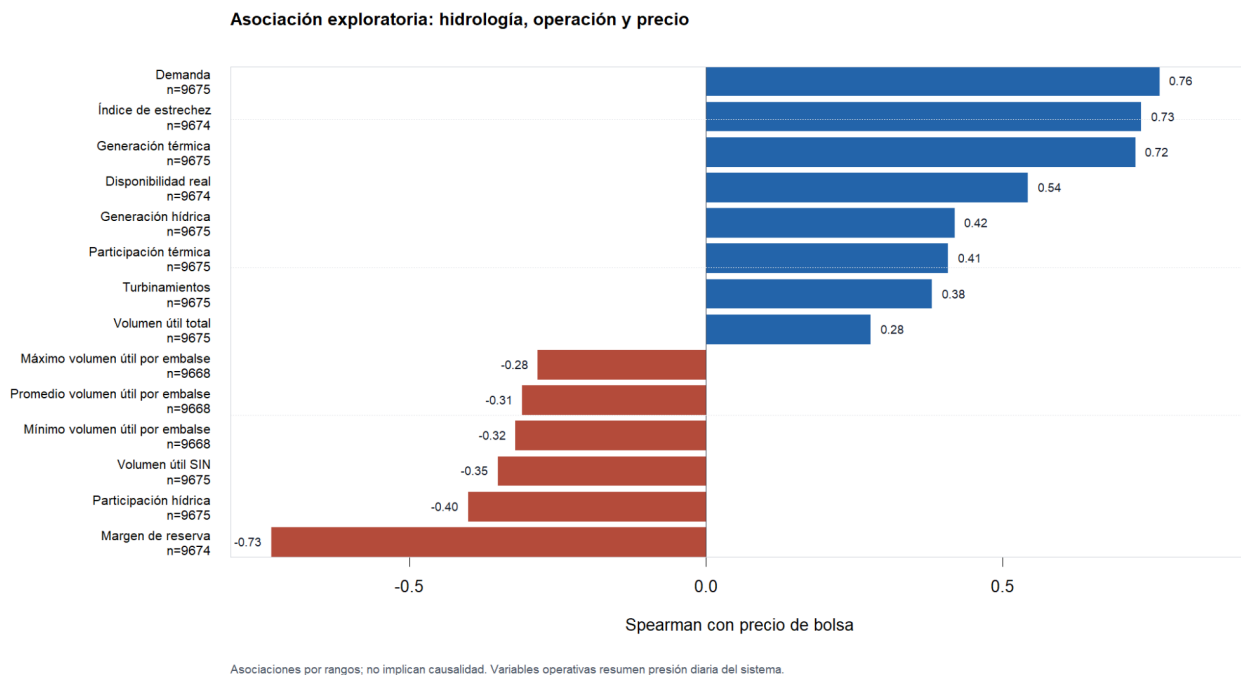
MR_t es el margen de reserva el día t

DR_t es la disponibilidad real total del sistema en el día t

D_t es la demanda total del sistema en el día t

La selección de estas variables se fundamenta en la lógica operativa del Mercado de Energía Mayorista: la demanda debe ser atendida con los recursos efectivamente disponibles y, a medida que disminuye la holgura entre ambas magnitudes, el sistema requiere una mayor proporción de su oferta disponible. Esta aproximación va en línea con la definición del despacho ideal, que relaciona la demanda real con la disponibilidad real de las plantas, y con el Documento CREG 901-199 de 2025. En su sección 3.5.6, la CREG define el margen de reserva de corto plazo como $(DR-D)/DR$, es decir, la proporción de la disponibilidad real que permanece sin utilizar después de atender la demanda. El indicador de estrechez utilizado corresponde al complemento.

Figura 4-1 Asociación exploratoria entre precio de bolsa, hidrología y variables operativas



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

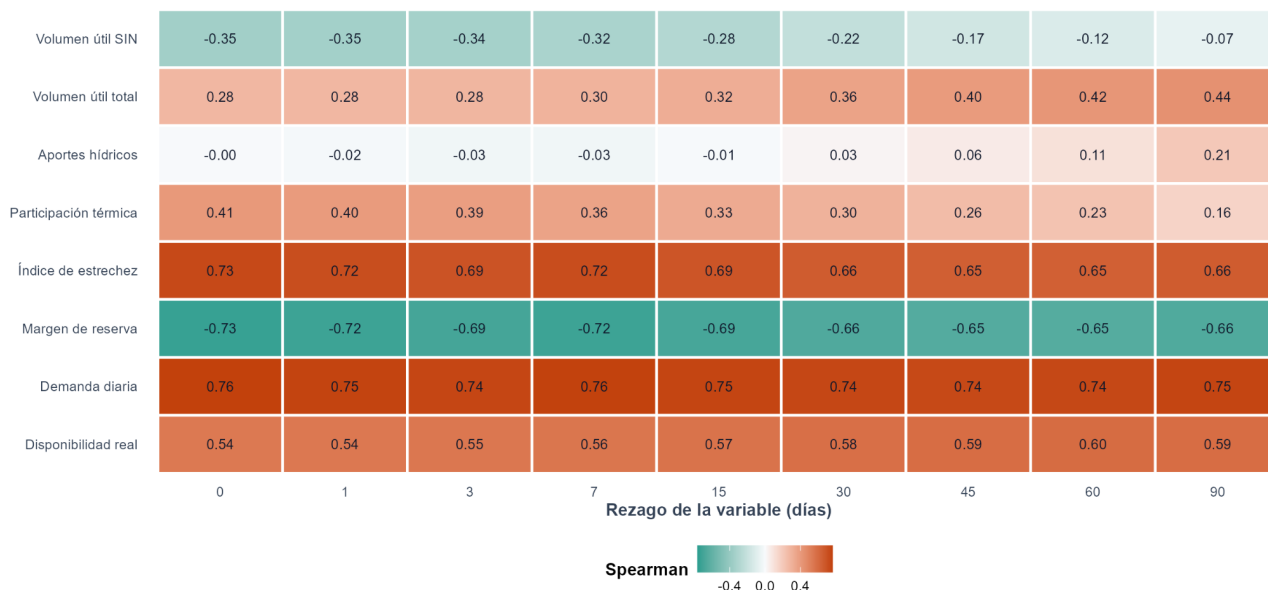
La figura ordena las variables según su asociación con el precio de bolsa. Las variables operativas presentan las relaciones más fuertes: la demanda total diaria y el índice de estrechez se asocian positivamente con el precio, mientras que el margen de reserva presenta una asociación negativa. Esta lectura va en concordancia con la lógica operativa del sistema: cuando aumenta la presión entre demanda y disponibilidad, o cuando disminuye la holgura, el precio tiende a ubicarse en niveles superiores.

Las variables hidrológicas también aportan señal, especialmente las asociadas al volumen útil y a los porcentajes de volumen útil. En general, menores niveles hídricos coinciden con precios más altos. Sin embargo, el gráfico muestra que el precio diario incorpora más información que el estado hidrológico agregado, por lo que la hidrología debe leerse junto con demanda, disponibilidad, participación térmica y condiciones del parque de generación.

Figura 4-2 Correlaciones rezagadas entre precio de bolsa, hidrología y variables operativas.

Correlaciones rezagadas con el precio de bolsa

Spearman entre precio de bolsa diario y variables rezagadas; lectura exploratoria.



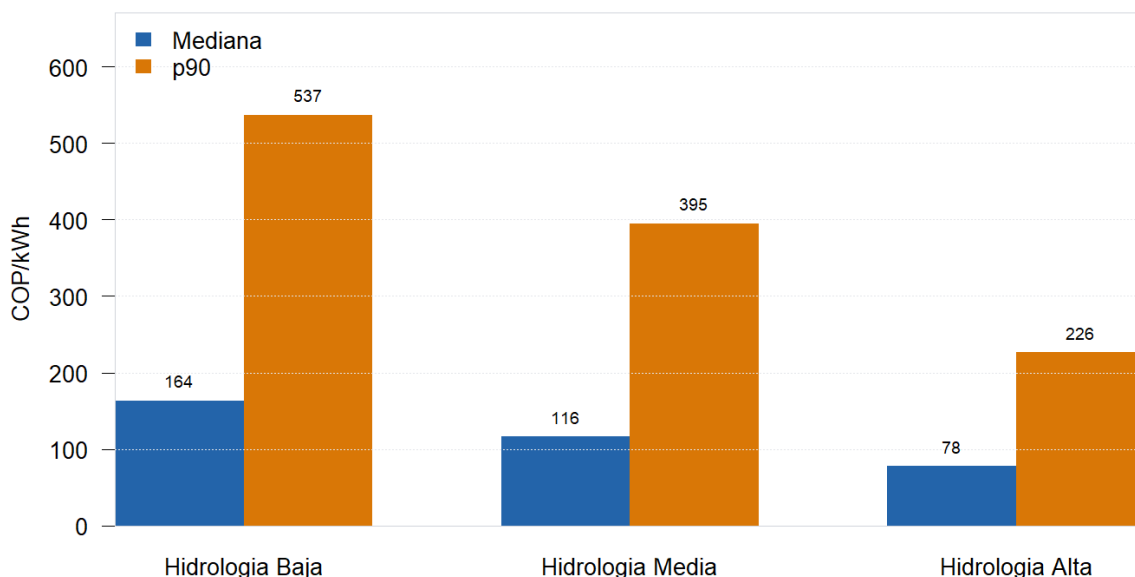
Nota: Los rezagos muestran persistencia temporal, no causalidad.

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El análisis rezagado evalúa si el precio se relaciona con condiciones contemporáneas o con señales observadas días atrás. La señal más persistente corresponde al índice de estrechez y al margen de reserva, lo cual indica que el precio responde con fuerza a la holgura operativa del sistema tanto en el día corriente como en rezagos cercanos.

En las variables hidrológicas la asociación existe, pero es menos dominante que la señal de estrechez. Esto sugiere que la hidrología actúa como condición estructural de fondo, mientras que la señal de precio de corto plazo se transmite por necesidades operativas: disponibilidad real, demanda, generación térmica requerida, aportes y administración del agua en los embalses.

Figura 4-3 Precio de bolsa por régimen hidrológico.



Regímenes por percentiles históricos; p90 muestra cola alta, no precio esperado diario.

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

La clasificación por régimen hidrológico resume de forma directa la relación entre estado hídrico y precio. Los días clasificados como hidrología baja presentan una mediana y un percentil 90 superiores a los observados en hidrología media y alta. En otras palabras, cuando el sistema se ubica en condiciones hídricas históricamente más estrechas, no solo aumenta el precio típico sino también la cola superior de precios.

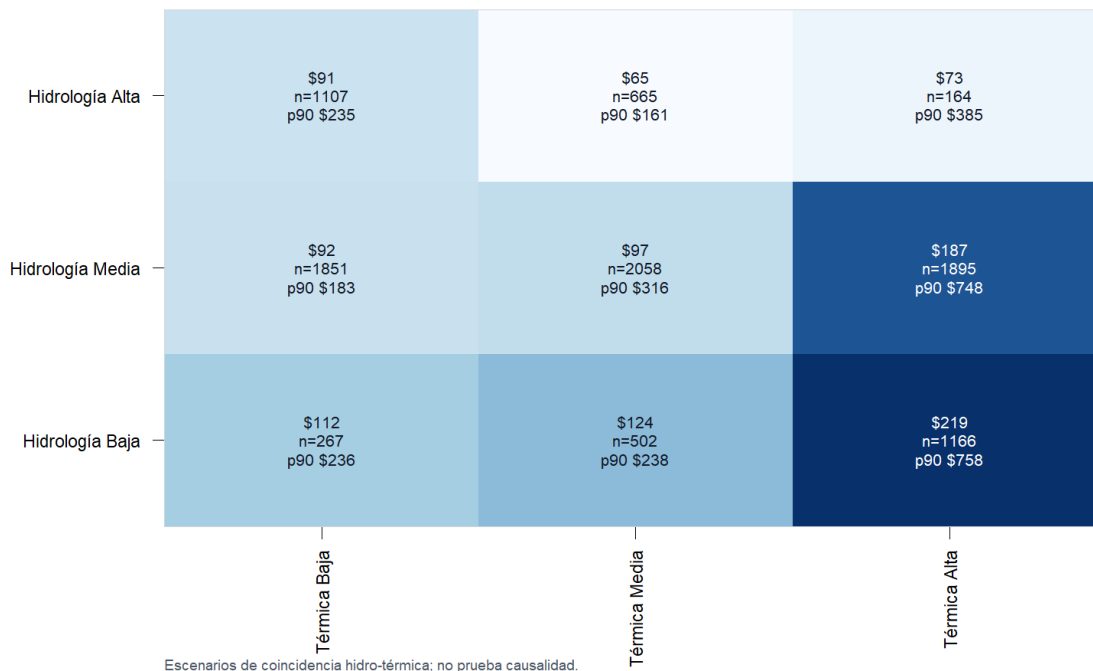
Esta figura es una de las más concluyentes del bloque porque no depende de una lectura puntual de un embalse específico, sino de una segmentación agregada del SIN. La diferencia entre los regímenes permite plantear que la hidrología conserva una relación significativa con la formación del precio, aunque no sea la única variable que explica los picos diarios.

4.1.1 Interacción entre hidrología, térmicas y precio

La siguiente capa del análisis combina el régimen hidrológico con la participación térmica. Esta lectura es relevante porque en un sistema predominantemente hidráulico la generación térmica suele actuar como respaldo operativo cuando la hidrología es menos favorable, cuando la demanda aumenta o cuando la disponibilidad de otros recursos se reduce. Por ello, la participación térmica no se interpreta como causa única del precio, sino como una señal de presión operativa y de sustitución hidro-térmica.

Figura 4-4 Precio mediano por régimen hidrológico y nivel de participación térmica.

Celdas: precio mediano, n días y p90.



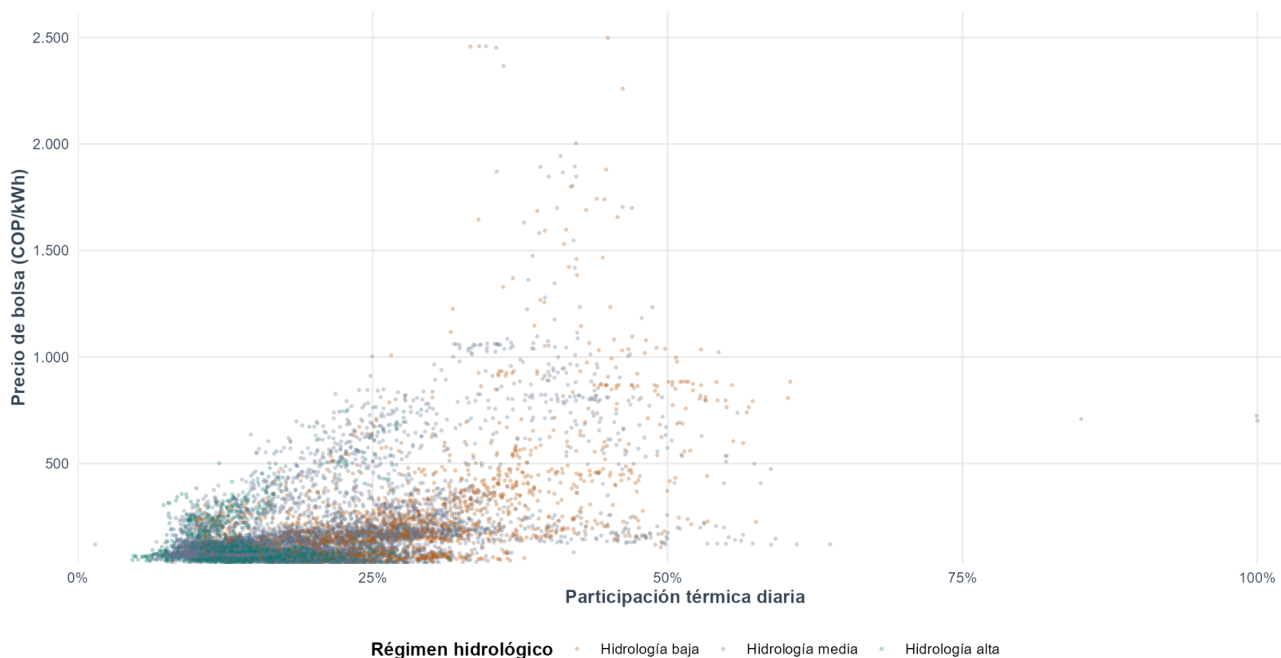
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El mapa de calor muestra que la combinación de hidrología baja y participación térmica alta concentra los precios medianos más elevados y una cola alta de precios considerablemente superior. Esta celda representa el escenario operativo más exigente: menor holgura hídrica y mayor necesidad relativa de generación térmica dentro del despacho.

En hidrología alta la relación con la participación térmica no es estrictamente monótonica, lo cual es metodológicamente importante. La participación térmica alta bajo hidrología alta puede estar asociada a demanda, indisponibilidades, restricciones regionales o composición horaria del despacho, no necesariamente a escasez hídrica agregada. Por ello, la principal conclusión debe concentrarse en el escenario hidrología baja + térmica alta y no en extrapolar causalidad para todas las celdas..

Figura 4-5 Precio de bolsa frente a participación térmica por régimen hidrológico.

Nube diaria coloreada por régimen hidrológico; sin curvas suavizadas.



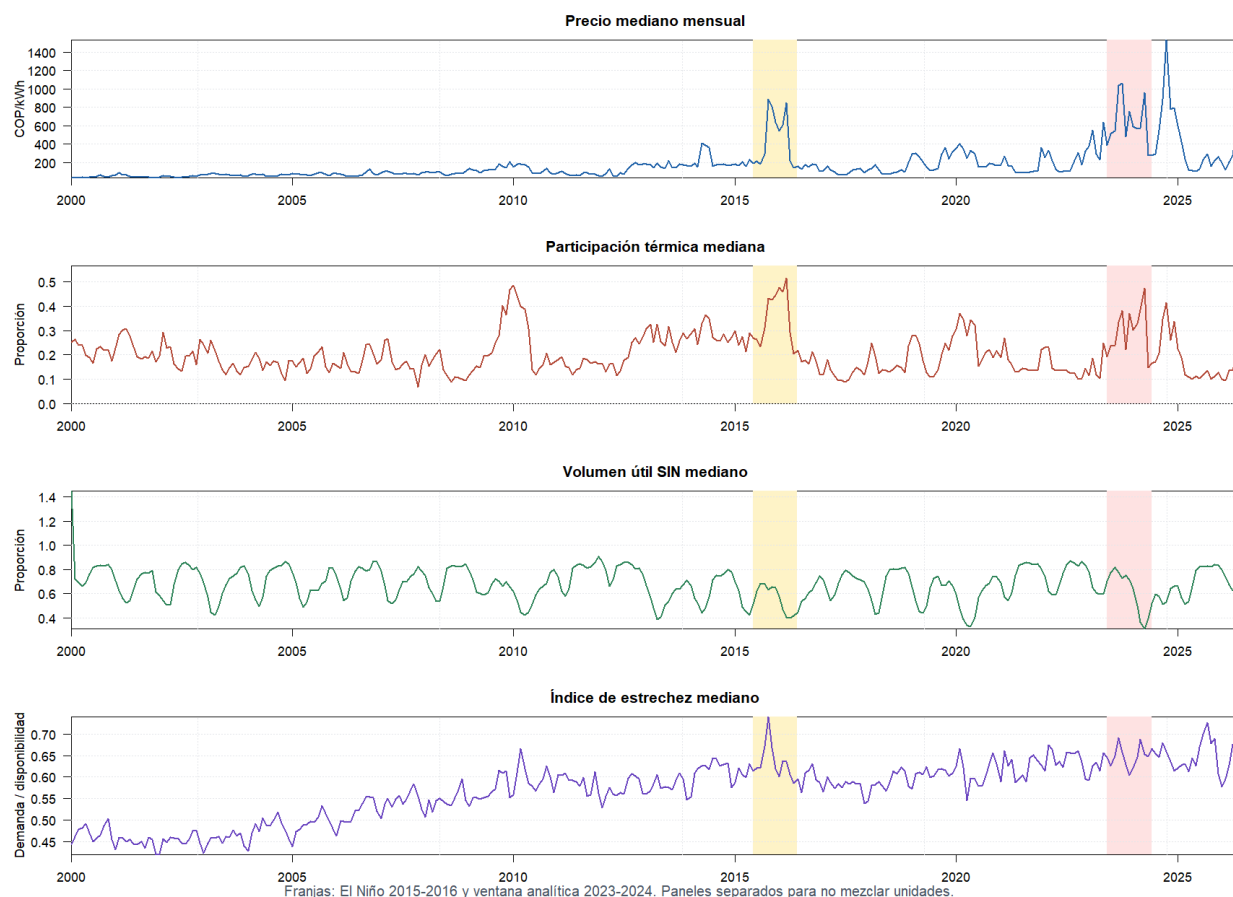
Nota: La dispersión diaria no identifica causalidad; muestra coincidencias operativas.

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El gráfico de dispersión complementa el mapa de calor. Cada punto corresponde a un día y permite observar que, a medida que aumenta la participación térmica, aparecen con mayor frecuencia precios altos. Este patrón es más visible en hidrología baja y media, donde el sistema requiere mayor respaldo térmico y el precio se vuelve más sensible a la presión operativa.

La dispersión también muestra que no todos los días con participación térmica alta tienen precios extremos. Esto es esperado: el precio de bolsa puede depender además de ofertas, restricciones, disponibilidad, demanda horaria, mantenimientos, precios de combustibles y configuración de plantas marginales. La figura debe usarse como evidencia de asociación y no como regla determinística.

Figura 4-6 Dinámica térmica, hidrología y estrechez operativa

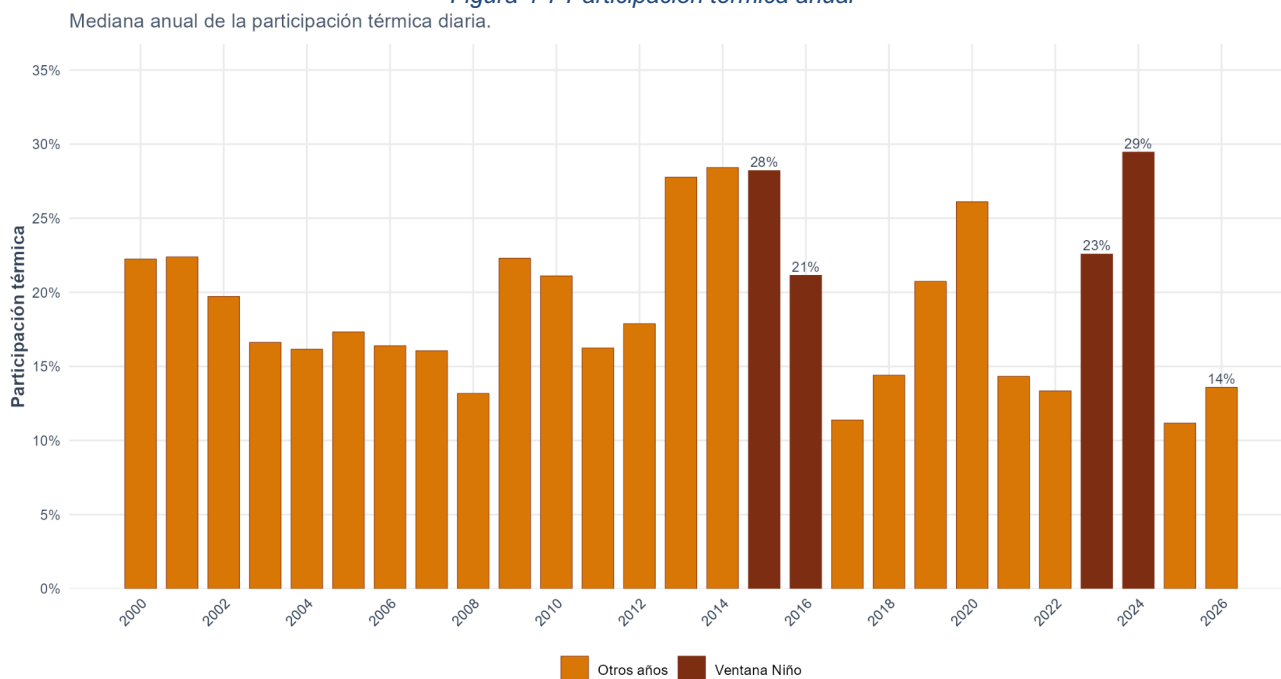


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El panel mensual integra cuatro señales: precio de bolsa, participación térmica, volumen útil SIN e índice de estrechez. Al separar las unidades en paneles diferentes se evita que las magnitudes del precio oculten las variaciones de las proporciones. La figura permite observar que los periodos de mayor presión operativa se entienden mejor cuando se miran simultáneamente el precio, la térmica, el volumen útil y la estrechez.

Las franjas asociadas a ventanas de El Niño muestran episodios en los que la participación térmica aumenta, el volumen útil tiende a deteriorarse y la estrechez se eleva. Sin embargo, el volumen útil agregado no explica todos los picos de precio. En varios tramos, la forma de onda del precio guarda mayor similitud con la participación térmica y con la estrechez que con el nivel agregado de embalses.

Figura 4-7 Participación térmica anual



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

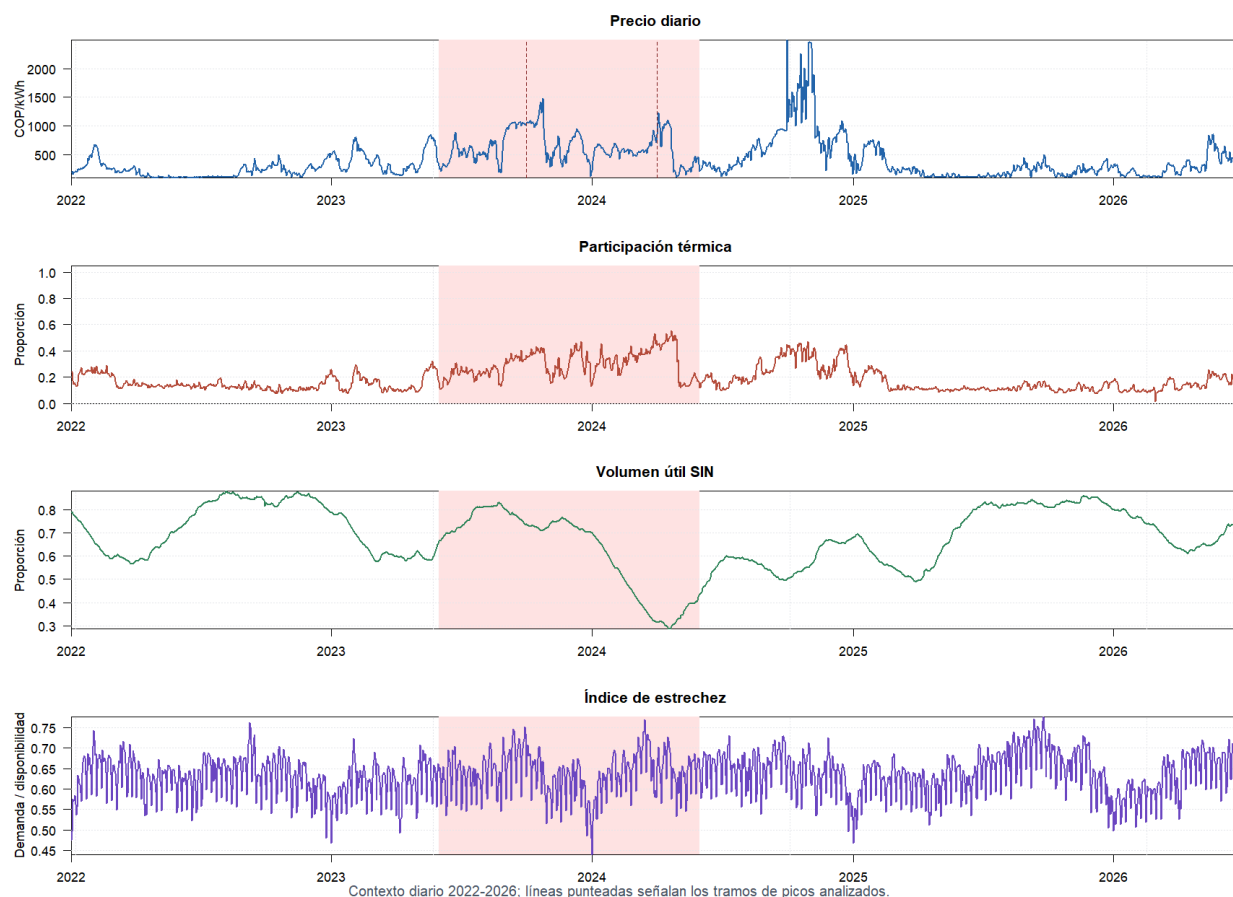
La participación térmica anual permite ubicar los años recientes frente a otros periodos de alta exigencia térmica. Los años asociados a eventos secos o ventanas de mayor presión del sistema se destacan frente a otros años, lo cual ayuda a contextualizar el aumento de generación térmica durante el fenómeno de El Niño 2023-2024.

El indicador anual se calcula como mediana anual de la participación térmica diaria. Por esta razón puede diferir de valores mensuales más altos observados en paneles de coyuntura: un mes con alta participación térmica puede elevarse significativamente sin que toda la mediana anual alcance el mismo nivel. Para 2026 debe advertirse que el año es parcial y no comparable plenamente con años cerrados.

4.1.2 Ventana analítica El Niño 2023-2024

La ventana analítica de El Niño 2023-2024 permite contrastar la lectura estructural con un episodio reciente de presión operativa. La utilidad de esta sección es doble: por una parte, muestra que la hidrología baja eleva la probabilidad de precios altos; por otra, evidencia que algunos picos de precio no se explican únicamente por el volumen útil agregado, sino por la combinación de térmica, estrechez, disponibilidad, demanda y señales de oferta.

Figura 4-8 Contexto 2022-2026 de precio, térmica, volumen útil e índice de estrechez

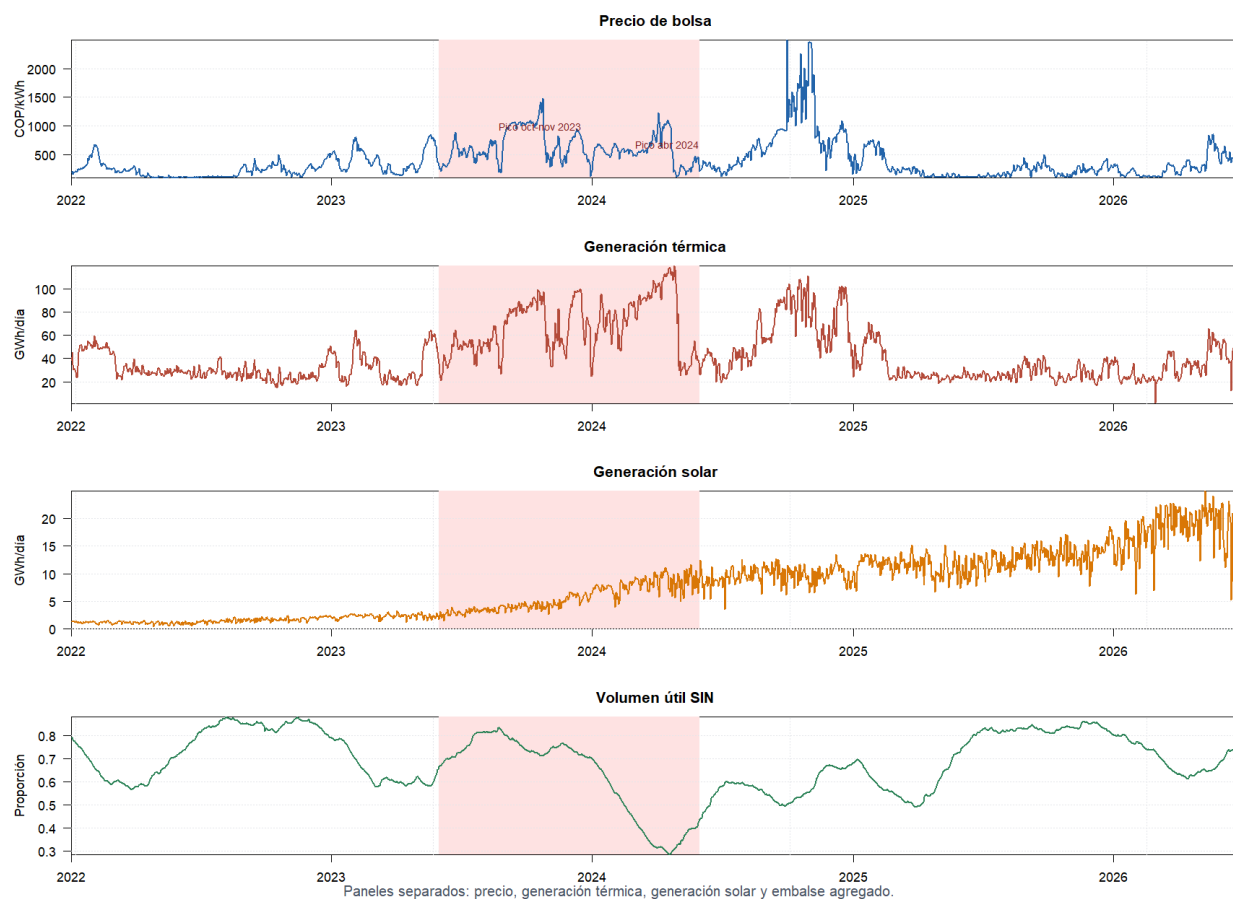


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

La figura sitúa la ventana de El Niño 2023-2024 dentro de una perspectiva más amplia. Se observa un incremento importante del precio de bolsa durante el periodo, acompañado por mayor participación térmica y por deterioro del volumen útil SIN hacia 2024. La lectura evidencia que la presión del sistema no aparece en una sola variable, sino en la convergencia de señales hídricas y operativas.

También se observan picos posteriores, especialmente hacia finales de 2024, que sugieren que la distorsión de precios puede responder a factores adicionales al volumen agregado de embalses. Este comportamiento justifica mantener un análisis separado de térmica, disponibilidad, demanda, estrechez y posibles restricciones.

Figura 4-9 Ventana El Niño 2023-2024: precio, volumen útil, participación térmica, solar y estrechez

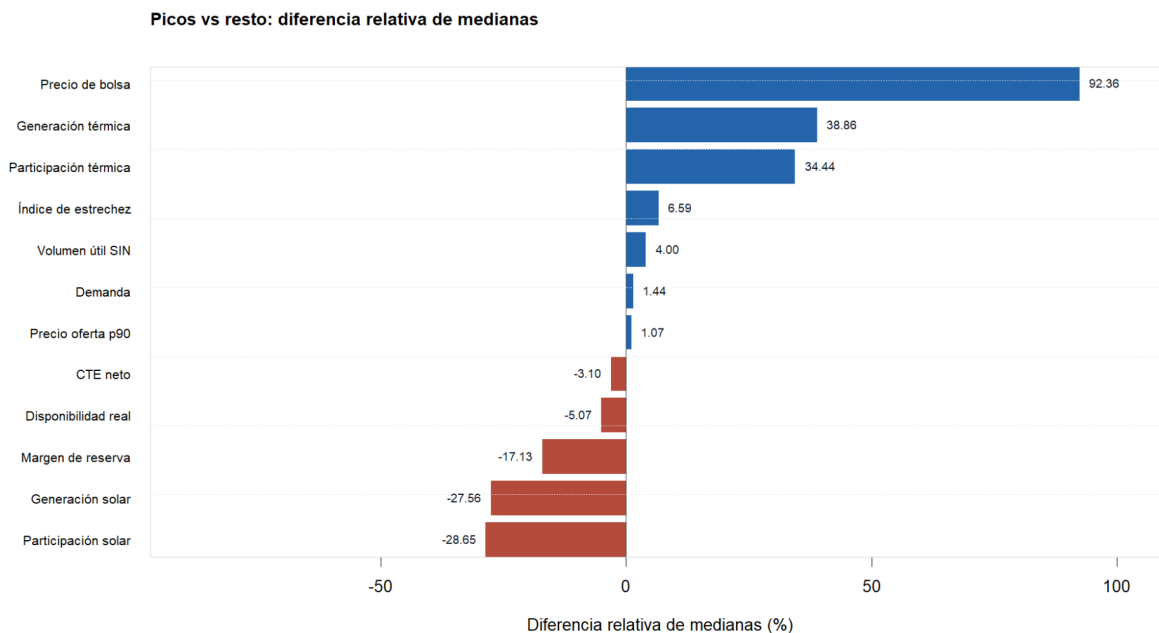


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El zoom de la ventana Niño separa las series en paneles para evitar mezclar unidades. Durante la ventana se observa un aumento de los precios, una caída progresiva del volumen útil SIN, un incremento en la participación térmica y una señal de estrechez más elevada. Esta combinación respalda la lectura de que el evento seco aumentó la presión sobre el sistema y la necesidad de respaldo térmico.

La participación solar crece durante el periodo, pero en escala diaria todavía no neutraliza los picos de precio. Esta observación es clave para la narrativa: la solar aporta energía y puede aliviar horas específicas, pero el análisis diario no permite concluir que haya reducido de forma sostenida el precio de bolsa durante la ventana.

Figura 4-10 Picos de precio frente al resto de la ventana El Niño 2023-2024

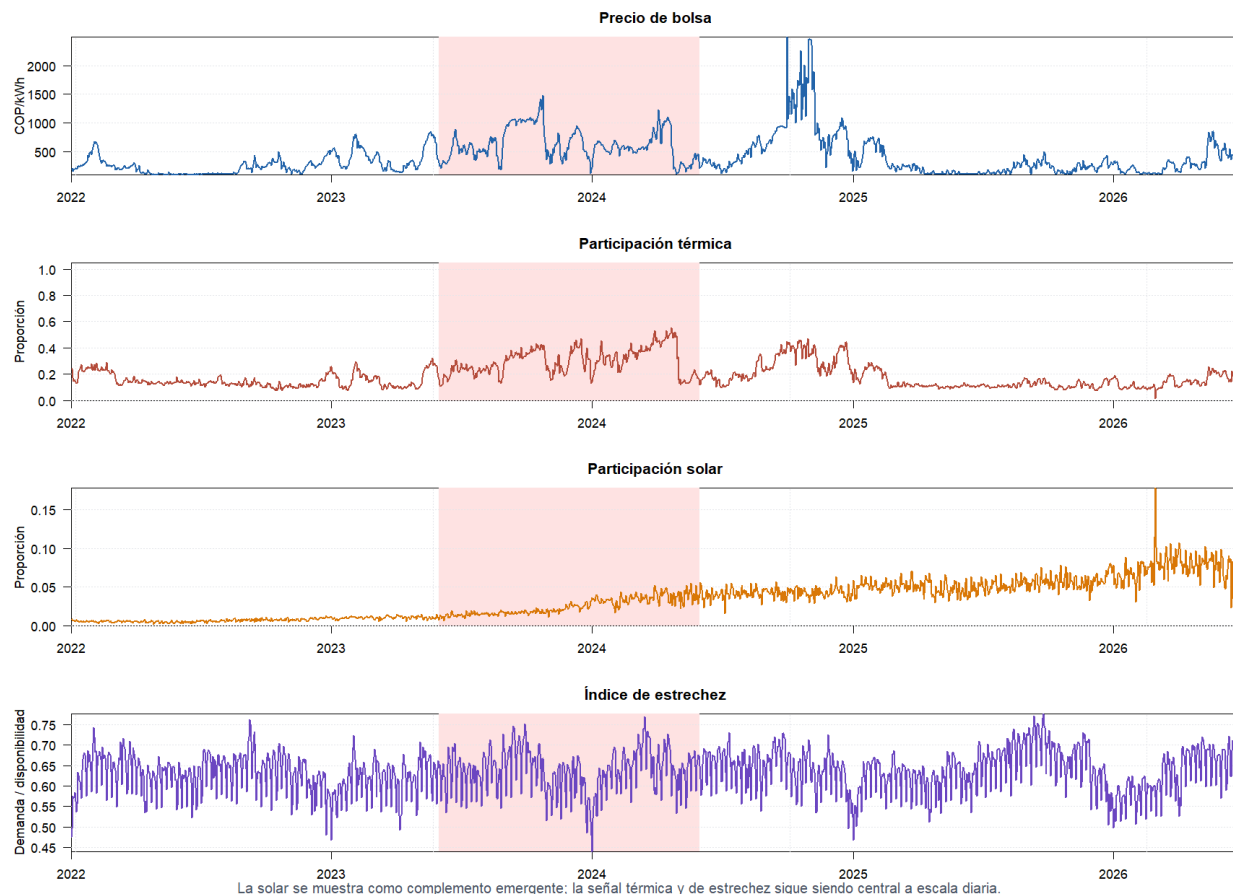


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

La figura compara los días de picos de precio contra el resto de la ventana Niño mediante diferencias relativas de medianas. En los días de pico, el precio aumenta de forma mucho más intensa que la mayoría de variables operativas, lo que es consistente con una respuesta amplificada del precio frente a cambios relativamente menores en las señales físicas.

La generación térmica y la participación térmica aumentan de forma clara en los días de pico, mientras que el margen de reserva disminuye. La participación solar aparece menor en los días de pico, lo cual sugiere que la solar no fue el factor explicativo de los precios altos. Esta lectura debe presentarse como evidencia de coincidencia operativa, no como descomposición causal completa del precio.

Figura 4-11 Solar, térmica y precio durante El Niño 2023-2024.



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

La figura muestra por separado precio, participación térmica, participación solar y generación térmica/solar. Su aporte principal es evitar una conclusión simplista: más generación solar no implica automáticamente menor precio diario, especialmente si al mismo tiempo aumenta la necesidad térmica, cae la hidrología o se incrementa la estrechez operativa.

En la ventana analizada, la solar presenta una trayectoria creciente, pero su peso diario sigue siendo menor que el de la generación térmica. Por ello, la solar debe incorporarse como una variable emergente que modifica gradualmente la matriz, pero no como sustituto de la señal térmica en el análisis de presión diaria.

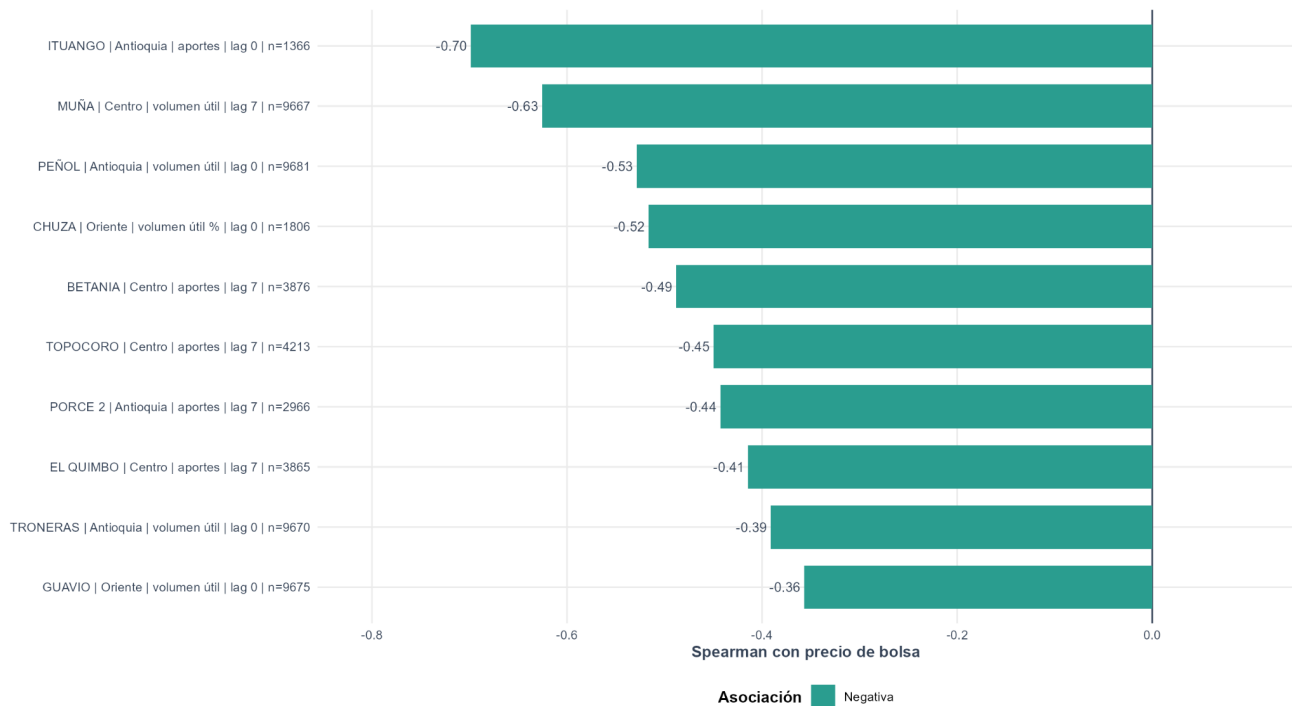
4.1.3 Embalses y regiones hidrológicas

La lectura por embalse permite identificar señales específicas que pueden estar asociadas con regiones hidrológicas, cadenas hidráulicas o condiciones operativas locales. No obstante, debe advertirse que un embalse individual no determina por sí solo el precio de bolsa. Su valor analítico está en funcionar como señal de una dinámica regional más amplia.

Figura 4-12 Embalses específicos con mayor asociación exploratoria frente al precio de bolsa

Embalses con mayor asociación exploratoria frente al precio

Ranking filtrado; se excluye Agregado Bogotá del ranking principal por comportamiento agregado/cadena.



Nota: Un embalse puede ser proxy regional o de cadena hidráulica; no se interpreta como causalidad individual.

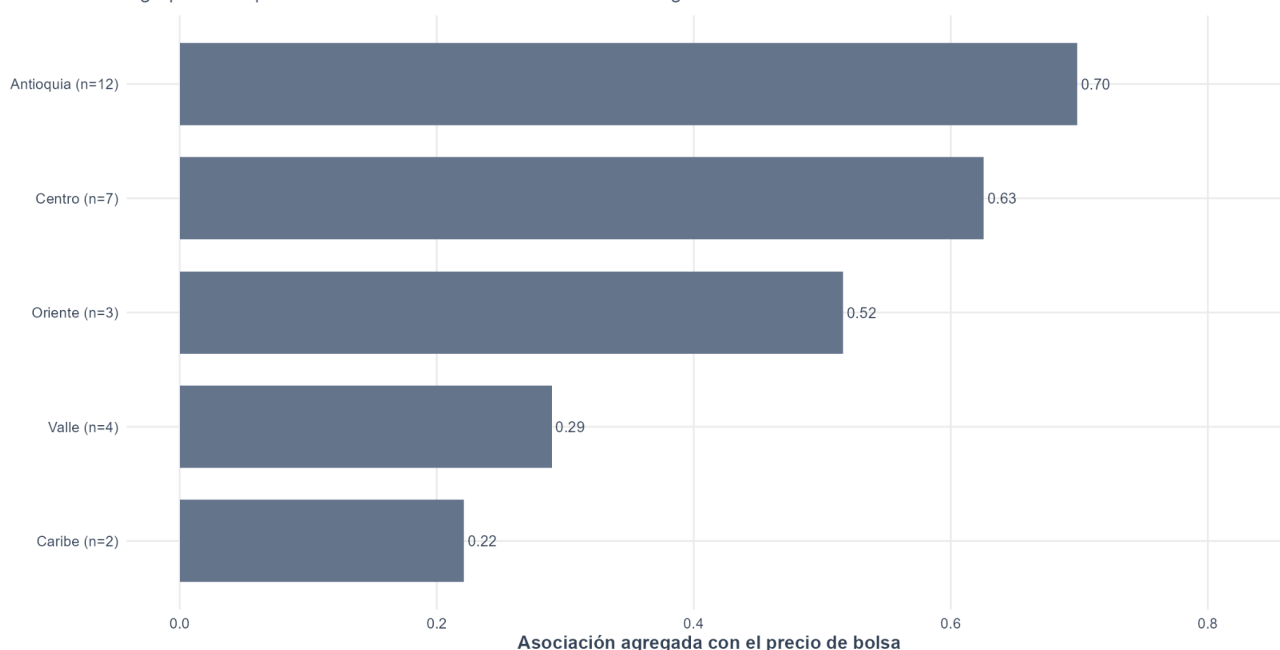
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El ranking muestra que embalses como Ituango, Muña, Peñol y Chuza presentan asociaciones relevantes con el precio. Las asociaciones negativas indican que menores aportes o menores niveles de volumen útil tienden a coincidir con mayores precios de bolsa. Esto es coherente con la lógica de un sistema en el que la menor disponibilidad hídrica aumenta la necesidad de respaldo y eleva la presión sobre el despacho.

Figura 4-13 Embalses enriquecidos con región hidrológica

Señales hidrológicas regionales asociadas al precio de bolsa

Agrupación exploratoria de embalses con serie diaria homologada.



Nota: Se excluyen regiones sin cobertura diaria homologada en el mart analítico. Los resultados son exploratorios y no implican causalidad regional.

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

La figura presenta una lectura exploratoria de las señales hidrológicas regionales asociadas al precio de bolsa, agrupando únicamente embalses con serie diaria homologada. Se observa que las regiones de Antioquia, Centro y Oriente presentan las mayores asociaciones agregadas con el precio, lo que sugiere que los embalses ubicados en estas zonas entregan señales relevantes para entender la dinámica histórica del mercado. En particular, Antioquia registra la mayor asociación observada, seguida por Centro y Oriente, mientras que Valle y Caribe muestran asociaciones menores. Estos resultados no deben interpretarse como causalidad regional ni como efecto individual de un embalse sobre el precio, sino como una señal estadística que permite identificar regiones hidrológicas cuya evolución puede aportar contexto al análisis del precio de bolsa. Además, se excluyen regiones sin cobertura diaria homologada para evitar comparaciones metodológicamente débiles.

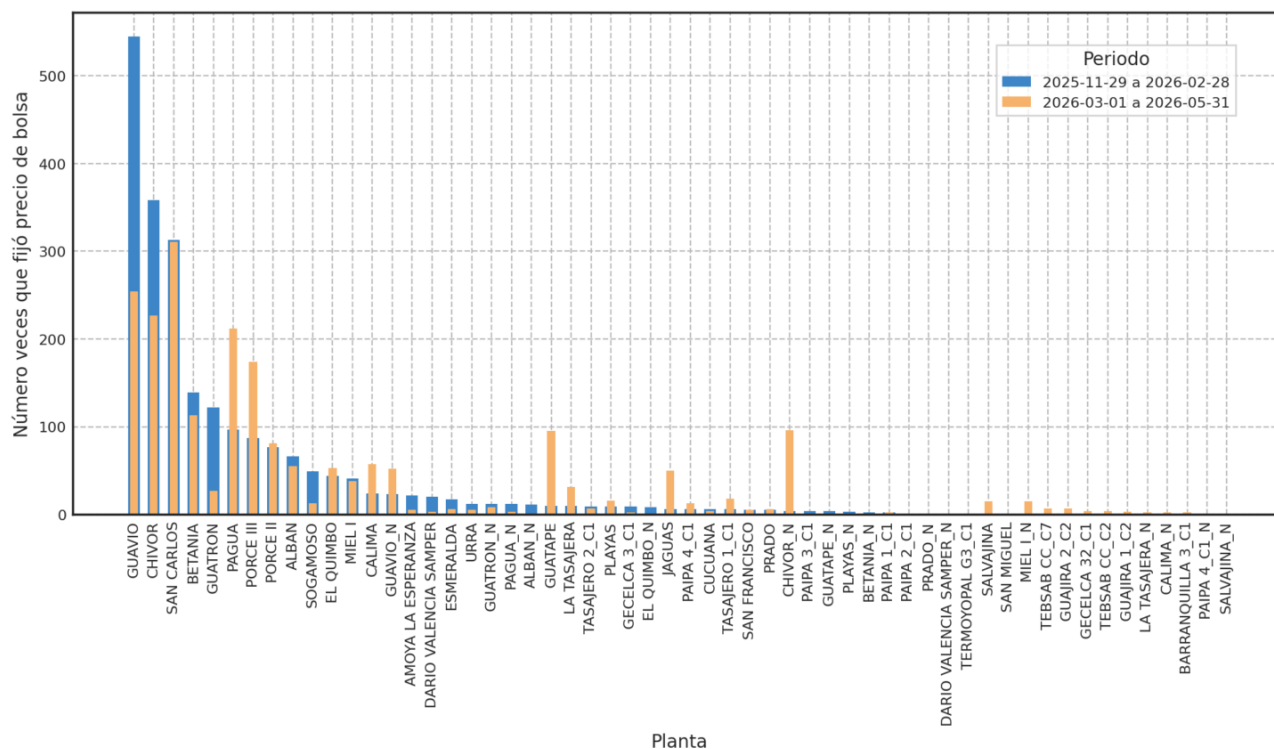
4.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

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

4.2.1 Fijación de Precios de Bolsa.

La siguiente muestra el número de fijaciones comparando el trimestre de análisis con el inmediatamente anterior. Durante este periodo, 50 plantas, pertenecientes a 12 agentes, fijaron un precio promedio de bolsa de 175,83 \$/kWh.

Figura 4-14 Número de fijaciones en bolsa en el trimestre



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Durante el trimestre de análisis, el precio de bolsa presentó una tendencia creciente pasando de 101,49 \$/kWh en marzo, hasta los 258,83 \$/kWh en mayo, lo que representa una variación total del 155,04%. Este comportamiento se explica por menores aportes en el mes de mayo y la gestión de los embalses que hacen los agentes.

En conjunto, el trimestre tuvo un precio promedio ponderado de 175,83 \$/kWh, que representa una disminución del 42,09% frente al trimestre inmediatamente anterior, cuyo precio promedio fue de 303,61 \$/kWh.

En el agregado del trimestre Guavio, que pertenece a ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., fue la planta que más veces fijó el precio, con un total de 545, lo que representa un 24,72% de las fijaciones. CHIVOR, de AES COLOMBIA fijó en 358 ocasiones, lo que equivale a un 16,24%, y SAN CARLOS, de ISAGEN fijó 313 veces, que representa un 14,20% del total del periodo.

Por agente, ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. fue el que más veces fijó el precio, con un 891 y una participación del 40,41%, seguido de ISAGEN que tuvo 431 fijaciones de precio, participando con el 19,55% y AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P, que fijó en 362 ocasiones, lo que representa el 16,42% del total.

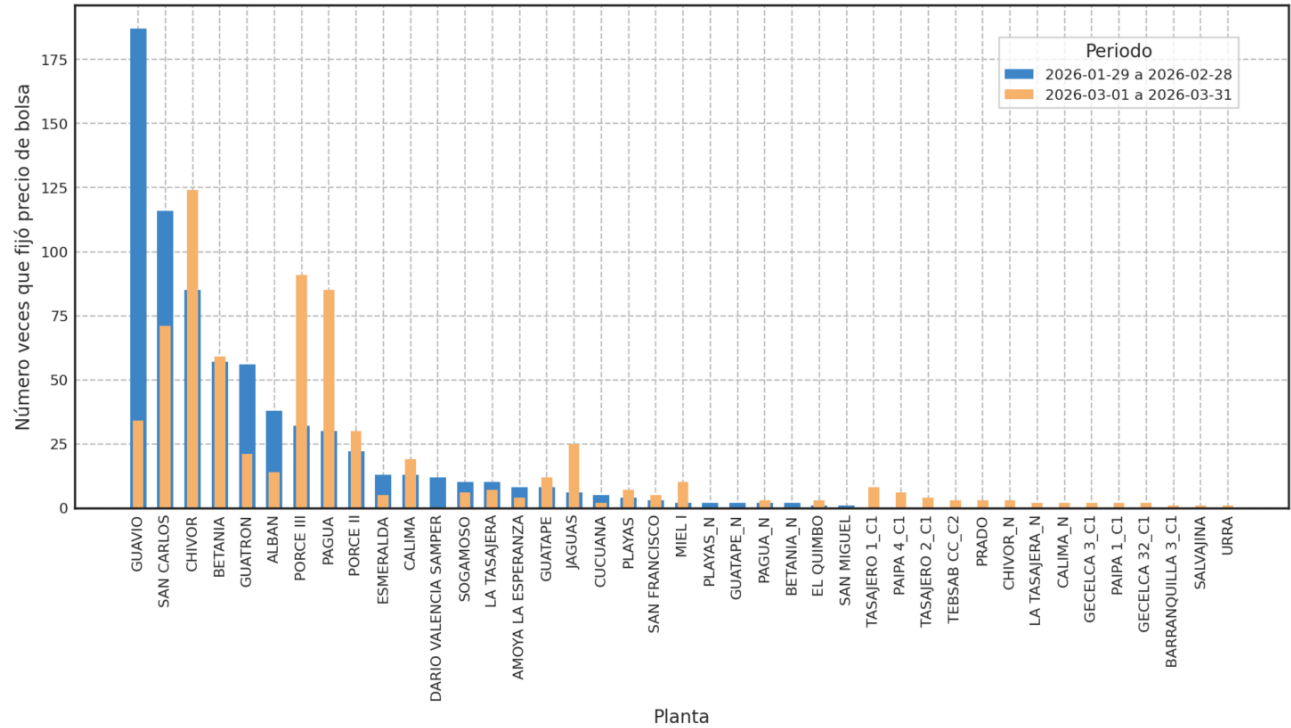
A continuación, se presenta el análisis de la fijación de precios en bolsa, desagregado para cada uno de los tres meses.

MARZO 2026.

En el mes de marzo, el precio promedio de bolsa se situó en 101,49 \$/kWh, con un rango entre los 91,35 y 150 \$/kWh. Además, los datos tuvieron una desviación estándar de 15,35 \$/kWh, que representa un coeficiente de variación de 15,13%.

Durante el mes, 36 plantas, pertenecientes a 12 agentes fijaron el precio, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 4-15 Número de fijaciones en bolsa en el mes de marzo de 2026



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Durante el mes de marzo, Guavio fue la planta que más veces fijó precio con un total 187 veces y un porcentaje del 25,72%, teniendo un precio marginal promedio de 118,48 \$/kWh. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 87,49% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 4-1 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en marzo

Planta	Nro. de Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
GUAVIO	187	118,48	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	25,72%
SAN CARLOS	116	128,73	ISAGEN S.A. E.S.P.	15,96%
CHIVOR	85	139,78	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	11,69%
BETANIA	57	100,08	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	7,84%
GUATRON	56	96,62	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	7,70%

Planta	Nro. de Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
ALBAN	38	95,07	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	5,23%
PORCE III	32	97,04	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	4,40%
PAGUA	30	96,05	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	4,13%
PORCE II	22	105,62	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	3,03%
ESMERALDA	13	96,86	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1,79%

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

A continuación, se muestra el número de fijaciones por agente y el precio marginal promedio durante el mes.

Tabla 4-2 Fijaciones por agente en marzo

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
GUAVIO	187	118,48	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. (40,40%)	25,72%
BETANIA	57	100,08		7,84%
PAGUA	30	96,05		4,13%
DARIO VALENCIA SAMPER	12	96,7		1,65%
PAGUA_N	2	91,35		0,28%
BETANIA_N	2	96,76		0,28%
EL QUIMBO	1	150		0,14%
GUATRON	56	96,62	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. (20,92%)	7,70%
PORCE III	32	97,04		4,40%
PORCE II	22	105,62		3,03%
ESMERALDA	13	96,86		1,79%
LA TASAJERA	10	91,35		1,38%
GUATAPE	8	91,35		1,10%

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
PLAYAS	4	91,35		0,55%
SAN FRANCISCO	3	96,86		0,41%
PLAYAS_N	2	91,35		0,28%
GUATAPE_N	2	91,35		0,28%
SAN CARLOS	116	128,73	ISAGEN S.A. E.S.P. (19,55%)	15,96%
SOGAMOSO	10	91,35		1,38%
AMOYA LA ESPERANZA	8	98,62		1,10%
JAGUAS	6	99,32		0,83%
MIEL I	2	91,35		0,28%
CHIVOR	85	139,78	AES COLOMBIA & CIA. E.S.P. (11,69%)	11,69%
ALBAN	38	95,07	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. (7,71%)	5,23%
CALIMA	13	110,39		1,79%
CUCUANA	5	94,95		0,69%

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

De lo anterior se puede concluir que ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. participó con un 40,40% seguido de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. con 20,92%, ISAGEN S.A. E.S.P. con un 19,55%, AES COLOMBIA & CIA. E.S.P. con 11,69% y por último CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. con un 7,71%.

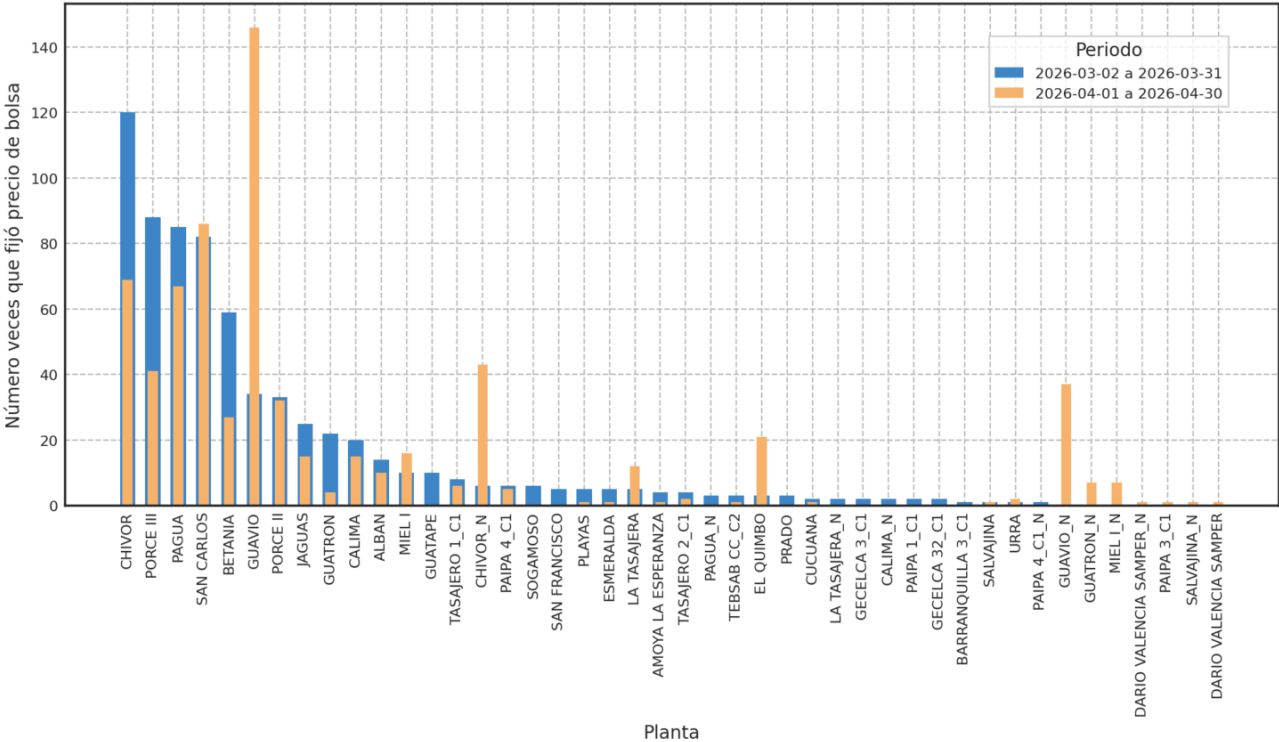
ABRIL 2026.

En abril, el precio promedio de bolsa fue de 236,21 \$/kWh, con un rango entre los 91,66 y 1115,41 \$/kWh. Además, los datos tuvieron una desviación estándar de 192,74 \$/kWh, que representa un coeficiente de variación de 81,60%, aumentando su nivel de volatilidad respecto del mes anterior en más de 65 puntos porcentuales.

Por otra parte, el mes de abril presentó un incremento del 132.75% en el precio promedio de bolsa en respuesta a una disminución en el volumen útil de los embalses y su variación respondió al nivel variable en los aportes lo que explica el nivel de volatilidad antes citado.

Durante el mes, 32 plantas fijaron precio que corresponde a 11 agentes, cómo se muestra en la siguiente figura.

Figura 4-16 Número de fijaciones en bolsa en el mes de abril



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Durante el mes de abril de 2026, Chivor fue la planta que más veces fijó precio con 120 y un porcentaje del 17,54% y un precio marginal promedio de 233,68 \$/kWh. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 83,04% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 4-3 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en abril.

Planta	Nro. de Fijaciones	Precio marginal promedio \$/kWh	Agente	Porcentaje
CHIVOR	120	233,68	AES COLOMBIA & CIA. E.S.P.	17,54%
PORCE III	88	221,46	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	12,87%
PAGUA	85	203,27	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	12,43%
SAN CARLOS	82	238,87	ISAGEN S.A. E.S.P.	11,99%
BETANIA	59	153,30	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	8,63%
GUAVIO	34	96,53	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	4,97%
PORCE II	33	217,00	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	4,82%

Planta	Nro. de Fijaciones	Precio marginal promedio \$/kWh	Agente	Porcentaje
JAGUAS	25	245,22	ISAGEN S.A. E.S.P.	3,65%
GUATRON	22	172,26	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	3,22%
CALIMA	20	276,75	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	2,92%

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

A continuación, se muestra el número de fijaciones por agente y el precio marginal promedio durante el mes:

Tabla 4-4 Fijaciones por agente en abril

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
PAGUA	85	203,27	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. (26,91%)	12,43%
BETANIA	59	153,3		8,63%
GUAVIO	34	96,53		4,97%
PAGUA_N	3	141		0,44%
EL QUIMBO	3	91,66		0,44%
PORCE III	88	221,46	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. (25,58%)	12,87%
PORCE II	33	217		4,82%
GUATRON	22	172,26		3,22%
GUATAPE	10	96,05		1,46%
SAN FRANCISCO	5	98,22		0,73%
PLAYAS	5	94,73		0,73%
ESMERALDA	5	98,22		0,73%
LA TASAJERA	5	99,98		0,73%
LA TASAJERA_N	2	102,07		0,29%
SAN CARLOS	82	238,87	ISAGEN S.A. E.S.P. (18,56%)	11,99%
JAGUAS	25	245,22		3,65%

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
MIEL I	10	215,65		1,46%
SOGAMOSO	6	91,66		0,88%
AMOYA LA ESPERANZA	4	98,63		0,58%
CHIVOR	120	233,68	AES COLOMBIA & CIA. E.S.P. (18,42%)	17,54%
CHIVOR_N	6	274,86		0,88%

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

De lo anterior se puede concluir que ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. participó con un 26,91% de las fijaciones, seguido de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. con un 25,58%, ISAGEN S.A. E.S.P. con 18,56% y por último AES COLOMBIA & CIA. E.S.P. con 18,42%.

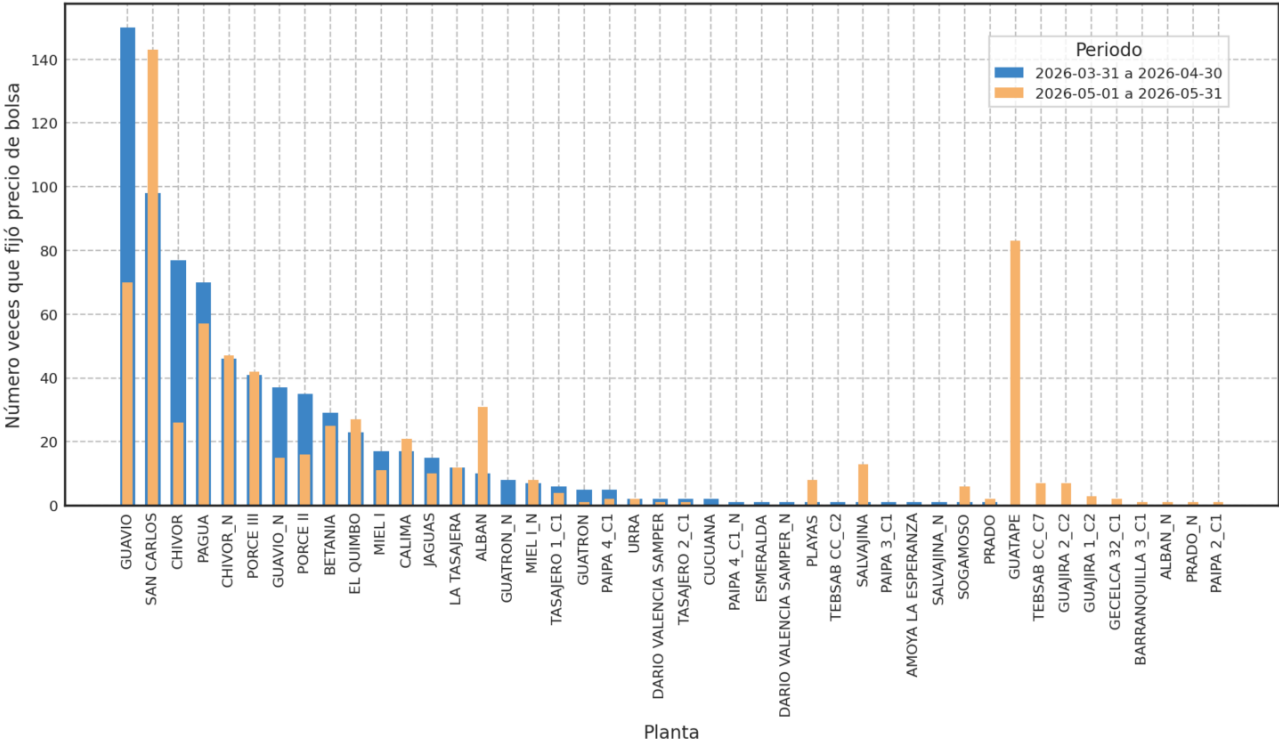
MAYO 2026.

En el mes de mayo, el precio promedio de bolsa estuvo ubicado en 258,83 \$/kWh, con un rango entre los 91,15 y 1021,95 \$/kWh. Además, los datos tuvieron una desviación estándar de 179,33 \$/kWh, que representa un coeficiente de variación de 69,29%, mostrando que se mantiene la volatilidad en el precio en bolsa.

El precio promedio de bolsa tuvo un ligero incremento respecto del mes anterior que fué de 236,21 \$/kWh.

Durante el mes, 35 plantas fijaron precio que corresponde a 12 agentes, cómo se muestra en la siguiente figura.

Figura 4-17 Número de fijaciones en bolsa en el mes de mayo.



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Durante el mes de mayo de 2026, Guavio fue la planta que más veces fijó precio con 150 veces con un porcentaje del 20,63% y un precio marginal promedio de 208,2 \$/kWh. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 83,35% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 4-5 Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en mayo

Planta	Nro. de Fijaciones	Precio marginal promedio \$/kWh	Agente	Porcentaje
GUAVIO	150	208,2	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	20,63%
SAN CARLOS	98	219,57	ISAGEN S.A. E.S.P.	13,48%
CHIVOR	77	205,87	AES COLOMBIA & CIA.. E.S.P.	10,59%
PAGUA	70	201,34	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	9,63%
CHIVOR_N	46	267,09	AES COLOMBIA & CIA. E.S.P.	6,33%
PORCE III	41	234,17	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	5,64%
GUAVIO_N	37	266,89	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	5,09%

Planta	Nro. de Fijaciones	Precio marginal promedio \$/kWh	Agente	Porcentaje
PORCE II	35	257,40	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	4,81%
BETANIA	29	225,08	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	3,99%
EL QUIMBO	23	298,04	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	3,16%

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Los principales agentes respecto de las fijaciones de precio en el mes de mayo de 2026 tuvieron el siguiente comportamiento:

Tabla 4-6 Fijaciones por agente en mayo

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
GUAVIO	150	208,2	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. (42,92%)	20,63%
PAGUA	70	201,34		9,63%
GUAVIO_N	37	266,89		5,09%
BETANIA	29	225,08		3,99%
EL QUIMBO	23	298,04		3,16%
DARIO VALENCIA SAMPER	2	98,31		0,28%
DARIO VALENCIA SAMPER_N	1	97,38		0,14%
SAN CARLOS	98	219,57	ISAGEN S.A. E.S.P. (19,12%)	13,48%
MIEL I	17	341,51		2,34%
JAGUAS	15	356,81		2,06%
MIEL I_N	7	313,71		0,96%
AMOYA LA ESPERANZA	1	96,36		0,14%
SOGAMOSO	1	91,15		0,14%
CHIVOR	77	205,87		10,59%

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
CHIVOR_N	46	267,09	AES COLOMBIA & CIA E.S.P. (16,92%)	6,33%
PORCE III	41	234,17	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. (14,17%)	5,64%
PORCE II	35	257,40		4,81%
LA TASAJERA	12	260,75		1,65%
GUATRON_N	8	94,95		1,10%
GUATRON	5	119,96		0,69%
ESMERALDA	1	94,95		0,14%
PLAYAS	1	145,00		0,14%
CALIMA	17	475,27	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. (4,42%)	2,34%
ALBAN	10	226,03		1,38%
CUCUANA	2	99,15		0,28%
SALVAJINA	1	550,00		0,14%
SALVAJINA_N	1	550,00		0,14%
PRADO	1	91,15		0,14%

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

De lo anterior se puede concluir que ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. participó con un 42,92% de las fijaciones, seguido de ISAGEN S.A. E.S.P. con 19,12%, AES COLOMBIA & CIA. E.S.P. con 16,92%, EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. con un 14,17%, y por último CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P con 4,42%.

4.3 Análisis trimestral de las variables operativas por planta.

Esta sección actualiza el análisis de los agentes incluidos en el seguimiento operativo del Mercado de Energía Mayorista para el trimestre comprendido entre el 1 de marzo y el 31 de mayo de 2026. Se comparan las posiciones comerciales de cada agente frente a sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF), el respaldo de disponibilidad y la materialización de la disponibilidad declarada. Adicionalmente, se revisa el comportamiento de los precios de oferta de las plantas reportadas y, para los casos de mayor interés operativo, se incorporan paneles de embalses o plantas térmicas.

4.3.1 Comparación de variables por agente y plantas relevantes para la operación del sistema

Con el fin de facilitar la lectura de las figuras, se consideran los siguientes indicadores:

VT/OEF (%): relación entre las ventas totales de energía y las OEF. Permite observar la posición comercial del agente frente a sus obligaciones.

CT/OEF (%): relación de la energía asociada a contratos frente a las OEF. Se utiliza como señal de cobertura contractual y de exposición al mercado de corto plazo.

DD/OEF (%): relación entre la disponibilidad declarada y las OEF. Permite evaluar el respaldo operativo declarado frente a las obligaciones.

DR/DD (%): índice de materialización de la disponibilidad, calculado como la relación entre la disponibilidad real y la declarada.

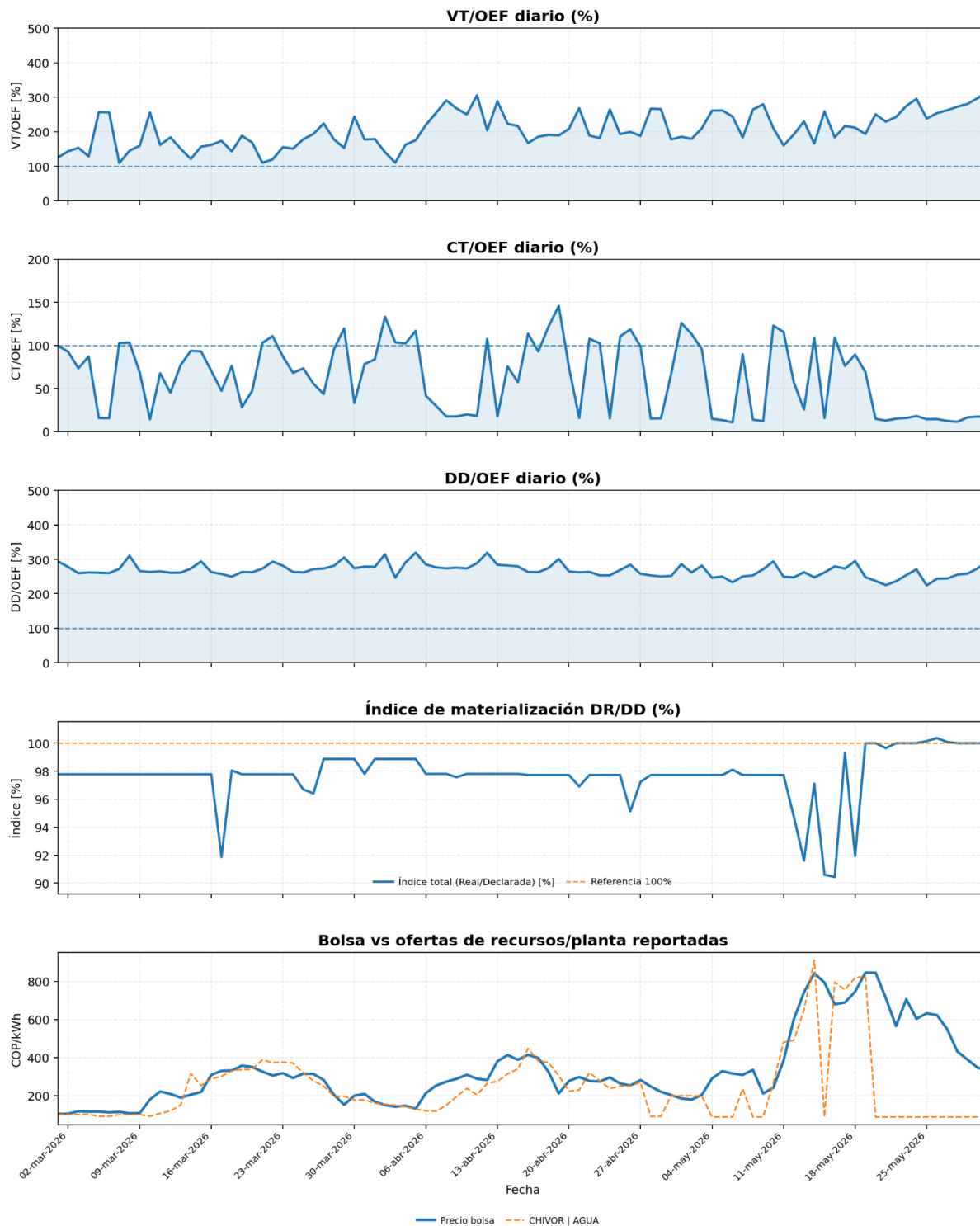
Precio de Bolsa vs. Precio de Oferta: comparación entre el precio de bolsa y los precios de oferta de los recursos o plantas reportadas para cada agente.

AES Colombia:

AES Colombia participa en este análisis a través de la central Chivor, asociada al embalse La Esmeralda. Por tratarse de un portafolio concentrado en un recurso hidroeléctrico de gran tamaño, la lectura del agente permite relacionar de forma directa su posición comercial con la disponibilidad de la central y con la evolución hidrológica del embalse.

La central cuenta con una Capacidad Efectiva Neta (CEN) de 1.000 MW, distribuida en 8 unidades de 125 MW, lo que representa aproximadamente el 4,7% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Figura 4-18 Comparación de variables - AES Colombia
CHIVOR | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Durante el trimestre, el VT/OEF se mantuvo de forma sostenida por encima del 100% y presentó una tendencia creciente hacia el cierre, con varios episodios por encima de 200%. La señal es

consistente con un agente predominantemente vendedor, aunque con variaciones diarias importantes en su nivel de exposición frente a las OEF.

El CT/OEF presentó una dinámica mucho más irregular. Se observan alternancias entre niveles cercanos a cero y episodios próximos o superiores al 100%, mientras que hacia finales de mayo el indicador se ubica en niveles bajos. Este comportamiento sugiere una cobertura contractual variable a lo largo del trimestre y una posición que cambia de manera importante entre días.

En el componente operativo, el DD/OEF se mantuvo ampliamente por encima del 100%, generalmente alrededor de 250% a 300%, evidenciando un respaldo declarado elevado frente a las obligaciones. El índice DR/DD se ubicó la mayor parte del tiempo cerca del 100%, aunque se presentaron descensos puntuales en marzo y mayo. La recuperación posterior de estos episodios indica que las diferencias entre disponibilidad real y declarada fueron, en general, transitorias.

En precios, la oferta de Chivor acompañó buena parte de la dinámica del precio de bolsa. Durante marzo y abril se observan trayectorias relativamente cercanas, mientras que en mayo ambos precios aumentan de forma importante. La oferta de la planta alcanza valores elevados durante el episodio de incremento del precio de bolsa y posteriormente desciende hacia el cierre del periodo.

Tabla 4-7 Estadísticos precios de oferta AES Colombia

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	238,64	197,50	182,54	88,19	910,76

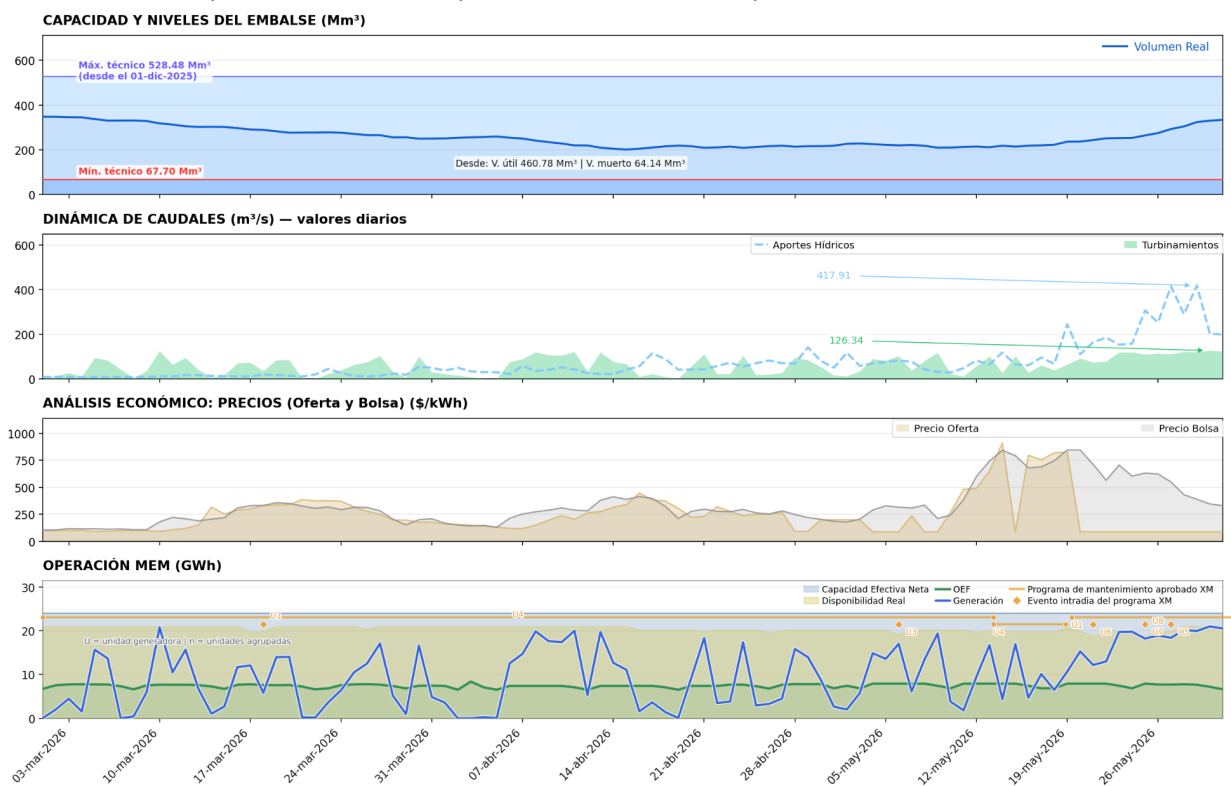
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Chivor presentó un precio de oferta promedio de 238,64 \$/kWh y una mediana de 197,50 \$/kWh. La diferencia entre ambos estadísticos, junto con una desviación estándar de 182,54 \$/kWh, muestra una distribución influenciada por episodios de precios altos. El rango observado, entre 88,19 \$/kWh y 910,76 \$/kWh, confirma una variabilidad significativa durante el trimestre.

La siguiente figura presenta el comportamiento del embalse La Esmeralda y la operación de Chivor.

Figura 4-19 Comparación de variables operativas AES Colombia, Chivor

Embalse: ESMERALDA | Hidroeléctrica: CHIVOR | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 57.9% (al 31-may-2026)



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

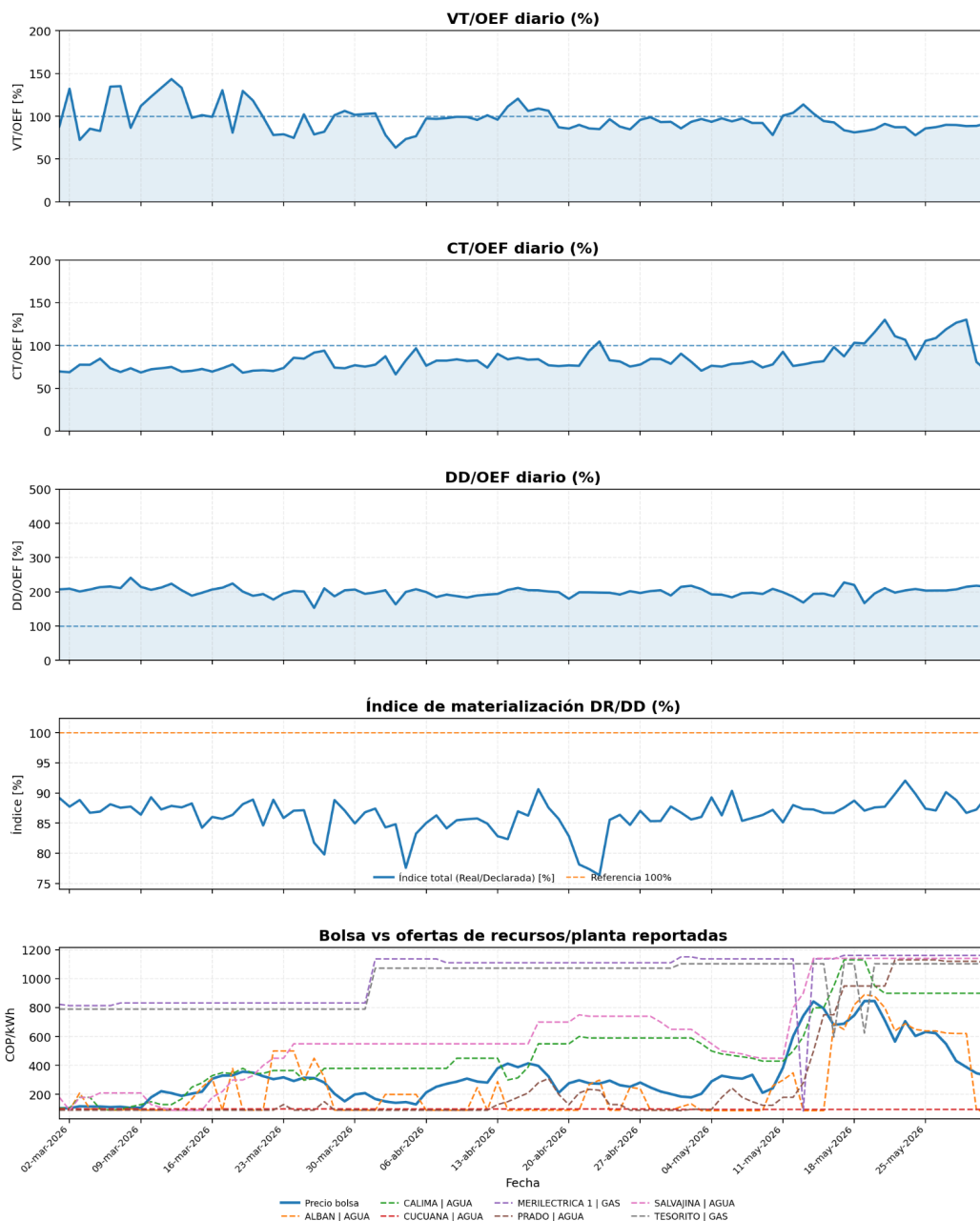
El embalse La Esmeralda cerró el periodo con un porcentaje de volumen útil de 57,9%. Durante marzo y buena parte de abril se observa una reducción gradual del volumen almacenado; posteriormente, durante mayo, la trayectoria cambia y el embalse presenta una recuperación importante. Este comportamiento coincide con un aumento de los aportes hídricos hacia el cierre, después de varias semanas con aportes más contenidos y una operación de turbinamiento variable.

En el componente económico, la oferta de Chivor se mantiene en niveles relativamente bajos durante parte de marzo y abril, pero aumenta de forma marcada en mayo, en un contexto de incremento del precio de bolsa. La generación presenta una alta variabilidad diaria, con varios episodios de reducción y recuperación, mientras que la disponibilidad real se mantiene en niveles altos. En el panel se observan además ventanas del programa de mantenimiento aprobado XM sobre unidades de la central, las cuales deben leerse como programación aprobada y no como confirmación de ejecución.

Celsia:

CELSIA participa en el análisis con un portafolio mixto compuesto por Alban, Calima, Cucuana, Merilétrica 1, Prado, Salvajina y Tesorito. La combinación de recursos hídricos y térmicos permite observar estrategias de oferta diferenciadas entre plantas y una posición comercial que no depende de una sola tecnología.

Figura 4-20 Comparación de variables CELSIA
CELSIA | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El VT/OEF de CELSIA se ubicó la mayor parte del trimestre alrededor del 80% al 110%, con picos superiores durante marzo y una trayectoria algo más moderada hacia el cierre. En términos generales, el agente mantiene un nivel de ventas cercano a sus obligaciones, aunque con variaciones diarias relevantes.

El CT/OEF permaneció en niveles inferiores al 100% durante buena parte del periodo, alrededor de 70% a 90%, y presentó incrementos puntuales hacia finales de mayo que superan la referencia del 100%. La lectura sugiere una cobertura contractual que normalmente no cubre la totalidad de las

OEF y que, por tanto, deja una fracción del portafolio expuesta a las condiciones del mercado de corto plazo.

El DD/OEF se mantiene ampliamente por encima del 100%, generalmente cerca de 200%, lo que evidencia un respaldo declarado superior a las obligaciones. Sin embargo, el DR/DD se encuentra de manera persistente por debajo del 100%, en un rango aproximado de 80% a 92%. Este comportamiento muestra una diferencia sostenida entre la disponibilidad real y la declarada, con algunos descensos puntuales más pronunciados.

En el componente de precios se observa una alta heterogeneidad entre recursos. Las plantas térmicas se ubican en niveles elevados durante buena parte del trimestre, mientras que varios recursos hídricos presentan cambios importantes y episodios de convergencia con el precio de bolsa. La diversidad del portafolio se refleja, por tanto, en trayectorias de oferta claramente diferenciadas.

Tabla 4-8 Estadísticos precios de oferta CELSIA

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
MERILECTRICA 1	1.019,06	1.109,89	175,31	86,22	1.160,74
TESORITO	976,32	1.072,03	151,65	596,75	1.102,69
SALVAJINA	610,27	550,00	322,68	91,66	1.140,00
CALIMA	495,31	450,00	259,48	91,66	1.130,00
PRADO	293,67	91,66	361,48	88,19	1.130,00
ALBAN	239,37	91,66	225,43	88,19	889,00
CUCUANA	98,32	99,15	1,54	96,19	99,66

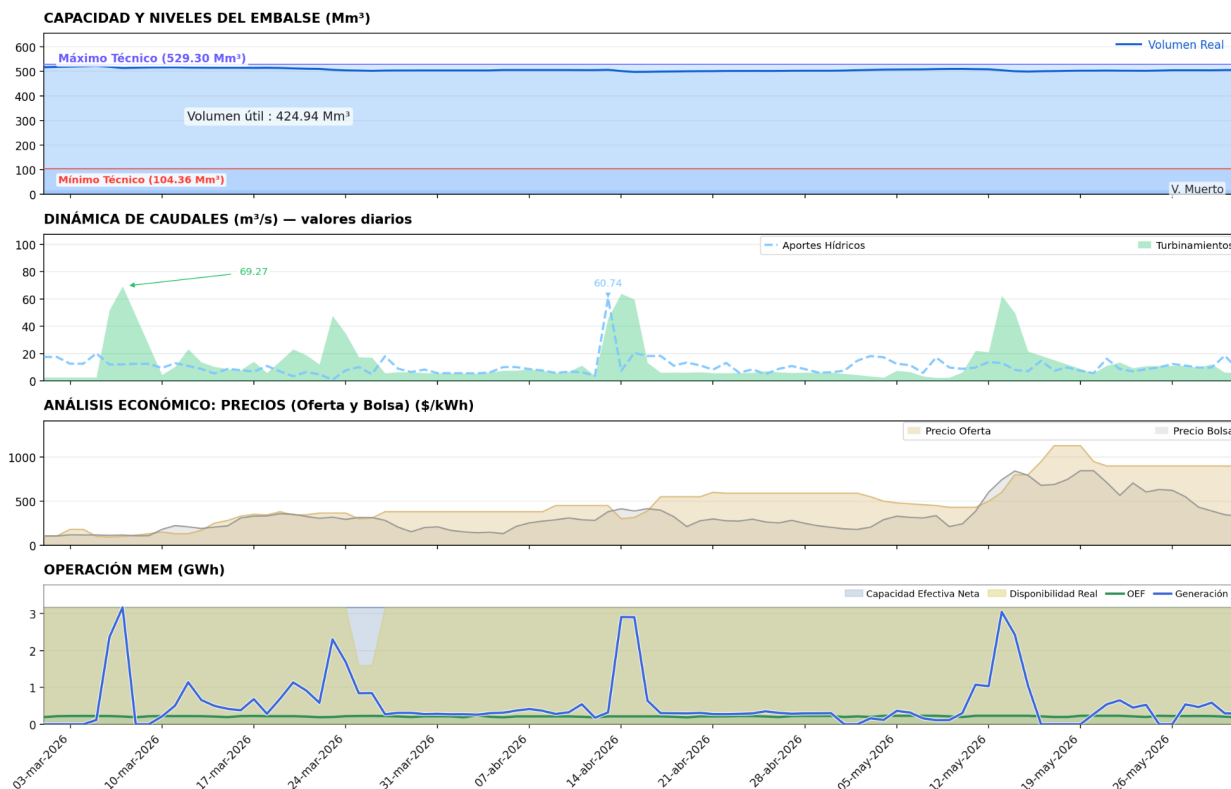
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Merilétrica 1 presentó el mayor precio promedio del portafolio analizado, con 1.019,06 \$/kWh, seguida de Tesorito con 976,32 \$/kWh. En ambos casos las medianas se mantienen por encima de 1.000 \$/kWh, lo que confirma una señal de oferta elevada durante gran parte del trimestre.

Entre los recursos hídricos, Salvajina registró un promedio de 610,27 \$/kWh y una desviación estándar de 322,68 \$/kWh, mientras que Calima presentó un promedio de 495,31 \$/kWh y una dispersión de 259,48 \$/kWh. Prado mostró la mayor desviación estándar de la tabla, 361,48 \$/kWh, con una mediana de apenas 91,66 \$/kWh, reflejando episodios puntuales de oferta alta sobre una base de precios generalmente baja. En contraste, Cucuana se mantuvo en niveles estables, con un promedio de 98,32 \$/kWh y una desviación estándar de 1,54 \$/kWh.

Figura 4-21 Comparación de variables operativas CELSIA, Calima

Embalse: CALIMA | Hidroeléctrica: CALIMA | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVolumenUtil = 94.5% (al 31-may-2026)



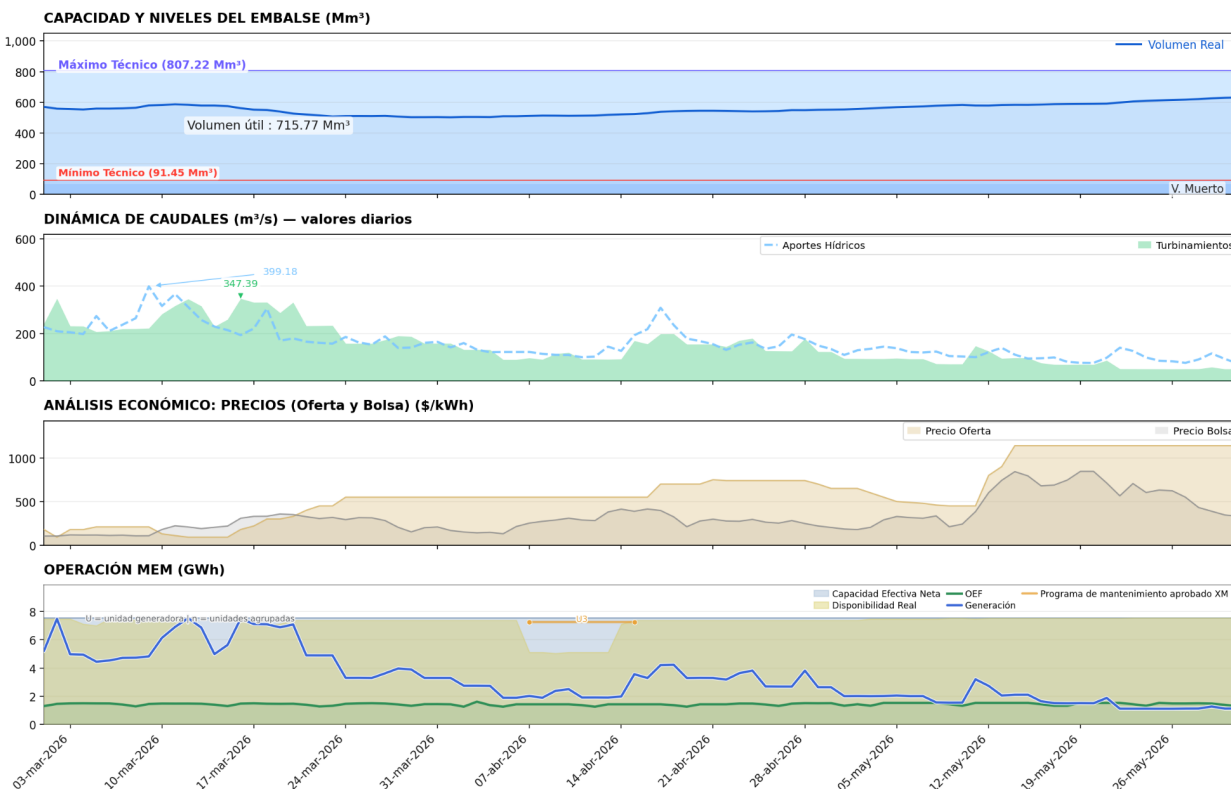
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El embalse Calima cerró mayo con un porcentaje de volumen útil de 94,5% y se mantuvo durante todo el trimestre en niveles altos, cercanos a su máximo técnico. El almacenamiento presenta poca variación, a pesar de que los aportes y los turbinamientos muestran episodios puntuales de mayor magnitud. La generación es baja durante buena parte del periodo y se concentra en algunos picos específicos.

En precios, la oferta aumenta gradualmente desde abril y alcanza niveles superiores a 1.000 \$/kWh durante mayo. En varios momentos la oferta se ubica por encima del precio de bolsa, mientras que la operación permanece intermitente. La combinación de un embalse con alto nivel de almacenamiento y una generación episódica sugiere una administración selectiva del recurso durante el periodo analizado.

Figura 4-22 Comparación de variables operativas CELSIA, Salvajina

Embalse: SALVAJINA | Hidroeléctrica: SALVAJINA | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 75.5% (al 31-may-2026)

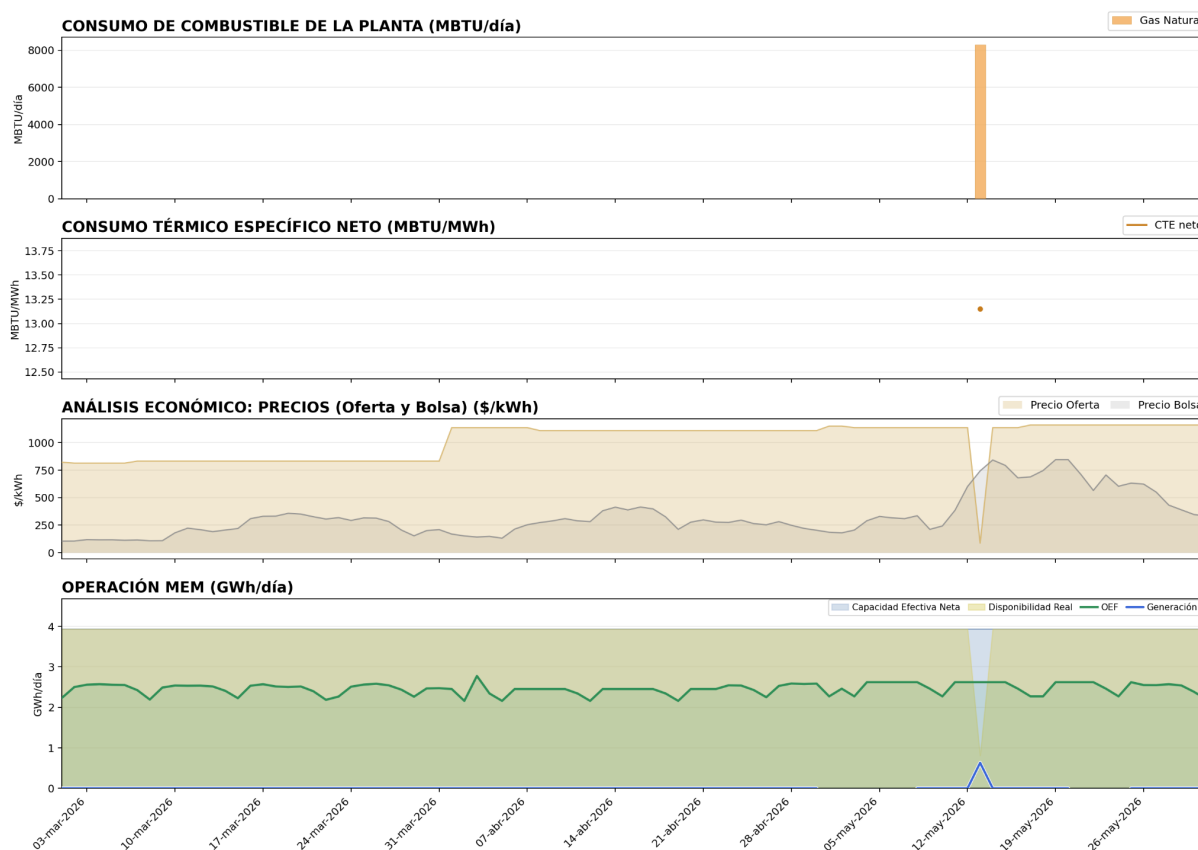


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Salvajina cerró el trimestre con 75,5% de volumen útil. A diferencia de Calima, el embalse muestra una trayectoria ascendente del volumen almacenado, especialmente desde abril. Durante marzo los turbinamientos son elevados y la generación se mantiene en niveles altos; posteriormente, la operación se reduce y el volumen del embalse continúa aumentando.

Los aportes hídricos presentan mayor intensidad al inicio del trimestre y varios repuntes posteriores. En el componente económico, el precio de oferta aumenta desde abril y alcanza niveles altos en mayo, al mismo tiempo que el precio de bolsa presenta su principal episodio de incremento. La generación, sin embargo, permanece más contenida que durante las primeras semanas, lo que evidencia una dinámica operativa distinta a la observada al inicio del periodo.

Figura 4-23 Comparación de variables operativas CELSIA, Merilectrica 1
Planta Térmica: MERILECTRICA 1 | Recursos: Gas Natural | 2026-03-01 - 2026-05-31



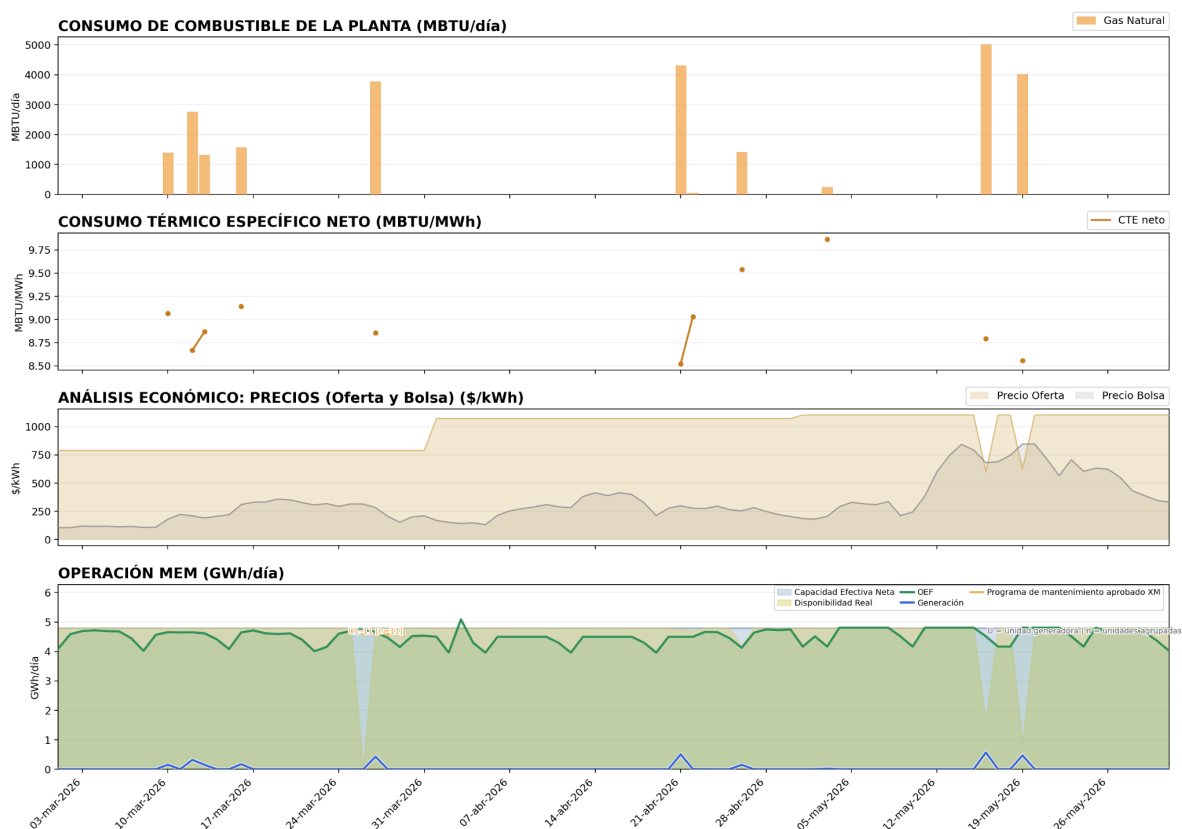
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Meriléctrica 1 mantiene una capacidad efectiva neta cercana a 4 GWh/día y una disponibilidad real relativamente estable durante casi todo el trimestre. Sin embargo, su generación fue prácticamente nula y solo se observa una operación puntual hacia mediados de mayo, acompañada de un aumento importante en el consumo de gas natural.

El CTE neto se ubicó alrededor de 13,2 MBTU/MWh en ese episodio de operación. Por su parte, el precio de oferta se mantuvo buena parte del periodo por encima del precio de bolsa.

En un escenario de preparación frente a un posible fenómeno de El Niño, Meriléctrica aparece como una planta con capacidad y disponibilidad, pero con poca dinámica de generación durante el trimestre. Por ello, será importante seguir su disponibilidad real, el suministro de gas y su respuesta si aumenta el requerimiento térmico del sistema.

Figura 4-24 Comparación de variables operativas CELSIA, Tesorito
Planta Térmica: TESORITO | Recursos: Gas Natural | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Por su parte, Tesorito mantiene una capacidad efectiva neta cercana a 4,8 GWh/día y una disponibilidad real alta durante buena parte del trimestre, aunque se observan reducciones puntuales hacia finales de marzo y durante mayo, coincidentes con ventanas del programa de mantenimiento aprobado XM.

La generación es intermitente y de baja frecuencia, con algunos episodios puntuales de operación que se reflejan también en el consumo de gas natural. El CTE neto se ubica principalmente entre 8,5 y 9,9 MBTU/MWh, mostrando un desempeño térmico relativamente estable en los días en que la planta opera.

De cara a un posible fenómeno de El Niño, Tesorito muestra capacidad disponible, pero todavía poca dinámica continua de generación en el mercado. Su seguimiento será importante, especialmente en disponibilidad real, suministro de gas y capacidad de sostener una operación más frecuente si aumenta el requerimiento térmico del sistema.

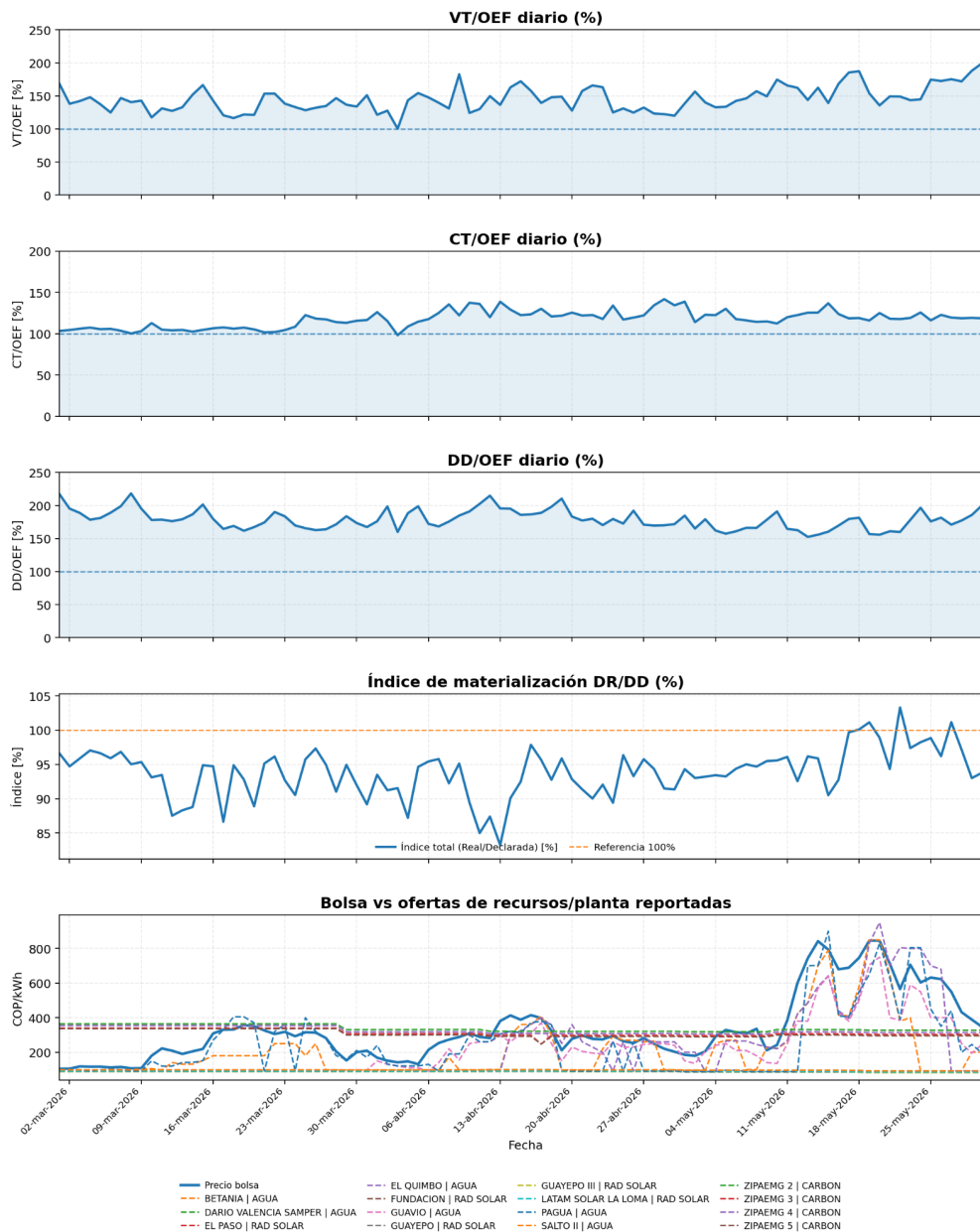
Enel:

ENEL participa en el análisis con un portafolio diversificado que incluye Betania, Darío Valencia Samper, El Paso, El Quimbo, Fundación, Guavio, Guayepo, Guayepo III, Latam Solar La Loma, Pagua, Salto II y las unidades ZIPAEMG 2, 3, 4 y 5. La canasta combina recursos hídricos, solares

y térmicos a carbón, por lo que la comparación de ofertas debe leerse teniendo en cuenta las diferencias tecnológicas del portafolio.

Figura 4-25 Comparación de variables – ENEL

ENEL | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El VT/OEF de ENEL se mantuvo por encima del 100% durante casi todo el trimestre, con valores generalmente entre 120% y 180% y una tendencia creciente hacia finales de mayo. Este comportamiento refleja una posición comercial predominantemente vendedora frente a sus obligaciones.

El CT/OEF también se ubica en niveles elevados, alrededor o por encima del 100%, con varios episodios próximos a 130% y 140%. En comparación con otros agentes, ENEL presenta una cobertura contractual importante durante buena parte del trimestre.

El DD/OEF se mantuvo de forma consistente por encima del 100%, principalmente entre 160% y 220%, lo que evidencia un respaldo declarado amplio. El DR/DD, sin embargo, presenta una mayor variabilidad: durante marzo y abril se observan varios descensos por debajo de 90%, mientras que hacia finales de mayo el indicador se aproxima con mayor frecuencia al 100%. La señal muestra una mejora en la materialización de la disponibilidad hacia el cierre del periodo.

En precios, el portafolio presenta trayectorias heterogéneas. Las unidades ZIPAEMG mantienen ofertas relativamente estables y superiores a 300 \$/kWh, mientras que varios recursos hídricos cambian de nivel durante el trimestre y presentan máximos elevados. Los recursos solares se ubican en el rango inferior de precios y muestran baja dispersión.

Tabla 4-9 Estadísticos precios de oferta ENEL

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
ZIPAEMG 2	337,20	330,59	18,29	318,54	364,00
ZIPAEMG 4	325,09	317,28	19,60	305,95	354,00
ZIPAEMG 3	312,23	305,91	19,00	247,36	339,00
ZIPAEMG 5	306,75	299,10	20,35	247,36	336,00
PAGUA	246,62	165,00	197,20	88,19	900,00
EL QUIMBO	229,60	91,83	214,00	88,19	950,00
GUAVIO	221,16	192,50	150,51	91,15	750,00
BETANIA	213,13	135,50	172,89	91,66	850,00
SALTO II	96,78	98,13	2,30	91,54	99,15
DARIO VALENCIA SAMPER	96,78	98,13	2,30	91,54	99,15
EL PASO	89,36	90,44	1,72	85,78	91,46
LATAM SOLAR LA LOMA	89,36	90,44	1,72	85,78	91,46
FUNDACION	87,17	88,52	2,30	81,93	89,54
GUAYEPO III	87,17	88,52	2,30	81,93	89,54
GUAYEPO	87,17	88,52	2,30	81,93	89,54

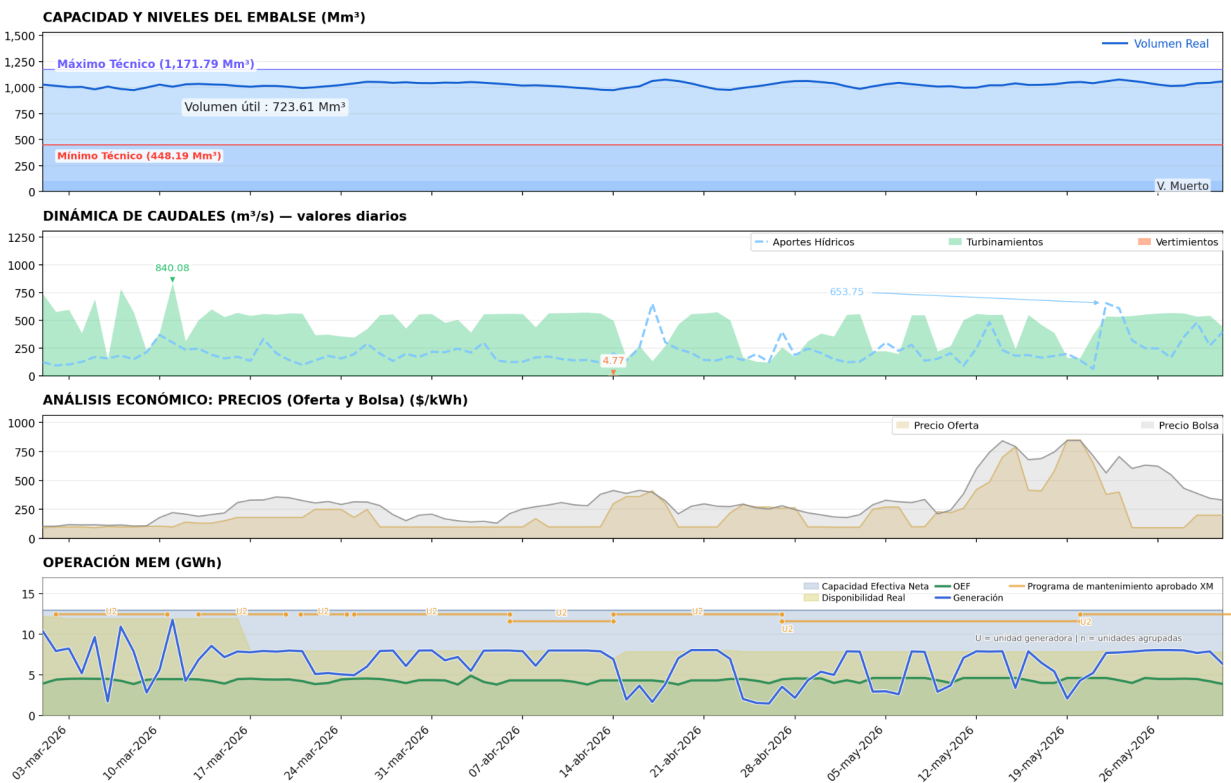
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Las unidades ZIPAEMG presentan los mayores precios promedio dentro del portafolio analizado. ZIPAEMG 2 registra 337,20 \$/kWh, seguida de ZIPAEMG 4 con 325,09 \$/kWh, ZIPAEMG 3 con 312,23 \$/kWh y ZIPAEMG 5 con 306,75 \$/kWh. En estas unidades la dispersión es reducida en comparación con los recursos hídricos.

Pagua, El Quimbo, Guavio y Betania presentan promedios entre 213,13 \$/kWh y 246,62 \$/kWh, pero con desviaciones estándar elevadas. El Quimbo alcanza un máximo de 950,00 \$/kWh, Betania de 850,00 \$/kWh y Guavio de 750,00 \$/kWh. Por su parte, los recursos solares incluidos en la tabla se mantienen alrededor de 87 a 89 \$/kWh y presentan una variabilidad baja.

Figura 4-26 Comparación de variables operativas – ENEL, Betania

Embalse: BETANIA | Hidroeléctrica: BETANIA | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 84.4% (al 31-may-2026)



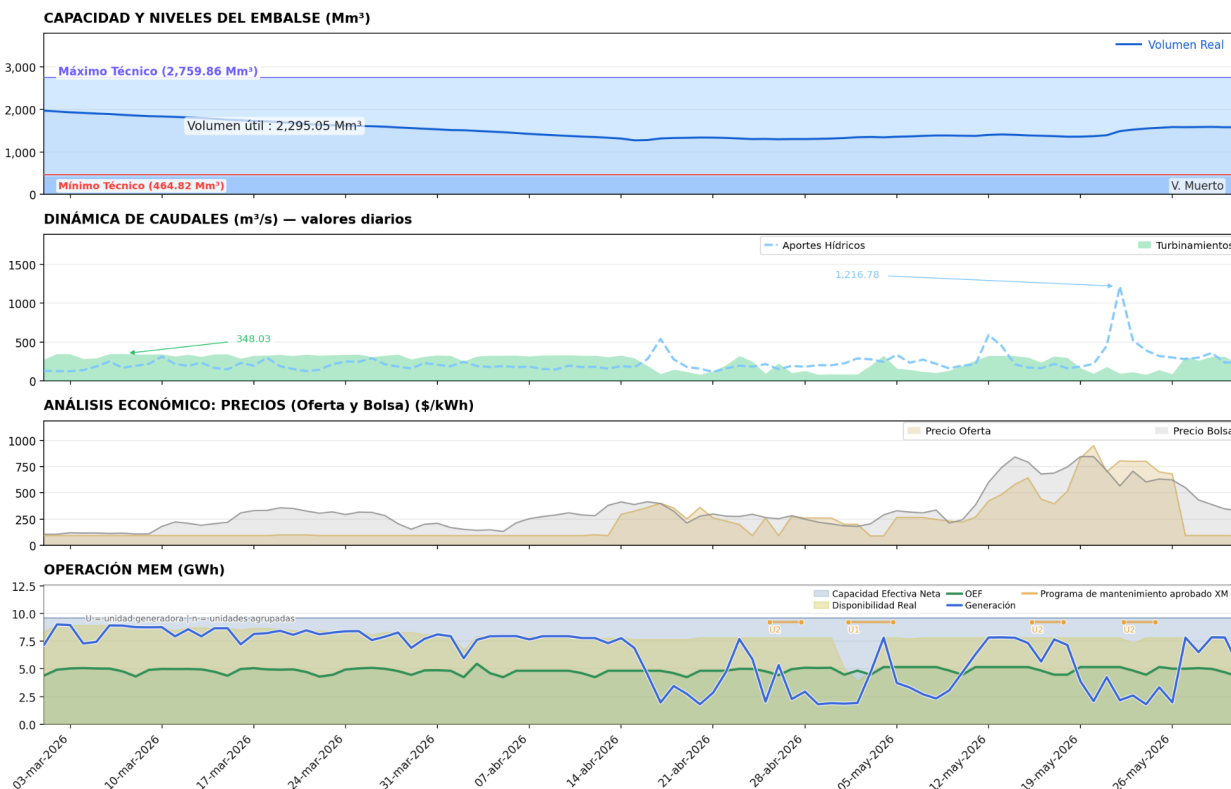
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El embalse Betania cerró el trimestre con 84,4% de volumen útil y mantuvo un nivel relativamente estable durante el periodo. Aunque se observan variaciones semanales, el almacenamiento permanece en una banda alta y no presenta una tendencia sostenida de agotamiento. Los turbinamientos son importantes durante buena parte del trimestre, mientras que los aportes muestran una mayor irregularidad y algunos picos en abril y mayo.

La generación presenta varios cambios de nivel, con caídas marcadas en algunos días de abril y mayo. El precio de oferta aumenta en los episodios de mayor precio de bolsa, especialmente durante mayo, aunque en distintos momentos permanece por debajo de la referencia del mercado. El panel también muestra varias ventanas del programa de mantenimiento aprobado XM asociadas a unidades de la central.

Figura 4-27 Comparación de variables operativas – ENEL, El Quimbo

Embalse: ELQUIMBO | Hidroeléctrica: EL QUIMBO | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 48.9% (al 31-may-2026)

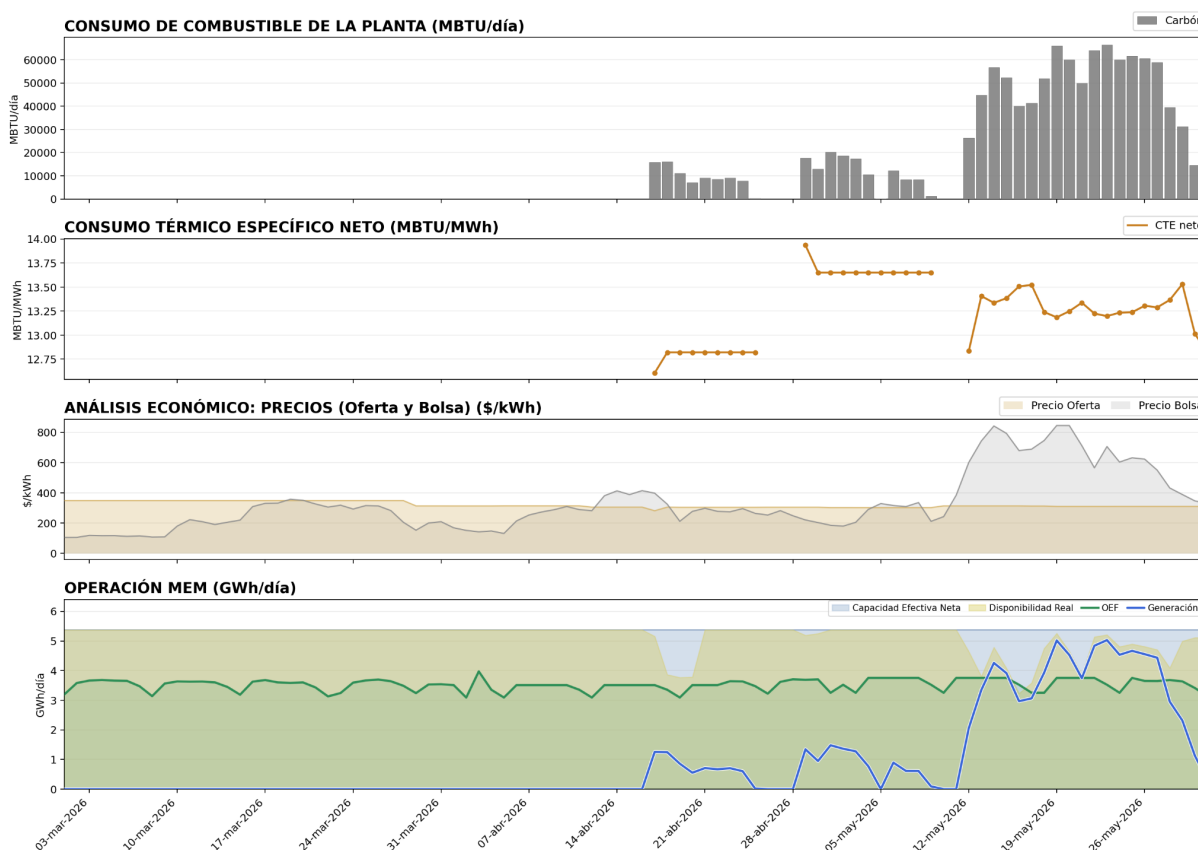


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El Quimbo finalizó mayo con un porcentaje de volumen útil de 48,9%. El volumen del embalse disminuye durante marzo y la primera mitad de abril, se estabiliza posteriormente y muestra una recuperación parcial hacia finales de mayo. Los aportes hídricos son variables y presentan picos relevantes en abril y, especialmente, al cierre del trimestre.

En la operación MEM se observan reducciones frecuentes de la generación durante abril y mayo, con varios episodios cercanos a niveles mínimos y posteriores recuperaciones. El precio de oferta presenta alta variabilidad y acompaña parcialmente los movimientos del precio de bolsa. La combinación de menor nivel relativo de almacenamiento, generación variable y varias ventanas del programa de mantenimiento aprobado XM hace de El Quimbo un caso relevante para el seguimiento operativo del agente.

Figura 4-28 Comparación de variables operativas – ENEL, Zipaemg
Planta Térmica: ZIPAEMG | Recursos: Carbón | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

ZIPAEMG mantiene una capacidad efectiva neta cercana a 5,4 GWh/día, con una disponibilidad real alta durante buena parte del trimestre, aunque presenta algunas reducciones puntuales entre finales de abril y mayo.

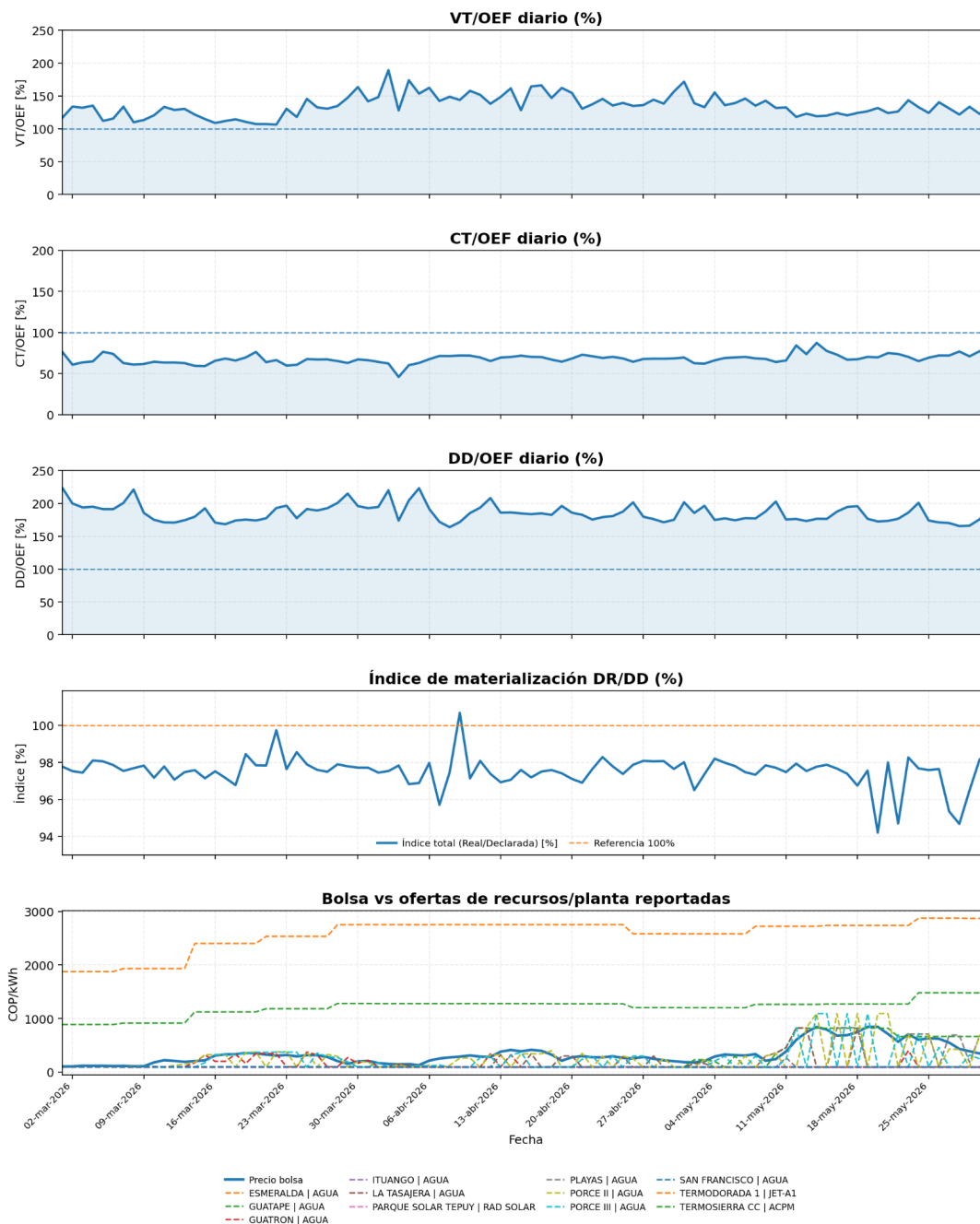
A diferencia de otras térmicas analizadas, la planta muestra una mayor dinámica de generación desde finales de abril y especialmente durante mayo, acompañada de un incremento importante en el consumo de carbón. El CTE neto se mueve aproximadamente entre 12,6 y 13,9 MBTU/MWh, con cierta mejora hacia el cierre del periodo.

De cara a un posible fenómeno de El Niño, ZIPAEMG aparece como una térmica con capacidad disponible y una participación efectiva creciente en el mercado. Durante mayo, además, el precio de bolsa supera en varios momentos su precio de oferta, coincidiendo con los mayores niveles de generación observados.

EPM:

EPM participa con Esmeralda, Guatapé, Guatrón, Ituango, La Tasajera, Parque Solar Tepuy, Playas, Porce II, Porce III, San Francisco, Termodorada 1 y Termosierra CC. El portafolio combina una participación hidroeléctrica amplia con activos térmicos y solares, y presenta diferencias marcadas en los precios de oferta entre tecnologías.

Figura 4-29 Comparación de variables - EPM
EPM | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El VT/OEF se mantuvo por encima del 100% durante el trimestre y alcanzó sus mayores niveles entre finales de marzo y abril. Posteriormente se observa una reducción moderada, aunque el indicador continúa por encima de la referencia. La señal corresponde a una posición vendedora sostenida, con un portafolio que mantiene ventas superiores a sus OEF.

El CT/OEF se ubica predominantemente por debajo del 100%, generalmente entre 55% y 80%. Esto muestra que la cobertura contractual no alcanza de forma permanente el nivel de las

obligaciones y que una parte de la posición del agente permanece expuesta a las condiciones de corto plazo.

El DD/OEF se mantiene cerca de 180% a 220%, evidenciando un respaldo declarado amplio. El DR/DD se sitúa la mayor parte del tiempo entre 97% y 99%, con desviaciones puntuales más visibles durante mayo. En términos generales, la disponibilidad real se mantiene cercana a la declarada.

La comparación de precios evidencia dos grupos claramente diferenciados. Termodorada 1 y Termosierra CC se mantienen en niveles superiores al precio de bolsa, mientras que los recursos hídricos presentan ofertas más variables y, en varios casos, cercanas al piso observado en el mercado. Durante el incremento de precios de mayo algunas plantas hidráulicas elevan sus ofertas, aunque persiste una elevada heterogeneidad dentro del portafolio.

Tabla 4-10 Estadísticos precios de oferta EPM

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMODORADA 1	2.573,94	2.730,52	297,30	1.876,40	2.873,21
TERMOSIERRA CC	1.211,79	1.267,95	150,43	888,88	1.480,43
PORCE II	261,39	124,50	259,86	88,19	1.093,00
GUATAPE	246,81	91,66	270,73	88,19	820,00
PORCE III	229,40	95,50	236,67	88,19	1.092,00
PLAYAS	164,87	91,66	202,54	88,19	830,00
LA TASAJERA	146,57	91,66	149,60	88,19	830,00
GUATRON	130,39	94,95	80,90	91,66	400,00
ESMERALDA	95,70	94,95	1,86	93,90	98,22
SAN FRANCISCO	95,70	94,95	1,86	93,90	98,22
ITUANGO	90,57	91,15	1,99	88,19	95,50
PARQUE SOLAR TEPUY	86,08	85,34	1,86	84,28	88,61

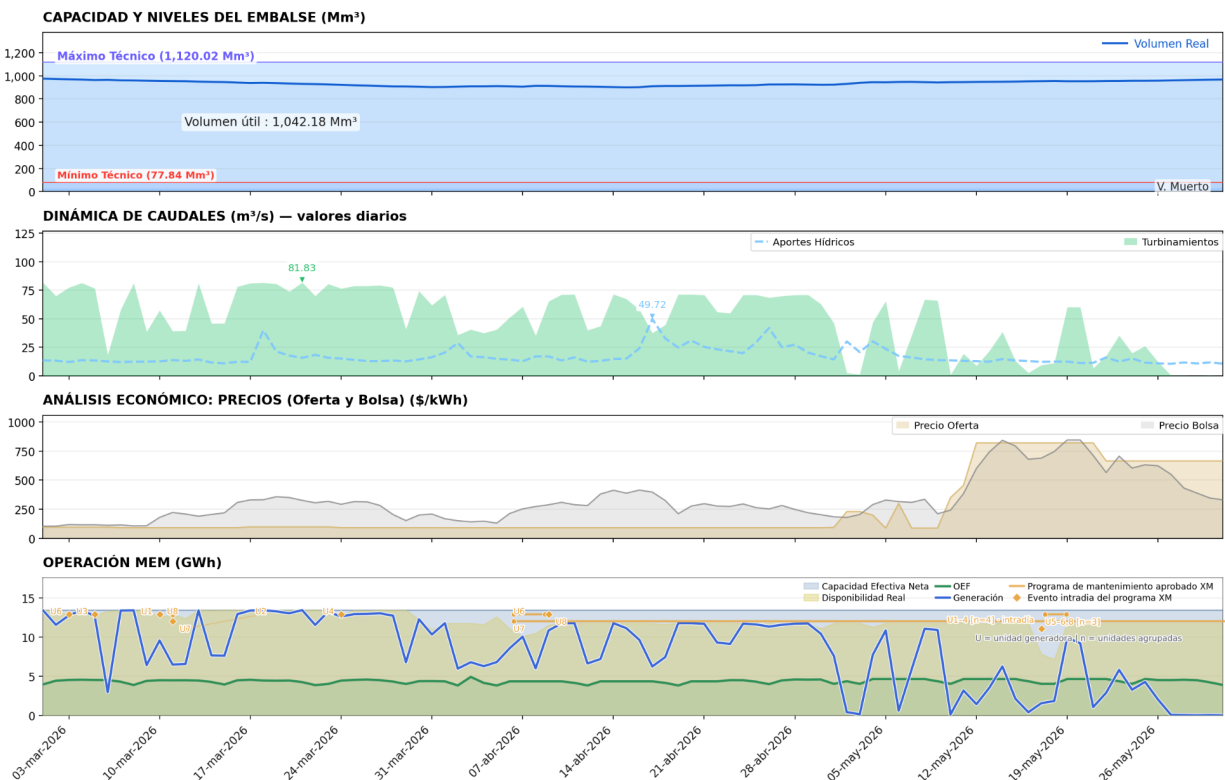
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Termodorada 1 presentó el mayor precio promedio de la canasta, con 2.573,94 \$/kWh, seguida de Termosierra CC con 1.211,79 \$/kWh. Los recursos hídricos muestran precios medios considerablemente menores, aunque algunos presentan alta dispersión: Porce II registra un promedio de 261,39 \$/kWh y una desviación estándar de 259,86 \$/kWh; Guatapé alcanza un promedio de 246,81 \$/kWh y una desviación de 270,73 \$/kWh; y Porce III presenta 229,40 \$/kWh con una dispersión de 236,67 \$/kWh.

Ituango se ubica en el extremo inferior de las plantas hidráulicas analizadas, con un promedio de 90,57 \$/kWh y una desviación estándar de apenas 1,99 \$/kWh. La diferencia entre estos comportamientos muestra que EPM no presenta una única estrategia de oferta para su portafolio, sino señales diferenciadas según recurso y tecnología.

Figura 4-30 Comparación de variables operativas – EPM, Peñol

Embalse: PENOL | Hidroeléctrica: GUATAPE | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 85.4% (al 31-may-2026)



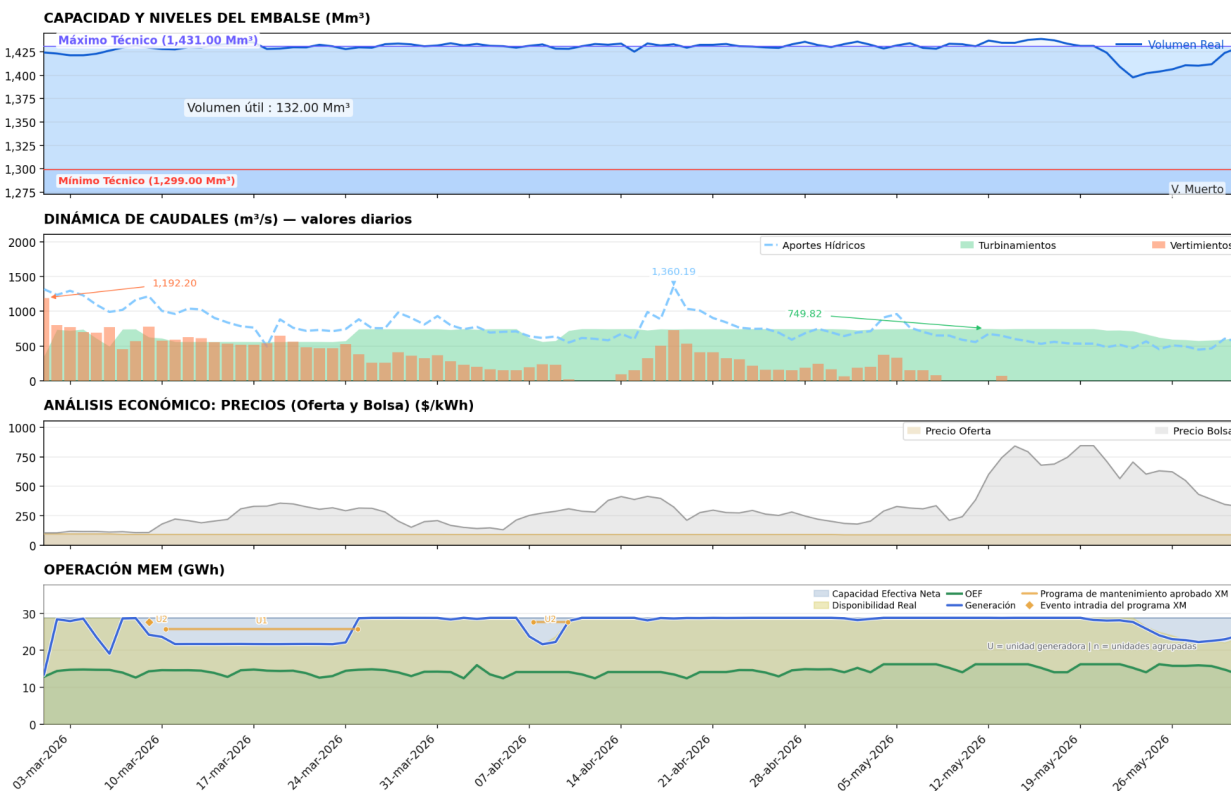
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El embalse Peñol cerró el trimestre con 85,4% de volumen útil. El almacenamiento se mantiene en niveles altos y presenta una ligera tendencia ascendente hacia mayo. Los turbinamientos son importantes y variables durante buena parte del periodo, mientras que los aportes hídricos muestran picos específicos y, en general, niveles inferiores al turbinamiento observado.

La generación fue alta durante marzo y luego se volvió más irregular, con varias caídas durante abril y mayo. En el componente económico, la oferta permanece en niveles bajos durante buena parte del trimestre y aumenta de forma importante durante mayo. En el panel también se observan varias ventanas del programa de mantenimiento aprobado XM, distribuidas a lo largo del periodo.

Figura 4-31 Comparación de variables operativas – EPM, Ituango

Embalse: ITUANGO | Hidroeléctrica: ITUANGO | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 98.4% (al 31-may-2026)

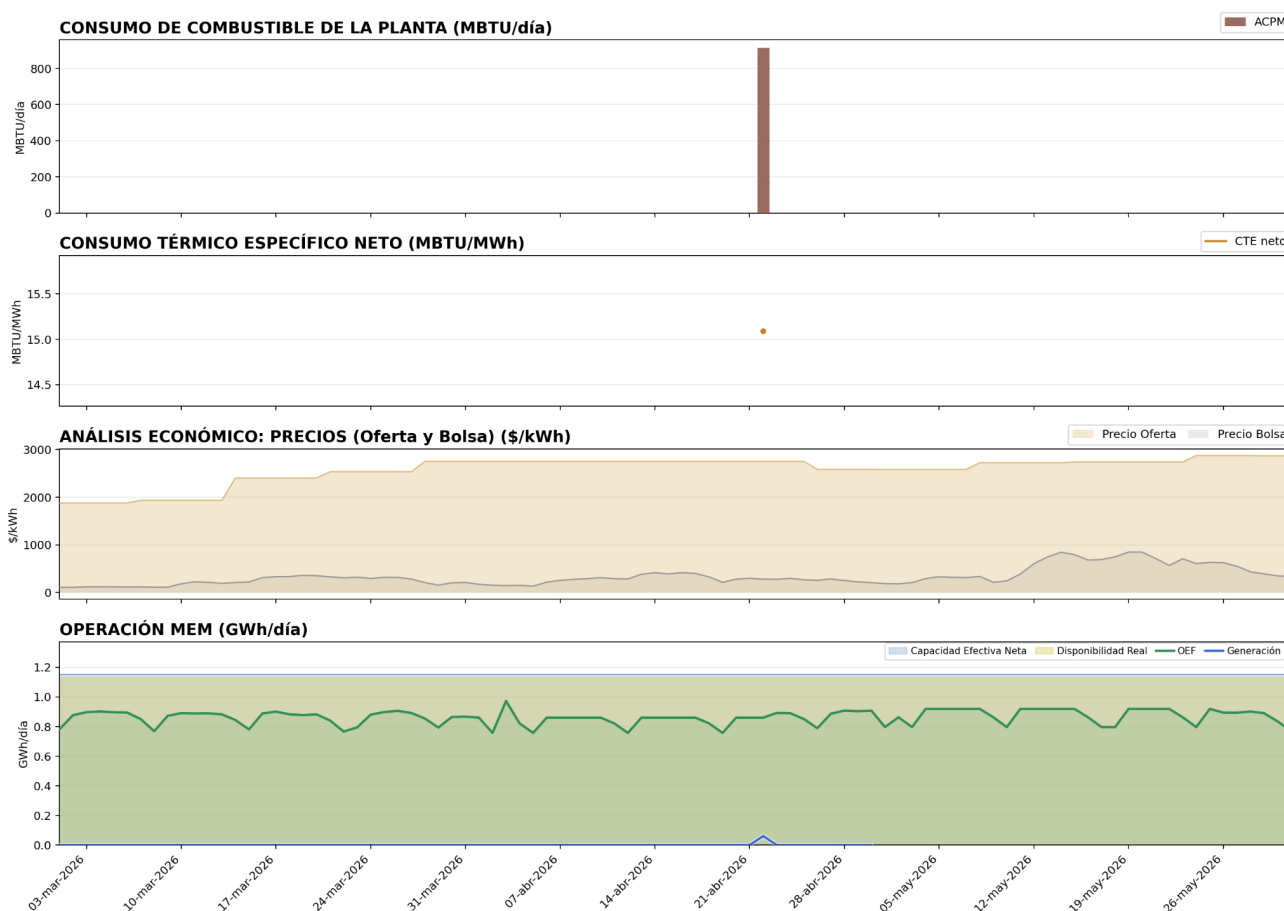


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Ituango cerró mayo con 98,4% de volumen útil y permaneció cerca de su máximo técnico durante casi todo el trimestre. La dinámica de caudales muestra turbinamientos elevados y, durante abril y comienzos de mayo, episodios visibles de vertimiento. Los aportes hídricos presentan varios incrementos de magnitud, especialmente en abril.

La generación se mantiene en niveles altos y cercanos a la capacidad disponible durante gran parte del periodo, con pocas reducciones puntuales. El precio de oferta permanece en niveles bajos y estables frente al aumento del precio de bolsa observado en mayo. Esta combinación de alto almacenamiento, vertimientos y generación elevada convierte a Ituango en uno de los casos operativos más relevantes del trimestre.

Figura 4-32 Comparación de variables operativas – EPM, Termodorada 1
Planta Térmica: TERMODORADA 1 | Recursos: ACPM | 2026-03-01 - 2026-05-31



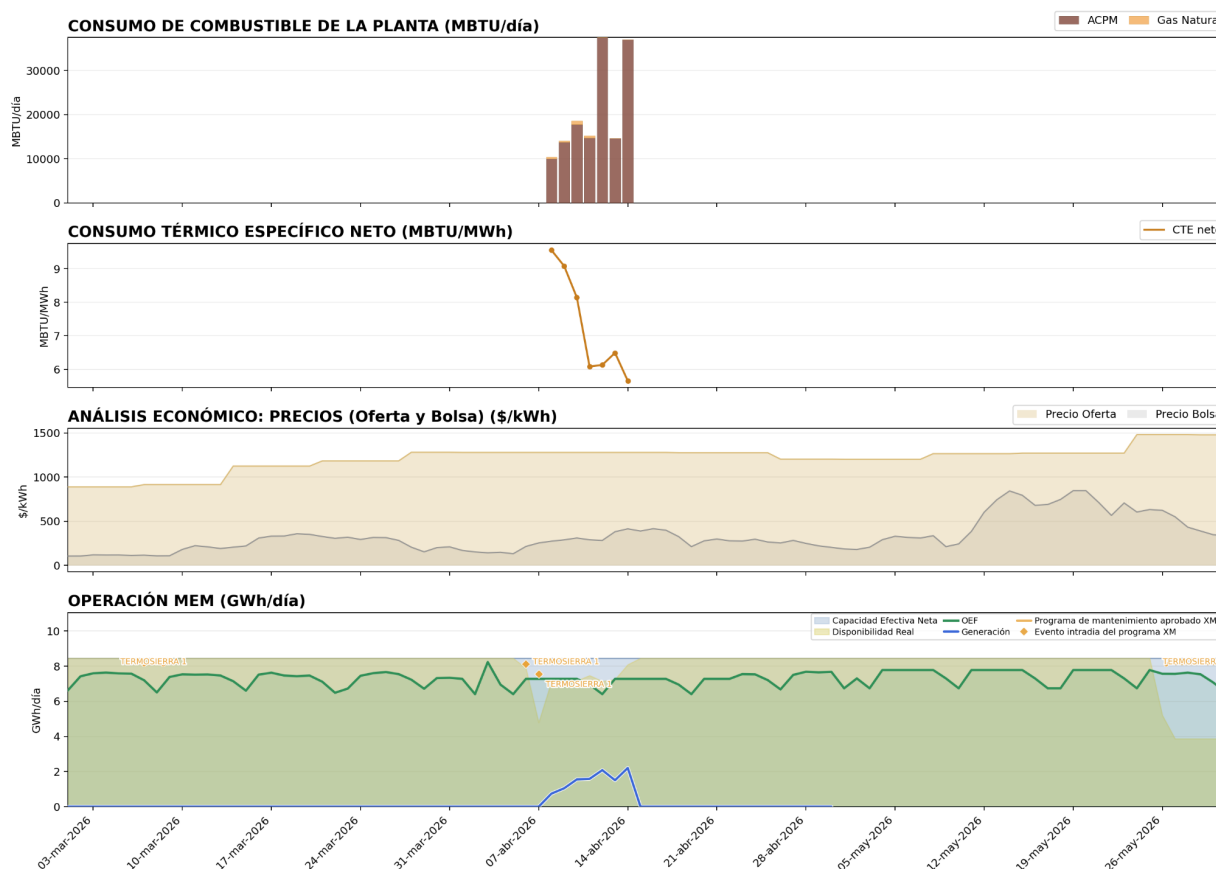
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Termodorada 1 mantiene una capacidad efectiva neta y una disponibilidad real estables, cercanas a 1,1 GWh/día, pero prácticamente no registra generación durante el trimestre. Solo se observa una operación puntual hacia finales de abril, acompañada de consumo de ACPM y un CTE cercano a 15,1 MBTU/MWh.

El precio de oferta se mantiene por encima del precio de bolsa, superando buena parte del periodo los 2.000 \$/kWh, lo que coincide con su baja dinámica en el mercado.

De cara a un posible fenómeno de El Niño, Termodorada aparece como una planta disponible, pero con participación prácticamente nula durante el trimestre. Será importante revisar su capacidad de respuesta, el abastecimiento de ACPM y su desempeño si llega a requerirse una operación más frecuente.

Figura 4-33 Comparación de variables operativas – EPM, Termosierra CC
Planta Térmica: TERMOSIERRA CC | Recursos: Gas Natural | ACPM | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Termosierra mantiene una capacidad efectiva neta cercana a 8,5 GWh/día y una disponibilidad real alta durante la mayor parte del trimestre, aunque presenta algunas reducciones puntuales, especialmente en abril y hacia finales de mayo.

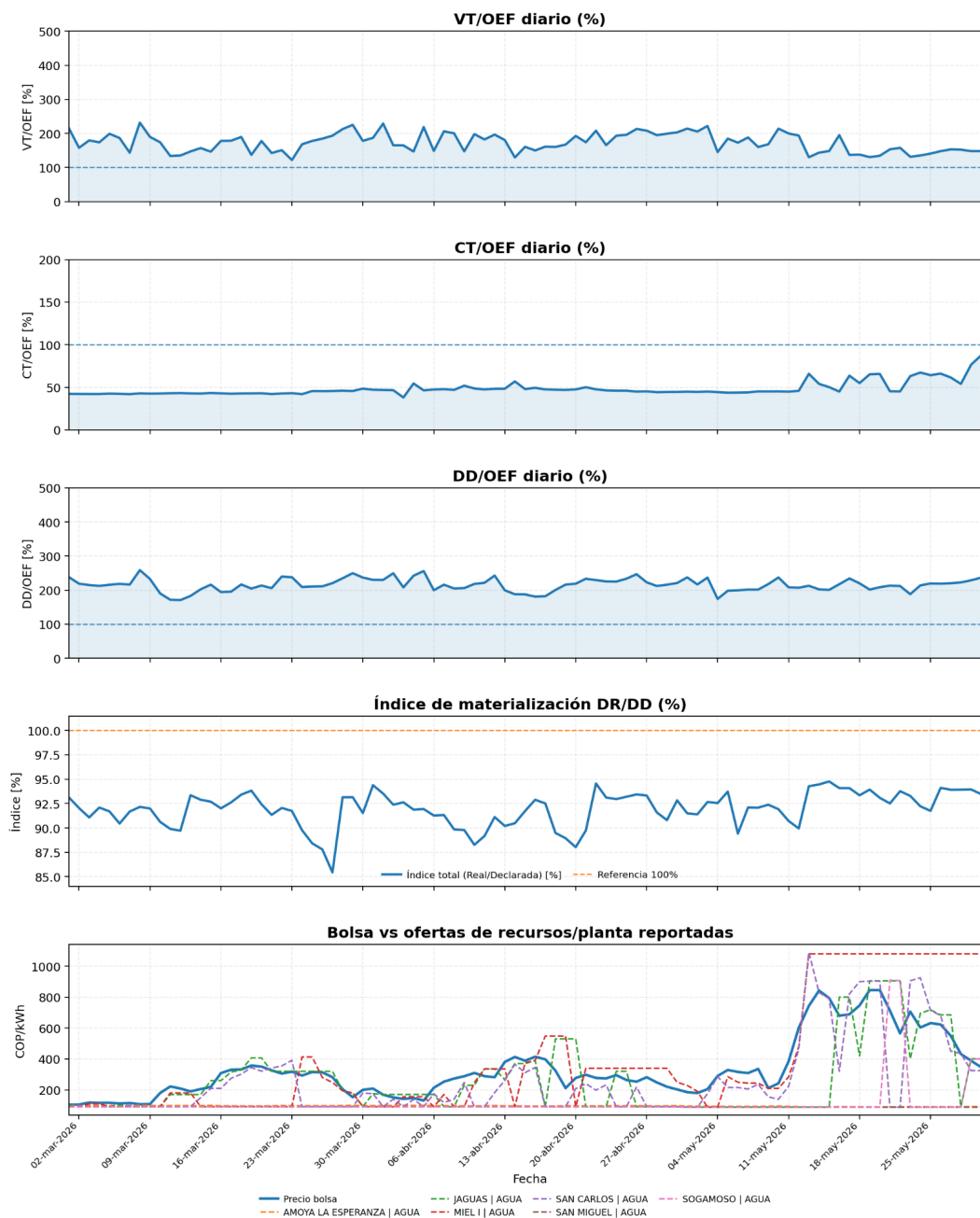
La planta registra generación principalmente durante abril, acompañada de un incremento importante en el consumo de combustible. En esos días, el CTE neto presenta una reducción desde valores cercanos a 9,5 MBTU/MWh hasta niveles próximos a 5,7 MBTU/MWh, mostrando una mejora importante en el desempeño térmico durante el episodio de operación.

Pensando en un posible fenómeno de El Niño, Termosierra es una planta relevante por su capacidad y disponibilidad, aunque durante este trimestre no mostró una operación continua. Será clave seguir sus niveles de disponibilidad, el abastecimiento de combustible y su capacidad para sostener una mayor generación si aumenta la exigencia térmica del sistema.

Isagen:

ISAGEN participa con Amoyá La Esperanza, Jaguas, Miel I, San Carlos, San Miguel y Sogamoso. Se trata de un portafolio predominantemente hidráulico, con activos de regulación y centrales de distinta escala.

Figura 4-34 Comparación de variables – ISAGEN
ISAGEN | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El VT/OEF se mantiene de forma sostenida por encima del 100%, con niveles generalmente entre 130% y 220%. La señal indica una posición comercial vendedora durante todo el trimestre, aunque con variaciones diarias y una moderación hacia finales de mayo.

El CT/OEF permanece por debajo del 100% en la mayor parte del periodo. Durante marzo se ubica alrededor de 40% a 50% y posteriormente aumenta, alcanzando niveles cercanos a 70% hacia el

cierre. A pesar de esta recuperación, una parte importante de las OEF no aparece cubierta mediante contratos dentro de la señal analizada.

El DD/OEF se ubica e por encima de 200%, reflejando un respaldo declarado amplio. Sin embargo, el DR/DD permanece casi todo el trimestre por debajo del 100%, generalmente entre 88% y 95%. La diferencia entre disponibilidad real y declarada es, por tanto, persistente y no corresponde únicamente a un episodio puntual.

En precios, el portafolio presenta alta dispersión entre plantas. Miel I, Jaguas y San Carlos registran episodios de ofertas elevadas, especialmente durante mayo, mientras que Amoyá La Esperanza y San Miguel permanecen en niveles bajos y estables. Sogamoso combina una mediana baja con un máximo elevado, reflejando cambios puntuales de oferta.

Tabla 4-11 Estadísticos precios de oferta ISAGEN

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
MIEL I	390,12	245,75	372,41	88,19	1.080,00
JAGUAS	267,64	170,50	225,74	88,19	905,00
SAN CARLOS	262,99	175,55	245,97	88,19	1.090,00
SOGAMOSO	117,50	91,15	129,09	88,19	910,00
AMOYA LA ESPERANZA	95,89	97,06	3,18	89,34	100,05
SAN MIGUEL	90,32	91,15	1,54	88,19	91,66

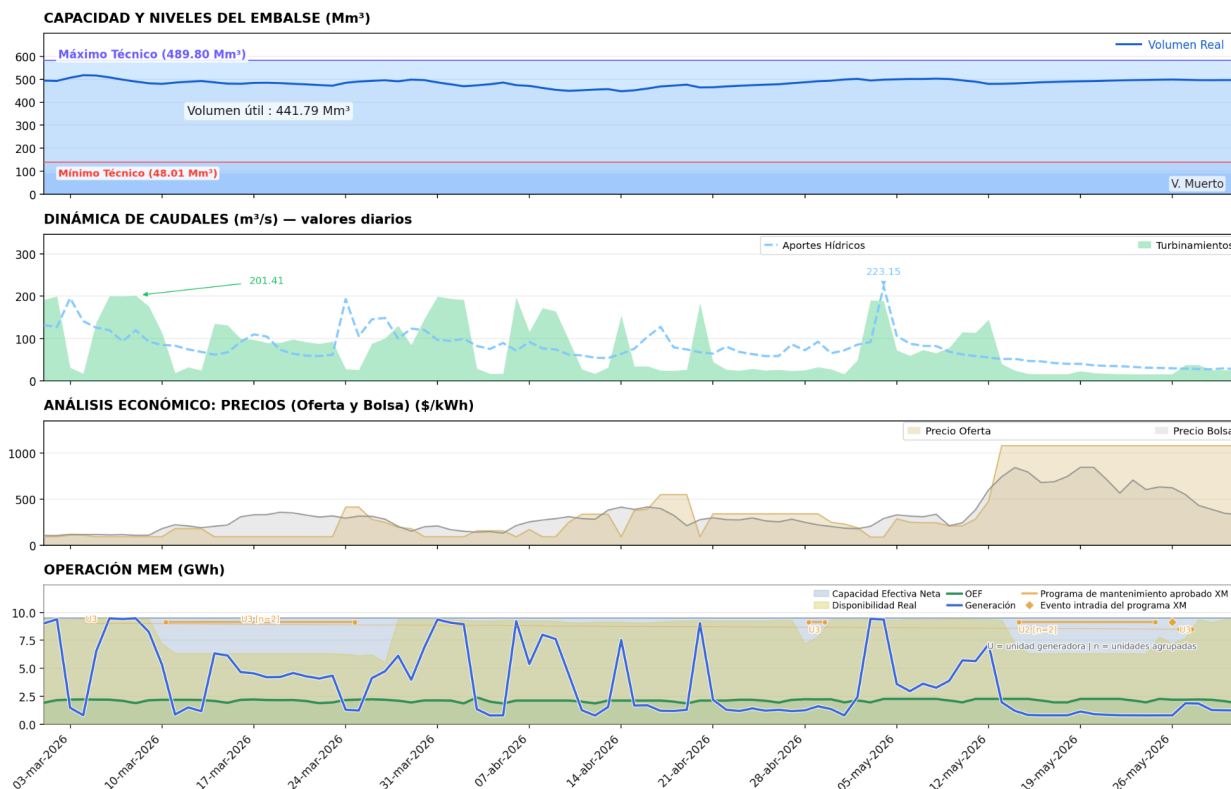
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Miel I registra el mayor precio promedio, con 390,12 \$/kWh, una mediana de 245,75 \$/kWh y una desviación estándar de 372,41 \$/kWh. El máximo alcanza 1.080,00 \$/kWh, lo que evidencia una distribución fuertemente influenciada por episodios de oferta alta. Jaguas y San Carlos también presentan alta dispersión, con desviaciones de 225,74 \$/kWh y 245,97 \$/kWh, respectivamente.

Sogamoso presenta un promedio de 117,50 \$/kWh y una mediana de 91,15 \$/kWh, pero alcanza un máximo de 910,00 \$/kWh. En contraste, Amoyá La Esperanza y San Miguel muestran ofertas estables, con desviaciones estándar de 3,18 \$/kWh y 1,54 \$/kWh.

Figura 4-35 Comparación de variables operativas – ISAGEN, Amani

Embalse: AMANI | Hidroeléctrica: MIEL I | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 80.4% (al 31-may-2026)



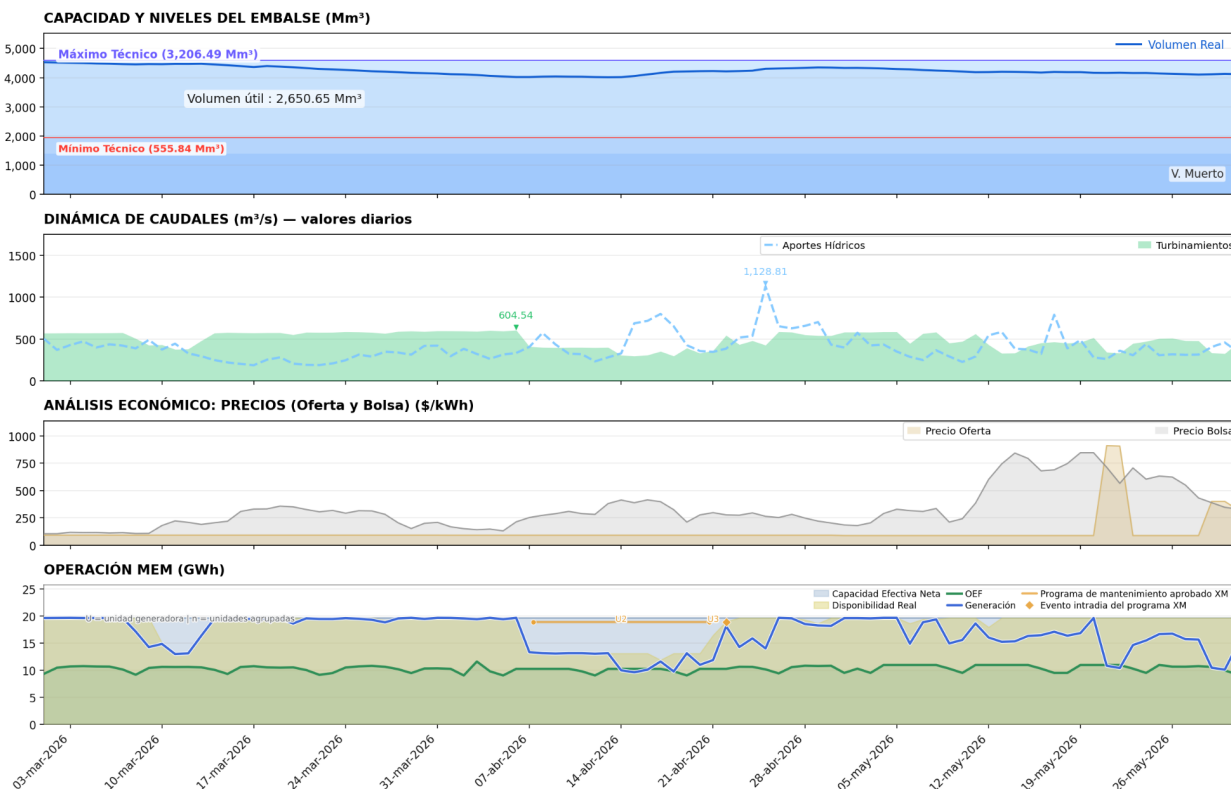
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El embalse Amani, asociado a Miel I, cerró el trimestre con 80,4% de volumen útil. El almacenamiento se mantuvo en niveles altos y relativamente estables, con una reducción durante abril y una recuperación posterior. Los aportes hídricos y los turbinamientos presentan alta variabilidad, con varios picos de magnitud a lo largo del periodo.

La generación es igualmente variable, alternando episodios cercanos a la capacidad disponible con días de producción reducida. El precio de oferta se incrementa durante mayo y alcanza valores elevados en el mismo periodo en que el precio de bolsa presenta su principal aumento. En el panel aparecen además ventanas del programa de mantenimiento aprobado XM sobre unidades de la central.

Figura 4-36 Comparación de variables operativas – ISAGEN, Sogamoso

Embalse: TOPOCORO | Hidroeléctrica: SOGAMOSO | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 82.0% (al 31-may-2026)



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

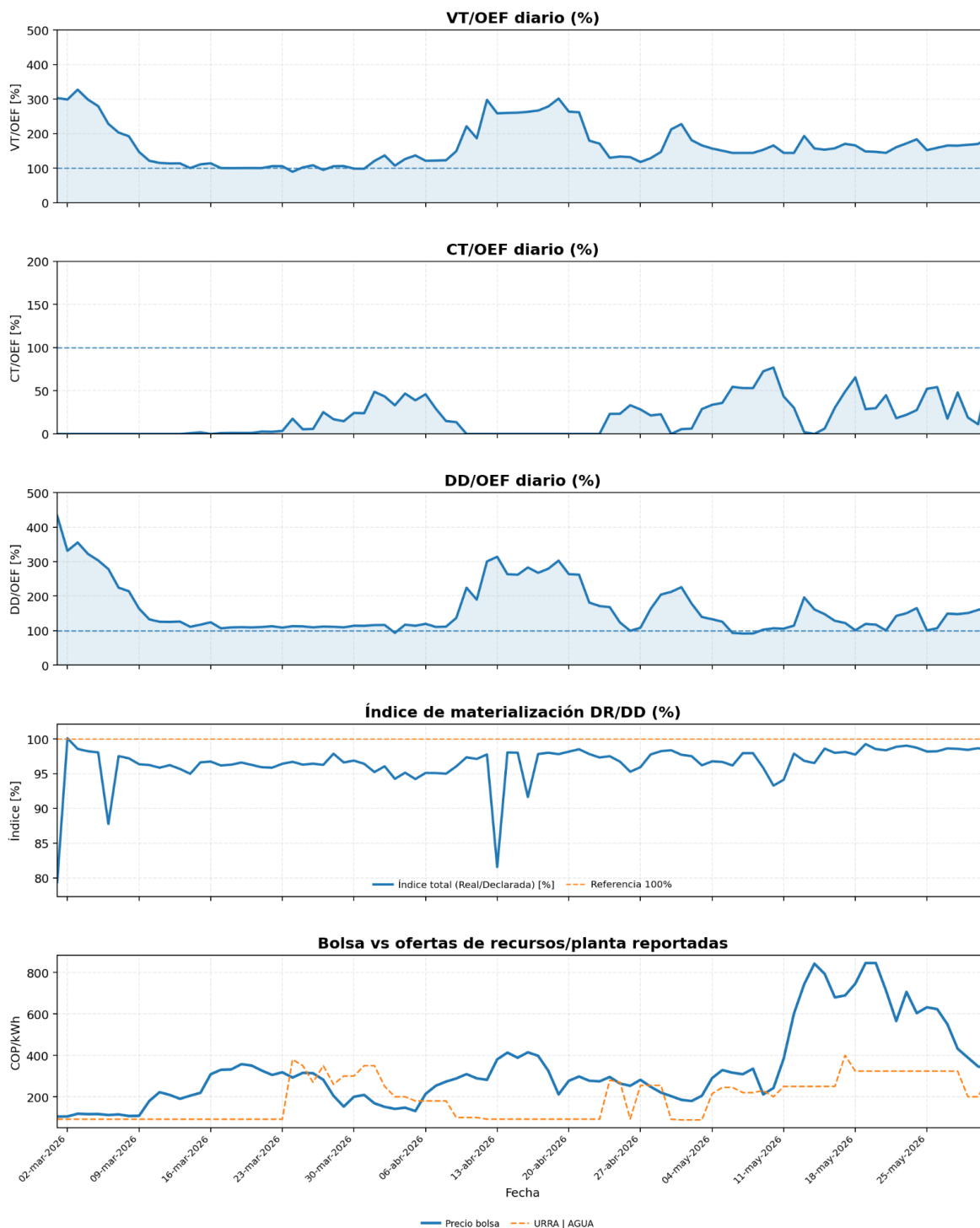
Topocoro, asociado a la central Sogamoso, cerró mayo con 82,0% de volumen útil. El embalse disminuye durante marzo y comienzos de abril y luego presenta una recuperación, manteniéndose en niveles altos durante el resto del trimestre. Los aportes muestran varios incrementos importantes, mientras que los turbinamientos permanecen en niveles altos y relativamente continuos.

La generación se mantiene cerca de los niveles superiores de disponibilidad durante buena parte del periodo, con algunas caídas puntuales. La oferta de Sogamoso permanece en valores bajos durante la mayor parte del trimestre y solo presenta un incremento importante hacia finales de mayo. Este comportamiento explica la diferencia entre la mediana baja de la tabla y el máximo elevado observado en el periodo.

Urrá:

URRÁ participa con la central hidroeléctrica Urrá. Su portafolio se concentra en este recurso y, por tanto, la dinámica comercial del agente se encuentra estrechamente relacionada con la evolución del embalse y con la generación de la central.

Figura 4-37 Comparación de variables – URRÁ
URRÁ | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El VT/OEF presenta una alta variabilidad. El trimestre inicia con valores superiores a 300%, luego el indicador disminuye hacia niveles próximos a 100% y vuelve a incrementarse de forma importante a finales de abril. Durante mayo se ubica principalmente entre 150% y 200%. La señal confirma una posición vendedora, pero con cambios de magnitud a lo largo del periodo.

El CT/OEF permanece prácticamente en cero durante marzo y aumenta desde abril. Se observan picos de cobertura contractual cercanos a 50% y 70%, aunque el indicador continúa por debajo del 100%. El DD/OEF reproduce parte de la dinámica del VT/OEF: inicia en niveles altos, se reduce durante marzo, aumenta con fuerza a finales de abril y posteriormente vuelve a moderarse.

El DR/DD se mantiene generalmente entre 94% y 99%, con una caída puntual cercana a 80% durante abril. En términos generales, la disponibilidad real se mantiene próxima a la declarada, aunque el episodio mencionado representa una desviación importante dentro del trimestre.

El precio de oferta de Urrá se mueve en una banda mucho más baja que la de las plantas térmicas. Se observan periodos cercanos al piso del mercado y episodios de aumento hacia 300 o 400 \$/kWh. Durante el incremento del precio de bolsa en mayo, la oferta de la planta se mantiene por debajo de la referencia del mercado.

Tabla 4-12 Estadísticos precios de oferta URRÁ

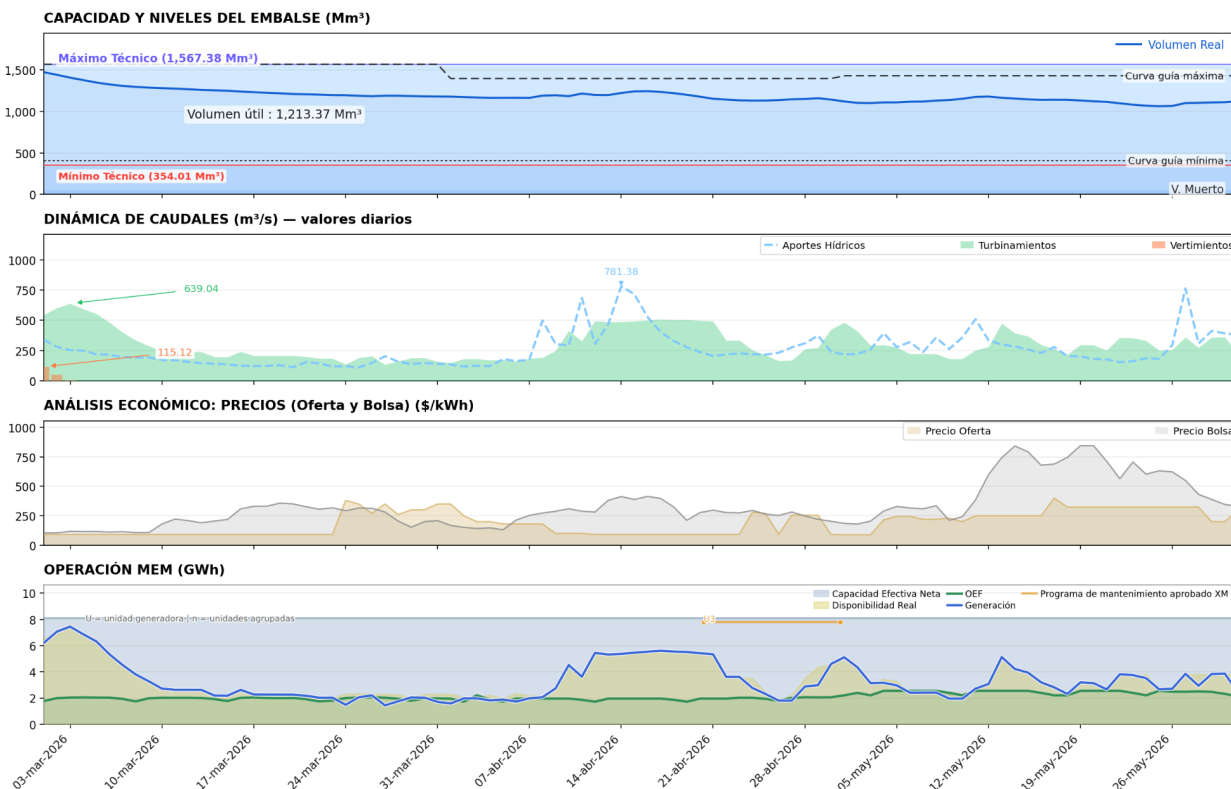
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
URRA	187,94	180,00	99,55	88,19	400,00

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Urrá presentó un precio promedio de 187,94 \$/kWh, una mediana de 180,00 \$/kWh y una desviación estándar de 99,55 \$/kWh. El rango entre 88,19 \$/kWh y 400,00 \$/kWh muestra una variabilidad moderada, con episodios de aumento de la oferta sobre una base de precios generalmente inferior a los máximos del mercado.

Figura 4-38 Comparación de variables operativas – URRÁ

Embalse: URRÁ | Hidroeléctrica: URRÁ | 01-mar-2026 - 31-may-2026 | PorcVoluUtil = 63.5% (al 31-may-2026)



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

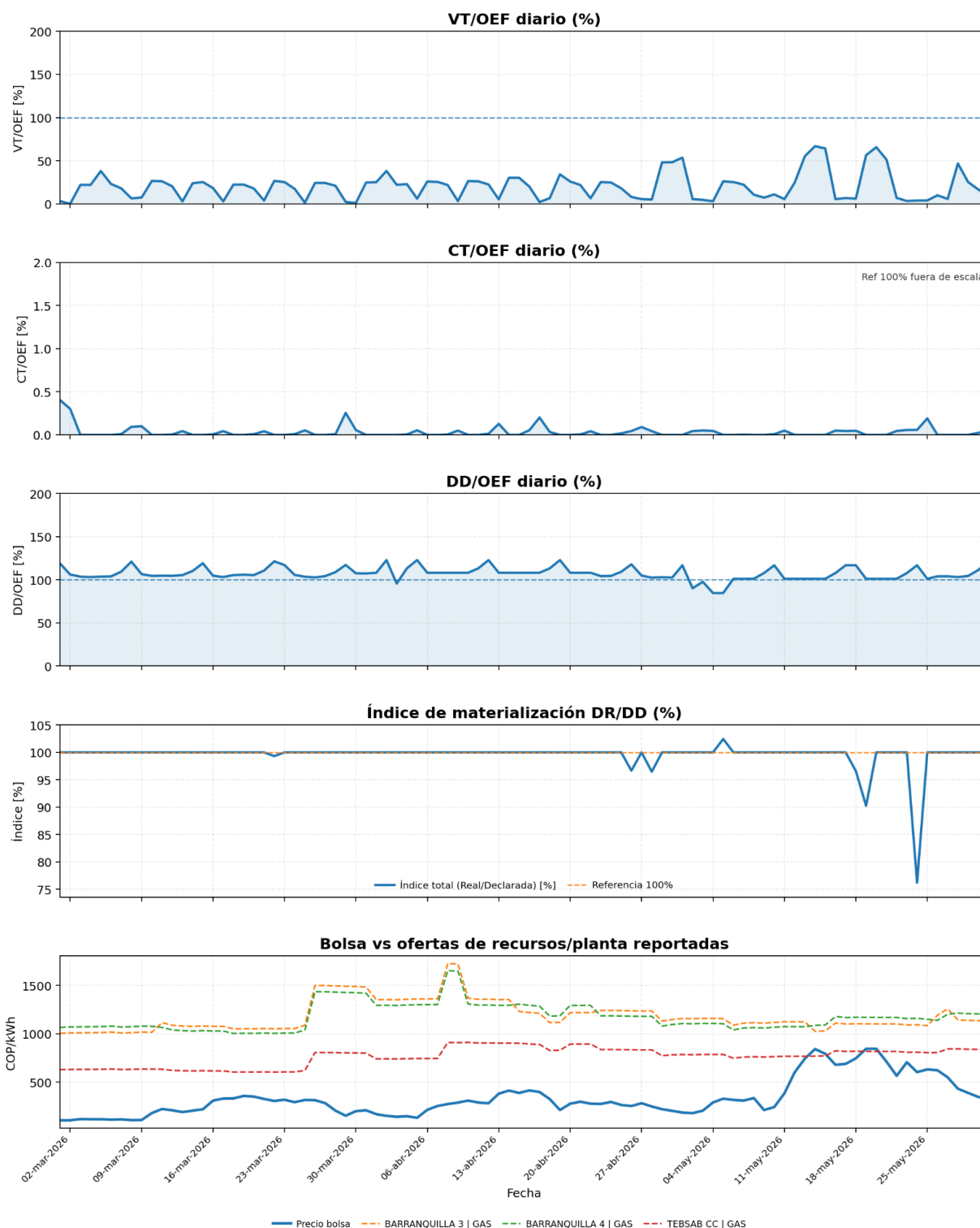
El embalse Urrá cerró mayo con 63,5% de volumen útil. El panel incorpora las curvas técnicas de referencia aplicables al periodo y muestra un volumen real relativamente estable, con cambios moderados durante el trimestre. La dinámica de caudales es variable y presenta aportes elevados en abril y mayo, acompañados por cambios importantes en el turbinamiento.

La generación disminuye durante marzo, aumenta de forma marcada hacia finales de abril y luego se mantiene en niveles variables durante mayo. El precio de oferta presenta varios cambios de nivel y permanece por debajo del precio de bolsa durante el principal episodio alcista del trimestre. El panel permite observar una relación estrecha entre la evolución de los caudales, la generación y la posición comercial variable del agente.

TEBSA:

TEBSA participa con Barranquilla 3, Barranquilla 4 y TEBSAB CC. El portafolio térmico se encuentra asociado a la Costa Caribe y utiliza gas dentro de su operación, incluyendo gas internacional en TEBSAB CC.

Figura 4-39 Comparación de variables – TEBSA
TEBSA | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El VT/OEF se mantiene en niveles bajos, con un patrón de picos recurrentes y varios episodios de mayor magnitud durante mayo. El CT/OEF se encuentra prácticamente en cero en la escala del panel, lo que evidencia una señal contractual reducida frente a las OEF.

El DD/OEF se ubica alrededor o por encima del 100% durante la mayor parte del trimestre, reflejando un respaldo declarado suficiente. El DR/DD permanece próximo al 100% y presenta pocas desviaciones. Las caídas más relevantes se observan durante mayo, incluyendo un episodio cercano a 75%, seguido de una recuperación inmediata.

Los precios de oferta de Barranquilla 3 y 4 se mantienen por encima de 1.000 \$/kWh, mientras que TEBSAB CC se ubica en una banda más baja. Durante el aumento del precio de bolsa en mayo se reduce de forma importante la distancia entre la referencia del mercado y la oferta de TEBSAB CC.

Tabla 4-13 Estadísticos precios de oferta TEBSA

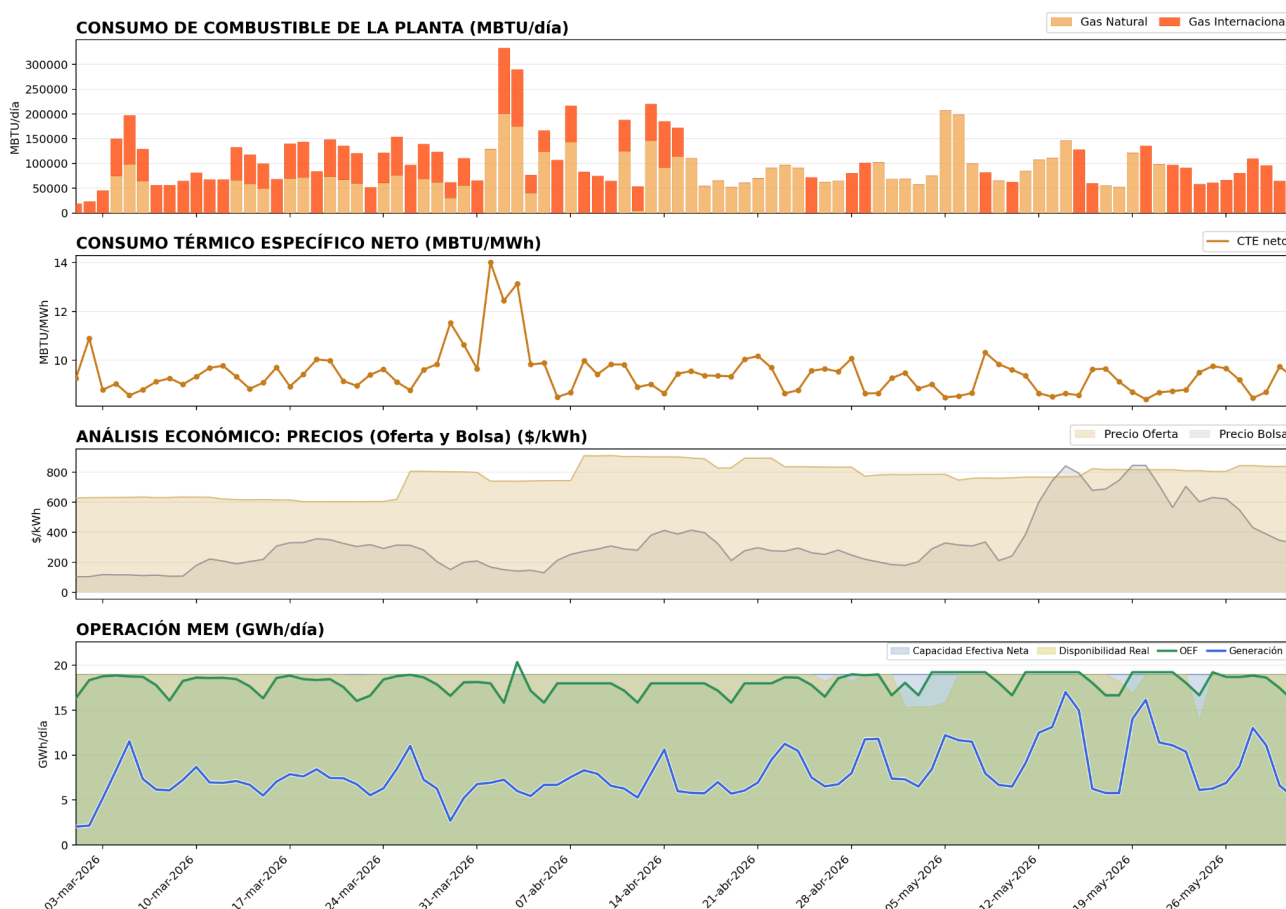
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
BARRANQUILLA 3	1.183,86	1.124,28	156,58	1.004,73	1.726,53
BARRANQUILLA 4	1.173,98	1.164,11	137,80	1.003,53	1.652,89
TEBSAB CC	763,25	786,06	98,09	604,19	911,37

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Barranquilla 3 presentó el mayor precio promedio, con 1.183,86 \$/kWh, seguida de Barranquilla 4 con 1.173,98 \$/kWh. TEBSAB CC registró un promedio de 763,25 \$/kWh y una mediana de 786,06 \$/kWh. Las tres plantas presentan una dispersión moderada, aunque Barranquilla 3 alcanza un máximo de 1.726,53 \$/kWh.

Figura 4-40 Comparación de variables operativas – TEBSA

Planta Térmica: TEBSAB CC | Recursos: Gas Internacional | Gas Natural | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

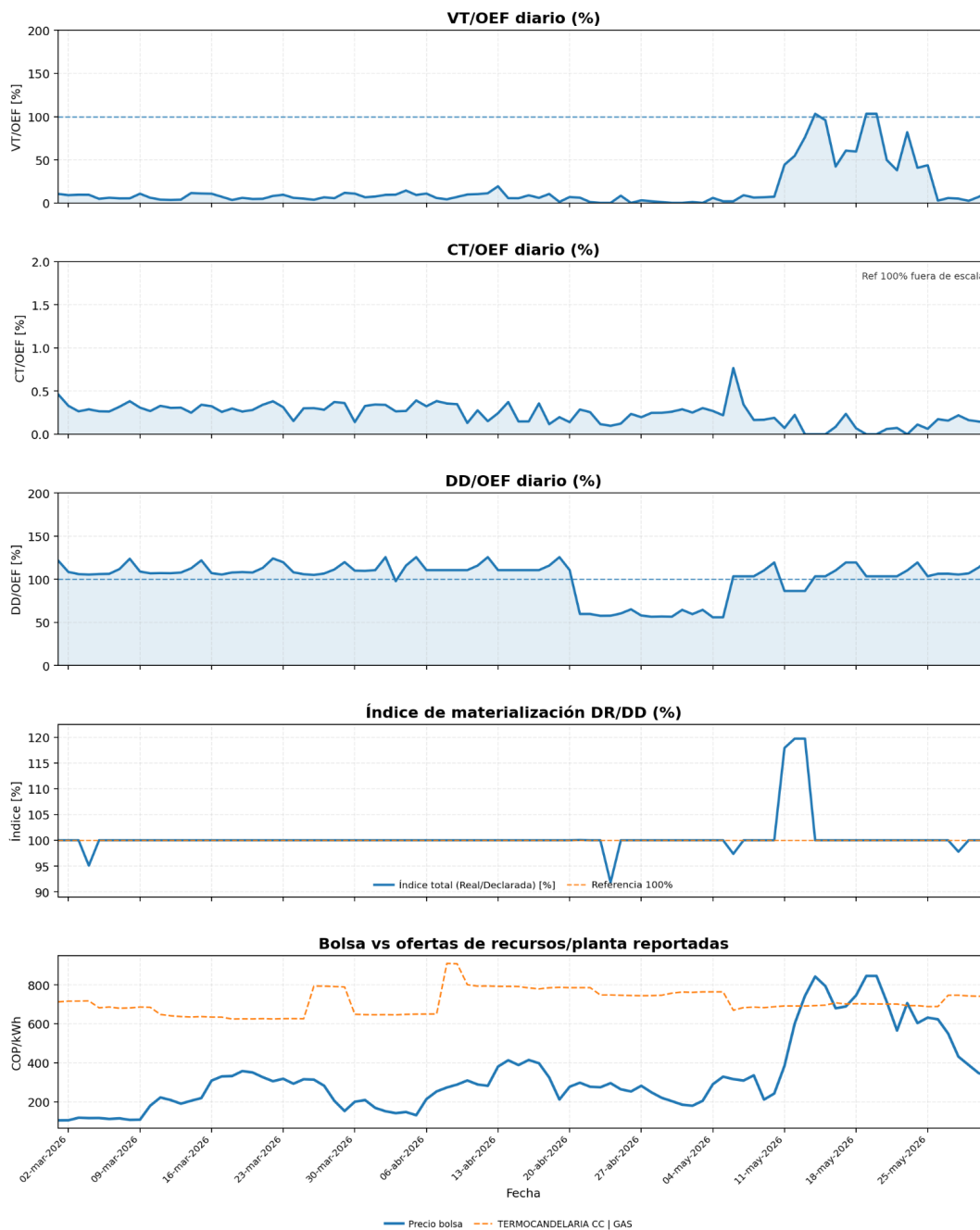
TEBSAB CC presenta consumo de gas natural y gas internacional durante todo el trimestre. La mezcla de combustibles cambia diariamente y muestra episodios de mayor participación del gas importado. El CTE neto se mantiene alrededor de niveles relativamente estables, aunque en marzo se observa un incremento temporal hasta valores superiores a la banda habitual.

La generación es continua y variable, con un aumento de los picos de producción durante mayo. La disponibilidad real permanece en niveles altos, salvo algunos cambios puntuales. En precios, la oferta se mantiene entre aproximadamente 600 y 900 \$/kWh y el incremento del precio de bolsa en mayo reduce la brecha frente a la planta. El panel confirma la relevancia de TEBSAB CC como recurso térmico de operación frecuente dentro del trimestre.

Termocandelaria:

TERMOCANDELARIA participa a través de Termocandelaria CC, planta térmica a gas ubicada en la Costa Caribe. La operación de la planta permite relacionar el uso de gas natural e importado con los cambios de generación y el comportamiento del precio de bolsa.

Figura 4-41 Comparación de variables – Termocandelaria
TERMOCANDELARIA | 2026-03-01 - 2026-05-31



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El VT/OEF se mantiene en niveles bajos durante marzo y abril, pero cambia de forma importante durante mayo. En ese mes el indicador alcanza valores cercanos al 100% en varios días y presenta una mayor participación del agente en las ventas frente a sus OEF.

El CT/OEF permanece prácticamente en cero durante todo el trimestre. El DD/OEF se ubica alrededor o por encima del 100% hasta mediados de abril y luego cae a niveles cercanos a 60%.

Hacia mayo se recupera y vuelve a acercarse a la referencia. El DR/DD se mantiene cerca del 100% en la mayor parte del periodo, con una desviación puntual por debajo de la referencia y un episodio superior a 115% durante mayo.

La oferta de Termocandelaria CC se mantiene en una banda alta y relativamente estable. Durante mayo, el aumento del precio de bolsa acerca la referencia del mercado a la oferta de la planta y coincide con el incremento del VT/OEF.

Tabla 4-14 Estadísticos precios de oferta TERMOCANDELARIA

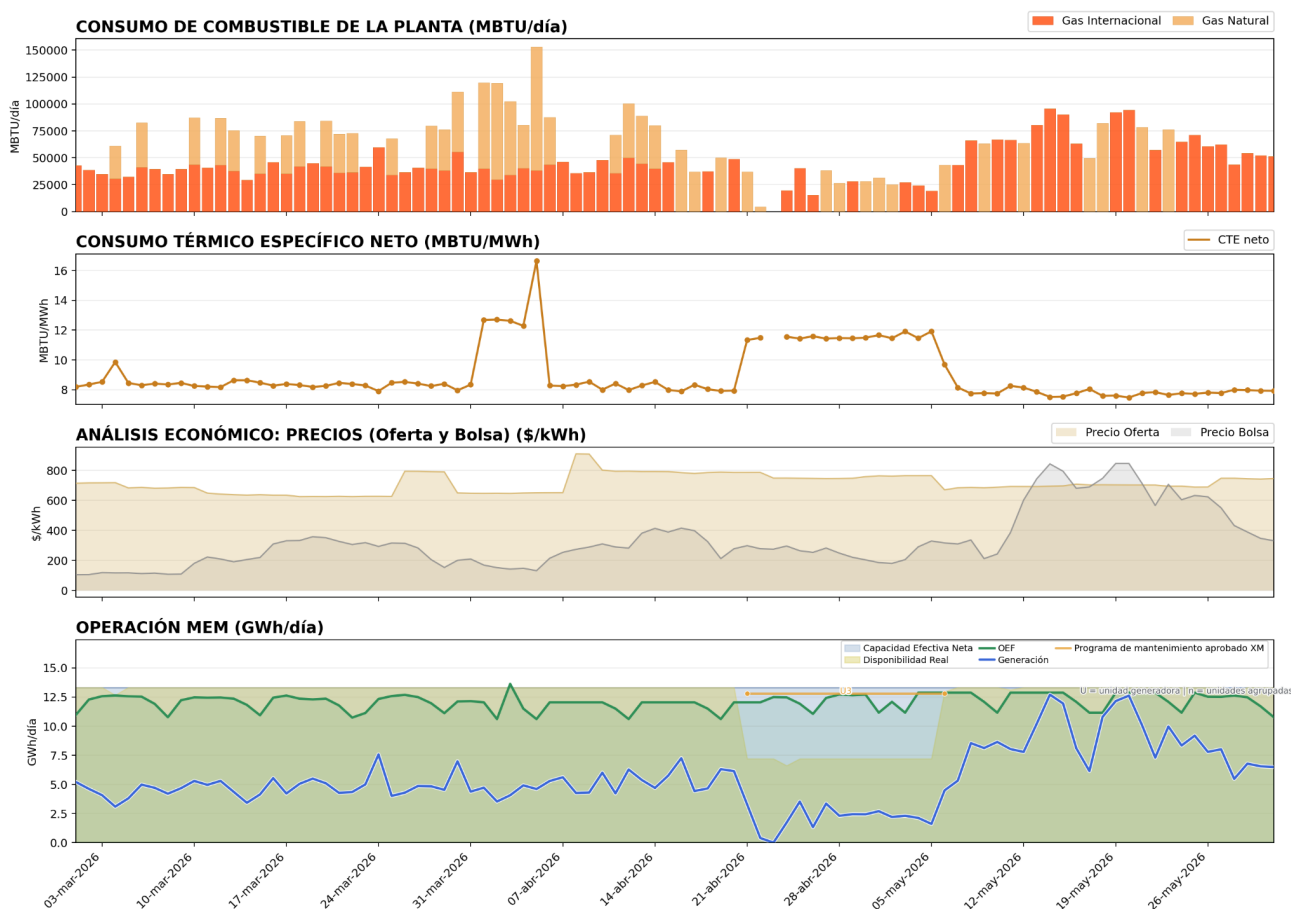
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMOCANDELARIA CC	712,81	701,68	62,69	624,43	909,67

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Termocandelaria CC presentó un precio promedio de 712,81 \$/kWh, una mediana de 701,68 \$/kWh y una desviación estándar de 62,69 \$/kWh. Los precios se ubicaron entre 624,43 \$/kWh y 909,67 \$/kWh, reflejando una oferta menos dispersa que la observada en varias plantas hidráulicas y térmicas del análisis.

Figura 4-42 Comparación de variables operativas – Termocandelaria

Planta Térmica: TERMOCANDELARIA CC | Recursos: Gas Internacional | Gas Natural | 2026-03-01 - 2026-05-31



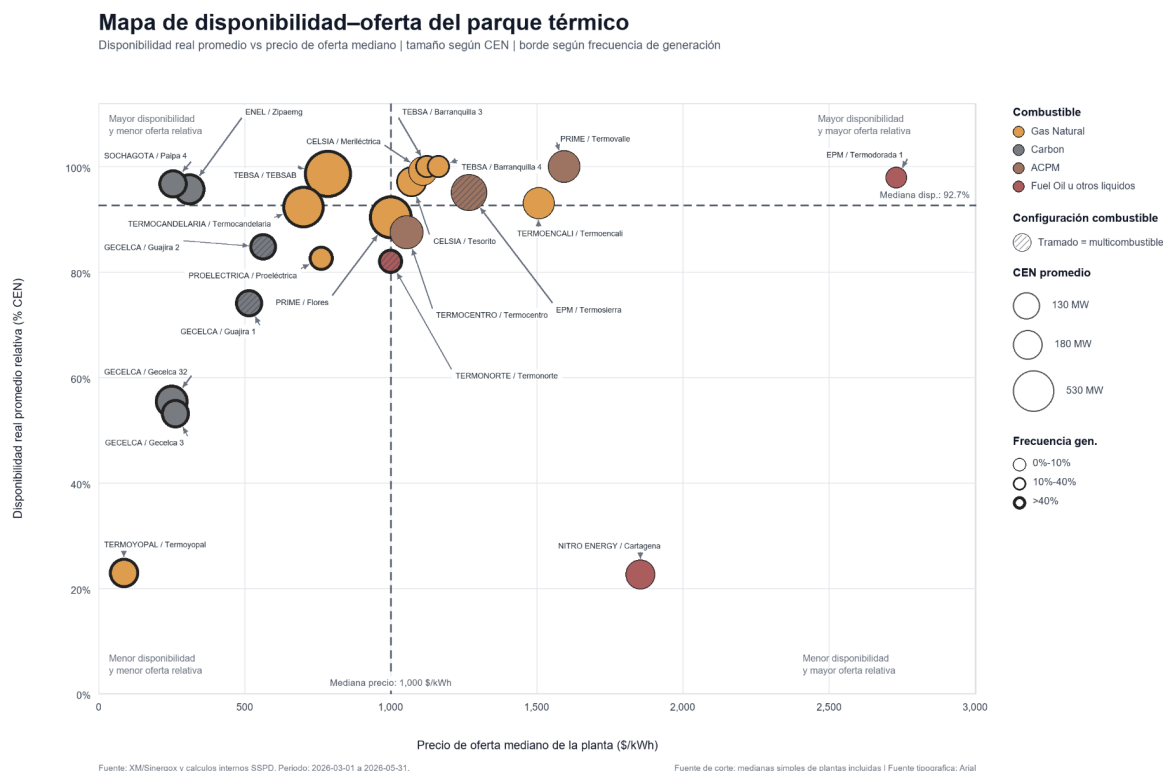
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Termocandelaria CC presenta consumo continuo de gas natural y gas internacional, con una mezcla variable durante todo el trimestre. El consumo total aumenta en varios periodos de marzo y abril y vuelve a tomar mayor intensidad durante mayo. El CTE neto se mantiene inicialmente en una banda estable, presenta un incremento marcado a mediados de abril y luego un nivel superior durante parte de mayo antes de regresar a valores bajos.

4.4 Disponibilidad y posicionamiento de oferta del parque térmico

El Mapa de disponibilidad–oferta del parque térmico permite observar de forma conjunta la condición operativa y la posición de oferta de las principales plantas térmicas durante el trimestre. En el eje horizontal se representa la mediana del precio de oferta, mientras que el eje vertical muestra la disponibilidad real promedio como porcentaje de la Capacidad Efectiva Neta (CEN). El tamaño de cada burbuja indica la capacidad de la planta, el color identifica el combustible principal y el grosor del borde muestra la frecuencia con la cual registró generación positiva. De esta manera, las plantas ubicadas en la zona superior presentan mayores niveles de disponibilidad, mientras que su desplazamiento hacia la izquierda o la derecha permite identificar ofertas relativamente menores o mayores frente a la mediana del parque analizado. En la versión final, el tramado identifica además las plantas con más de un combustible registrado.

Figura 4-43 Disponibilidad del parque térmico



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

En términos de disponibilidad, una parte importante del parque térmico se concentra en niveles superiores al 90% de su CEN, aunque existen diferencias relevantes entre plantas y, especialmente, en la frecuencia con la que esta disponibilidad se traduce en generación. Se observa un grupo de plantas de tamaño importante en la zona superior del mapa, entre ellas

TEBSAB y otras unidades a gas y carbón, que mantienen una disponibilidad relativa elevada. Sin embargo, algunas presentan bordes delgados o intermedios, mostrando que una alta disponibilidad declarada no necesariamente estuvo acompañada de una operación continua durante el trimestre. En contraste, Termoyopal, algunas unidades de Gecelca y Cartagena presentan niveles de disponibilidad considerablemente inferiores al conjunto, aspecto que resulta relevante ante un escenario de mayor requerimiento térmico. En la preparación frente a una eventual reducción de los aportes hídricos, el seguimiento no debería limitarse a la CEN instalada, sino concentrarse en la capacidad efectivamente disponible y en su permanencia a lo largo del periodo.

Desde la perspectiva de precios de oferta, también se observa una alta dispersión entre las plantas. La mediana del conjunto se ubica alrededor de 1.000 \$/kWh, separando un grupo de plantas con ofertas relativamente menores y alta disponibilidad de otras que, aunque conservan capacidad disponible, se posicionan a precios considerablemente superiores. Termodorada constituye uno de los casos más claros de esta última condición, mientras plantas como TEBSAB se ubican en una posición de mayor disponibilidad y menor oferta relativa. Termosierra, Tesorito y otras unidades a gas se localizan en una zona intermedia o superior de precios, por lo que su respuesta ante una mayor exigencia del sistema deberá analizarse conjuntamente con la disponibilidad de combustible y su dinámica efectiva de generación. En conjunto, el mapa muestra que el respaldo térmico disponible no es homogéneo ni en capacidad operativa ni en posición de oferta, y permite identificar cuáles plantas requieren un seguimiento más cercano frente a un posible escenario de estrechez hidrológica.

4.5 Seguimiento operativo

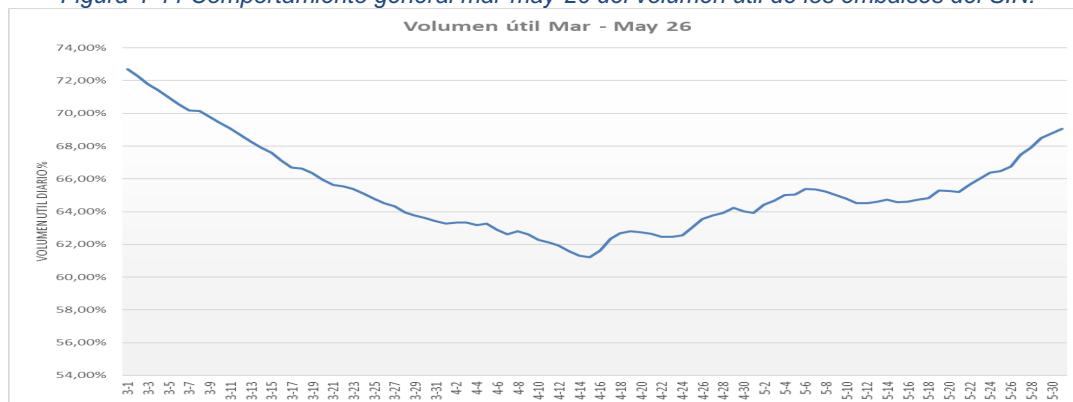
En este apartado se analizan las principales variables operativas del sistema de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM Expertos en Mercados S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico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

4.5.1 Volumen Útil del Sistema

Durante el trimestre comprendido entre marzo y mayo de 2026, el volumen útil del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presenta una reducción de 11,47 puntos porcentuales para los meses de marzo y hasta mitad de abril, a partir de ese momento empieza a recuperarse paulatinamente hasta llegar a un valor de 69% al final de este periodo.

No obstante, las reservas hídricas del sistema para el mes de marzo y abril se encuentran por encima de la senda de referencia en alrededor del 20%, sin embargo, en el mes de mayo se mantienen en niveles similares al promedio histórico para este mismo periodo, esto último en consecuencia con la nueva senda publicada por XM, a partir del mes de mayo.

Figura 4-44 Comportamiento general mar-may-26 del volumen útil de los embalses del SIN.



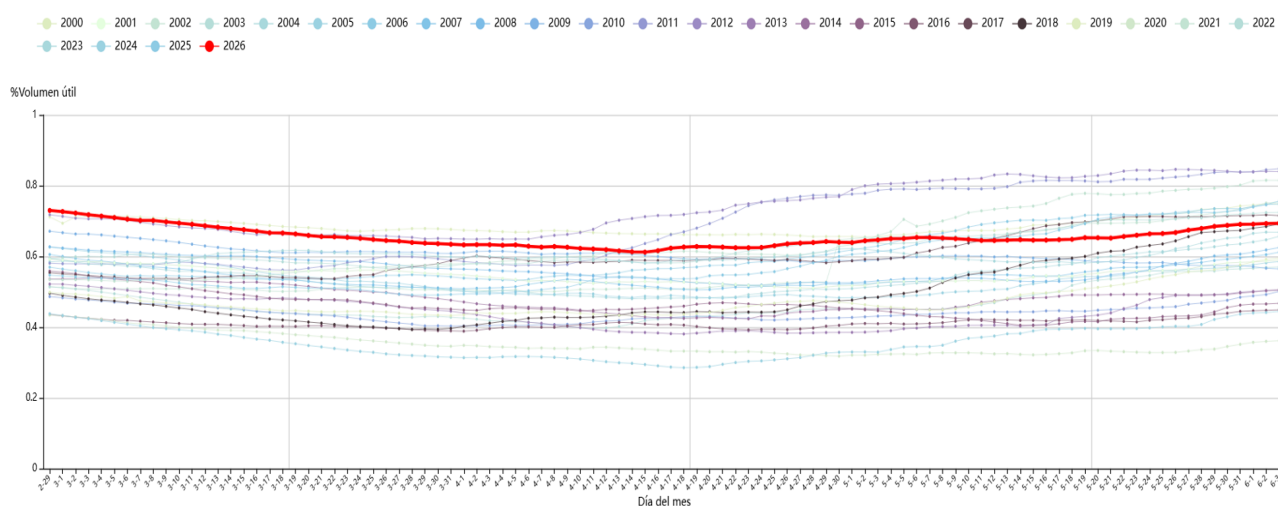
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

En el mes de marzo, el volumen útil diario empezaba en 72,79% y presentó un comportamiento descendente a lo largo de todo el mes, lo que representó una reducción aproximada de alrededor de 9 puntos porcentuales frente al inicio del mes.

Para el mes de abril de 2026, el volumen útil registró inicialmente valores inferiores a los observados al cierre de marzo, con un mínimo cercano al 61,22% el 15 de abril. A partir de la segunda semana del mes, se mantiene en aumento, presentando un volumen promedio diario del 63%. El mes cerró con un valor de 64,03%, reflejando una reversión en la tendencia descendente observada a comienzos del periodo.

Durante mayo, el comportamiento del volumen útil fue inicialmente creciente llegando a un valor de 65,38% en la primera semana y continuando con este aumento, se finaliza el periodo analizado en alrededor del 69%.

Figura 4-45 Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del SIN



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

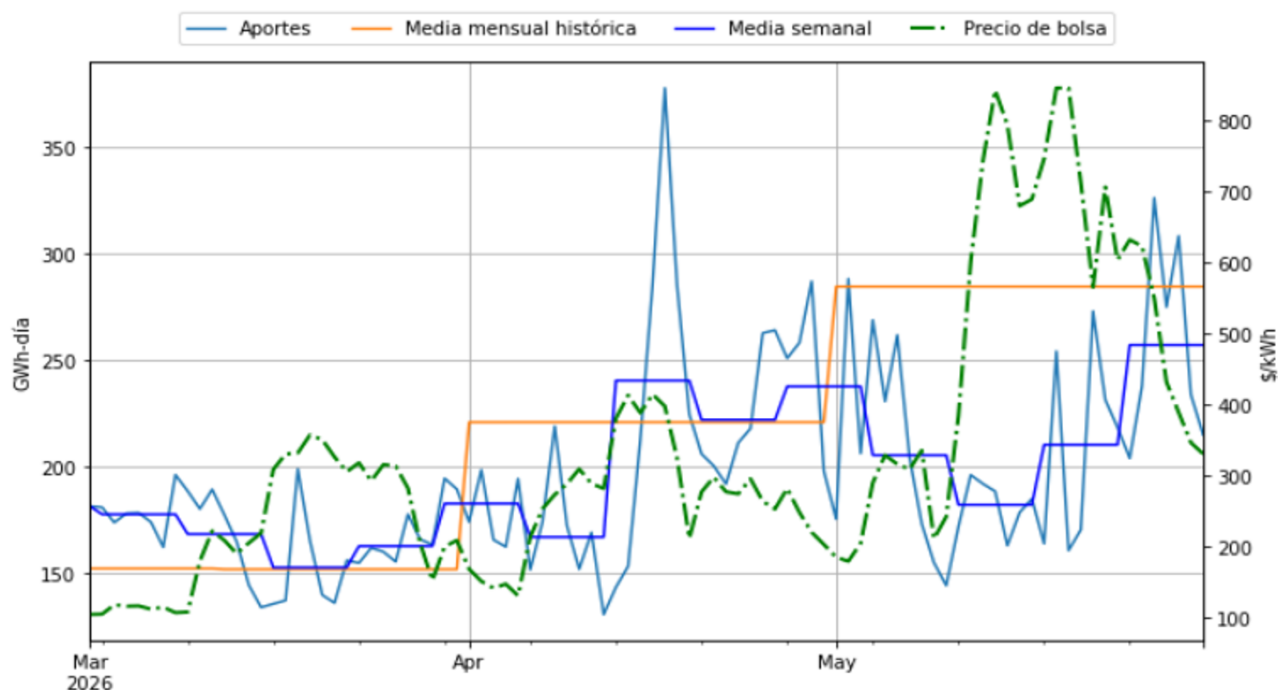
La figura anterior muestra el comportamiento histórico del porcentaje del volumen útil de los embalses y los aportes hídricos históricos del SIN desde el año 2020, destacando la línea en rojo para el periodo en análisis del año 2026, se evidenció una tendencia por encima de los valores históricos registrados en el sistema hasta el mes de abril. Tras iniciar el periodo con niveles

ponderados, en torno al 73%, y con una tendencia a la disminución durante este periodo, aun así, reflejando una condición hidrológica aceptable y una operación prudente del sistema, lo cual ha contribuido a consolidar la seguridad energética del país.

4.5.2 Hidrología del sistema

En la siguiente figura 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 del sistema. Durante el trimestre comprendido entre marzo y mayo de 2026, los aportes presentaron oscilaciones con picos y caídas, con respecto a la media mensual histórica, presentando picos considerables en particular para el mes de abril, finalizando el periodo en estudio se tiene una disminución de los aportes en comparación con la media histórica mensual, aun así, recuperando la tendencia al finalizar este lapso.

Figura 4-46 Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

En el mes de marzo, los aportes promediaron 170 GWh/día, estando en niveles superiores a la media histórica mensual. Esta condición favorable logró mantener una oferta hídrica sólida, lo cual se refleja en precios de bolsa con el pico más alto en el mes de marzo de 220 \$/KWh. Durante gran parte del mes, los aportes se situaron por encima del promedio histórico, alcanzando valores diarios superiores a 150 GWh/día, lo que se tradujo en una disponibilidad estable de generación hidráulica.

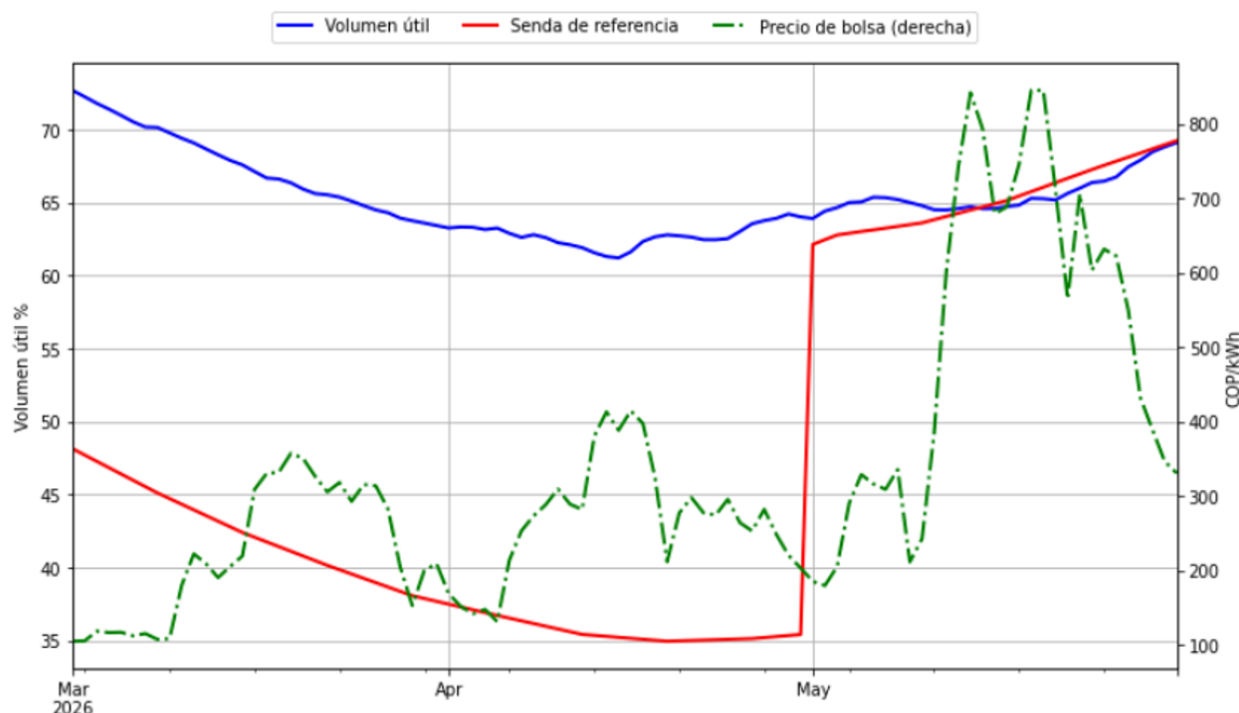
Para el mes de abril, los aportes mostraron una tendencia variable hasta llegar a un pico de 370 GWh/día a mitad del mes, lo cual hace que estuvieran por encima de la media histórica (225 GWh/día). El sistema mostró una recuperación de su estabilidad operativa. En cuanto a precios de bolsa estos promediaron los 190 \$/kWh, mostrando oscilaciones a la baja hacia finales de este

mes. Sin embargo, la variabilidad diaria de los aportes aumentó, mostrando un cambio hacia condiciones hidrológicas más favorables.

Por último, en el mes de mayo se observó una tendencia a la baja en los aportes, alcanzando un promedio de 180 GWh/día, los cuales son inferiores a la media mensual histórica (280 GWh/día), para todo el mes. Aunque los aportes empiezan a aumentar en la última semana del mes, esto se tradujo en el aumento rápido de los precios de bolsa, que alcanzaron un pico mensual de 860 \$/kWh.

De otra parte, en la siguiente figura se representa el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo de análisis.

Figura 4-47 Volumen Útil, Precio de bolsa y senda de referencia XM



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

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). Es de mencionar que, para los primeros dos meses del periodo, esta senda se encuentra en descenso. Sin embargo, para el mes de mayo, se cambió la tendencia y se observa que comienza por debajo del volumen útil en el SIN y que, a mediados del mes, esta supera el volumen útil real del sistema, lo cual también contrasta con el aumento acelerado en el precio de bolsa del mes. Por último, este comportamiento hizo que XM informará de la condición del sistema en Vigilancia, para el día 21 de mayo de 2026. Al finalizar este periodo, se observó una tendencia creciente y el sistema se sitúa en 69,07%.

Durante el trimestre comprendido entre marzo y mayo de 2026, el volumen útil inició con una tendencia descendente, iniciando el 1 de marzo en un valor de 72,69% y alcanzando su punto mínimo el día 15 de abril, esto en contraste con una senda de referencia bastante amplia en los valores históricos, sin embargo, para el último mes la senda de referencia y los valores alcanzados son similares e incluso menores, por lo cual se presentó la condición de vigilancia ya mencionada.

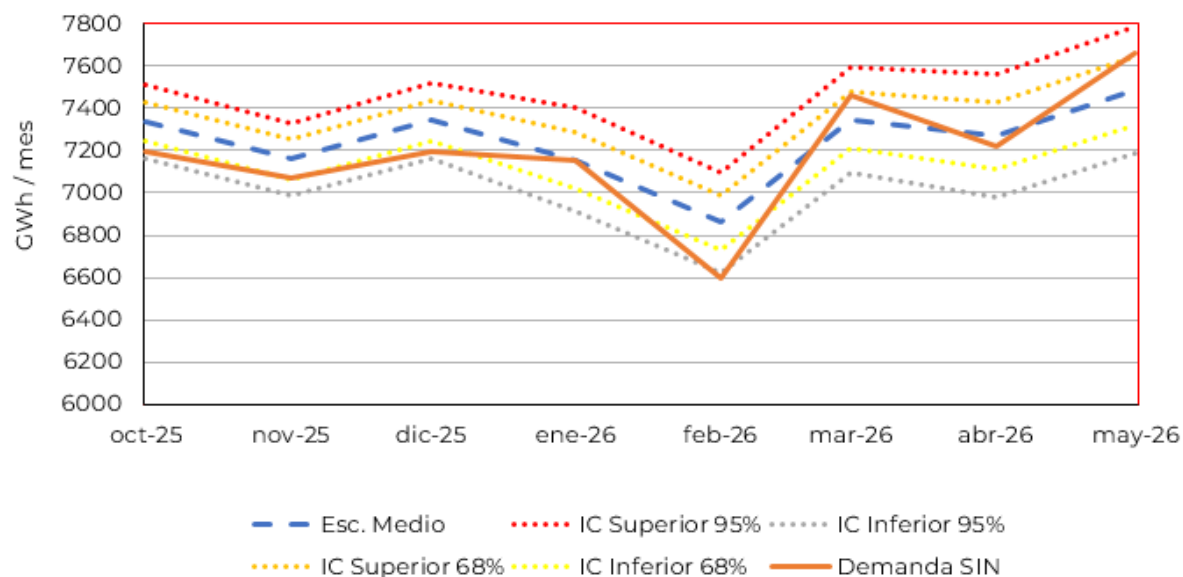
Este comportamiento evidencia una condición de monitores y seguimiento del almacenamiento en el sistema, permitiendo contar con una estrechez mínima operativa, frente a las demandas energéticas para este lapso en el análisis.

Por su parte, la senda de referencia mostró un decrecimiento sostenido, iniciando el periodo en 48,5% y alcanzando un mínimo de 38,3% en la última semana de abril y llegando a un nivel cercano de 69% al finalizar este periodo, en todo caso, en la mayor parte de este periodo está por encima de la senda de referencia, excepto en lo presentado en el mes de mayo. En cuanto al precio en bolsa, presentó fluctuaciones en todo el periodo, con tendencia al aumento en momentos marcados, y en especial en el mes de mayo donde se encuentran los valores más altos, el costo máximo alcanzó un valor cercano a 830 \$/Kwh, para el mes de mayo.

4.5.3 Demanda

En la siguiente figura se presenta la evolución de la demanda mensual del SIN, comparada con las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la revisión de Enero de 2026, las cuales incluyen los escenarios SIN + GCE + ME + GD. En la siguiente figura se muestran el escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95% y al 68%.

Figura 4-48 Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2025 – 2039



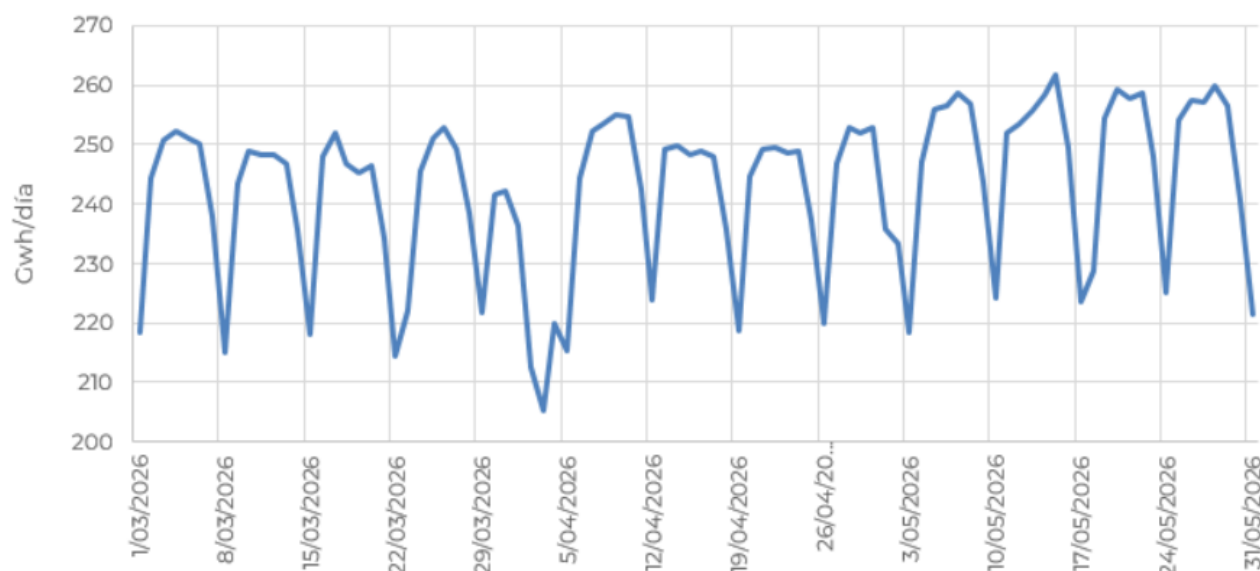
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Según las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la revisión de 2026, la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el periodo comprendido entre marzo y mayo de 2026 presentó un comportamiento

consistente con los escenarios proyectados. En marzo, la demanda real se ubicó por encima del escenario medio, aunque permaneció dentro del intervalo de confianza del 68 %, cercana a su límite superior. En abril, la demanda fue ligeramente inferior al escenario medio, manteniéndose igualmente dentro del intervalo de confianza del 68 %. Por su parte, en mayo la demanda superó tanto el escenario medio como el límite superior del intervalo de confianza del 68 %; no obstante, permaneció dentro del intervalo de confianza del 95 %. En consecuencia, la evolución de la demanda durante el trimestre analizado se mantuvo dentro de los rangos de variabilidad previstos por la UPME, sin evidenciar desviaciones significativas frente a las proyecciones de referencia.

En la siguiente figura se presenta la evolución diaria de la demanda al Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el periodo en revisión. Durante marzo y abril, la demanda mantuvo un comportamiento estable, con promedios diarios de la demanda de 240,70 GWh/día y de 240,57 GWh/día, respectivamente. En mayo se evidenció un incremento en el consumo, alcanzando un promedio de 247,24 GWh/día, así como el mayor registro del trimestre (261,86 GWh/día), lo que confirma una tendencia de crecimiento de la demanda hacia el cierre del periodo analizado.

Figura 4-49 Evolución de la demanda diaria del SIN



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Durante el mes de marzo, la demanda diaria del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentó un comportamiento estable, con un promedio de 240,70 GWh/día, registrando un valor máximo de 253,00 GWh/día y un mínimo de 214,47 GWh/día. La demanda osciló entre valores cercanos a 215 GWh/día durante los fines de semana y superiores a 250 GWh/día en varios días hábiles del mes.

En abril, la demanda mantuvo niveles similares a los observados en marzo, con un promedio de 240,57 GWh/día, un máximo de 254,89 GWh/día y un mínimo de 205,39 GWh/día, este último asociado al periodo de Semana Santa. Posteriormente, la demanda retomó valores cercanos a 250 GWh/día durante la mayor parte del mes.

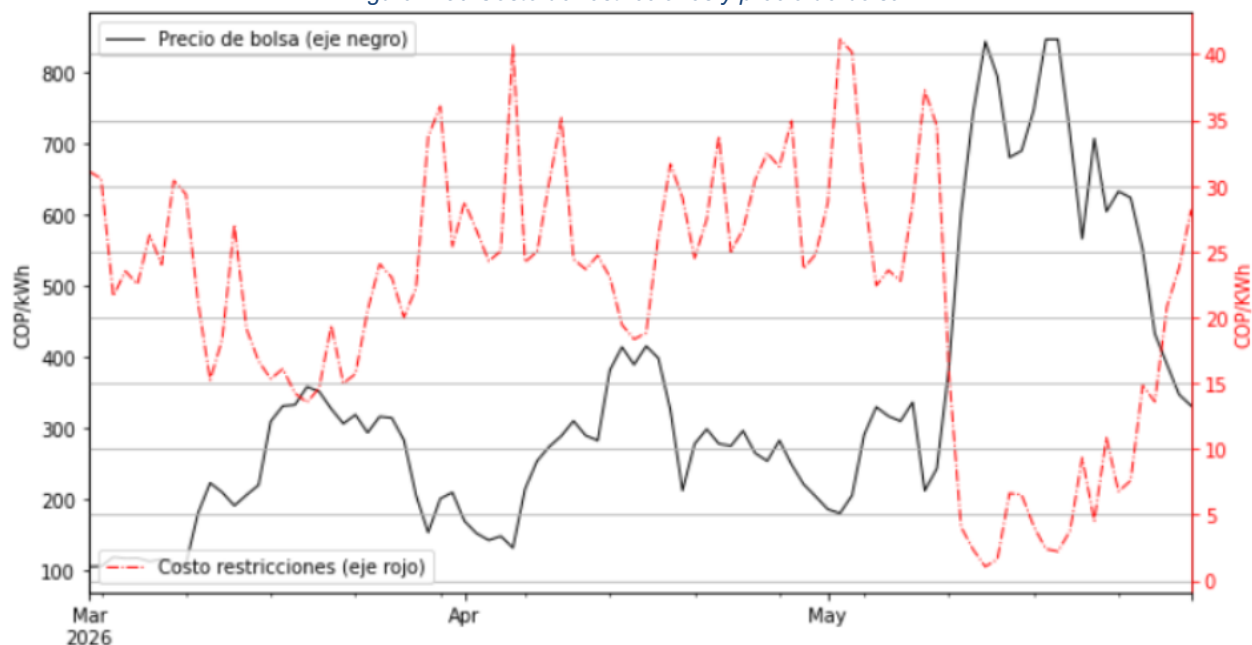
Para el mes de mayo, se observó un incremento en el consumo de energía, alcanzando una demanda promedio de 247,24 GWh/día, con un valor máximo de 261,86 GWh/día, el más alto del trimestre, y un mínimo de 218,43 GWh/día. Durante este mes se evidenció una mayor frecuencia

de registros superiores a 255 GWh/día, reflejando un aumento sostenido en la demanda del sistema.

4.5.4 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

La siguiente figura presenta la evolución del precio de bolsa y del costo de las restricciones durante el trimestre analizado. Aunque ambas variables se expresan en COP/kWh, sus magnitudes difieren significativamente, por lo que se emplean ejes independientes para facilitar su lectura y comparación.

Figura 4-50 Costo de restricciones y precio de bolsa



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El comportamiento conjunto de ambas series evidencia una divergencia durante el trimestre analizado. Mientras el precio de bolsa presenta una marcada tendencia creciente, especialmente a partir de la segunda quincena de abril y durante mayo, el costo de las restricciones muestra una tendencia general de disminución, alcanzando sus valores mínimos precisamente cuando el precio de bolsa registra sus máximos.

En particular, durante marzo de 2026 el costo promedio de las restricciones fue de aproximadamente 22,2 COP/kWh, mientras que el precio de bolsa registró un promedio cercano a 220 COP/kWh. En abril, el costo de las restricciones aumentó ligeramente hasta un promedio de 27,2 COP/kWh, acompañado de un incremento del precio de bolsa, que alcanzó un promedio aproximado de 269 COP/kWh.

Por su parte, durante mayo de 2026 se observa un cambio significativo en el comportamiento de ambas variables. El precio de bolsa se incrementó de manera considerable, alcanzando un promedio mensual cercano a 505 COP/kWh e incluso valores superiores a 845 COP/kWh durante algunos días del mes. En contraste, el costo promedio de las restricciones disminuyó hasta

aproximadamente 16,11 COP/kWh, registrando incluso valores inferiores a 3 COP/kWh entre el 13 y el 20 de mayo.

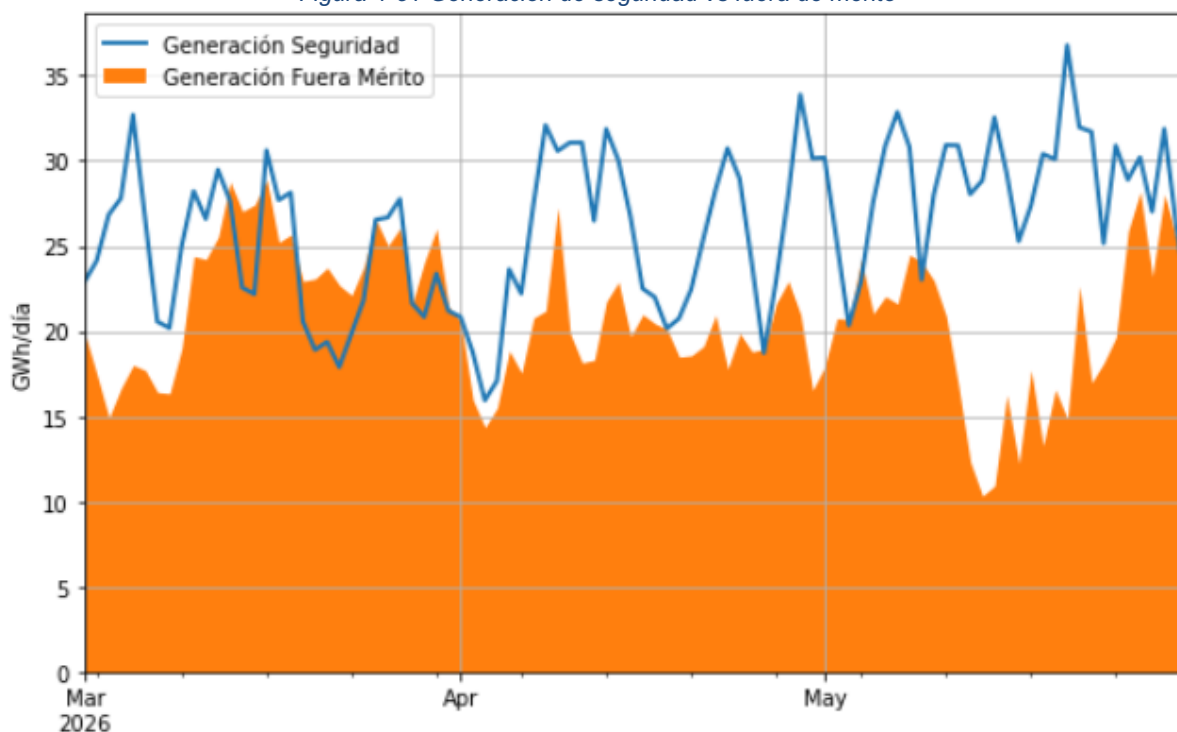
En cuanto al comportamiento de la generación fuera de mérito y la generación de seguridad durante el trimestre marzo – mayo de 2026, se observó una dinámica diferenciada entre ambas variables. Mientras la generación fuera de mérito presentó una tendencia descendente hacia el final del periodo, la generación de seguridad se mantuvo relativamente estable, con algunos incrementos puntuales asociados a las condiciones operativas del Sistema Interconectado Nacional.

La generación de seguridad registró un promedio diario de 26,18 GWh/día durante el trimestre, distribuido en 24,40 GWh/día en marzo, 25,49 GWh/día en abril y 28,63 GWh/día en mayo, siendo este último el mes de mayor participación. En términos generales, la generación de seguridad presentó incrementos durante la primera quincena de abril y, especialmente, durante mayo, alcanzando valores máximos cercanos a 36,76 GWh/día el 21 de mayo, lo que evidencia una mayor necesidad de generación por razones de seguridad y confiabilidad del sistema.

Por su parte, la generación fuera de mérito presentó un promedio diario de 20,76 GWh/día, con valores de 22,68 GWh/día en marzo, 19,65 GWh/día en abril y 19,91 GWh/día en mayo. Aunque durante marzo se observaron niveles relativamente estables entre 20 y 28 GWh/día, a partir de la segunda semana de mayo se presentó una disminución significativa, registrándose mínimos cercanos a 10,37 GWh/día el 14 de mayo, para posteriormente recuperar parcialmente sus niveles hacia el cierre del mes.

En conjunto, el comportamiento observado muestra que, mientras la generación fuera de mérito tendió a disminuir durante mayo, la generación de seguridad aumentó de manera significativa en ese mismo periodo. Esta evolución coincide con el incremento del precio de bolsa registrado durante el mes y refleja una mayor necesidad de despacho por criterios de seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

Figura 4-51 Generación de seguridad vs fuera de mérito

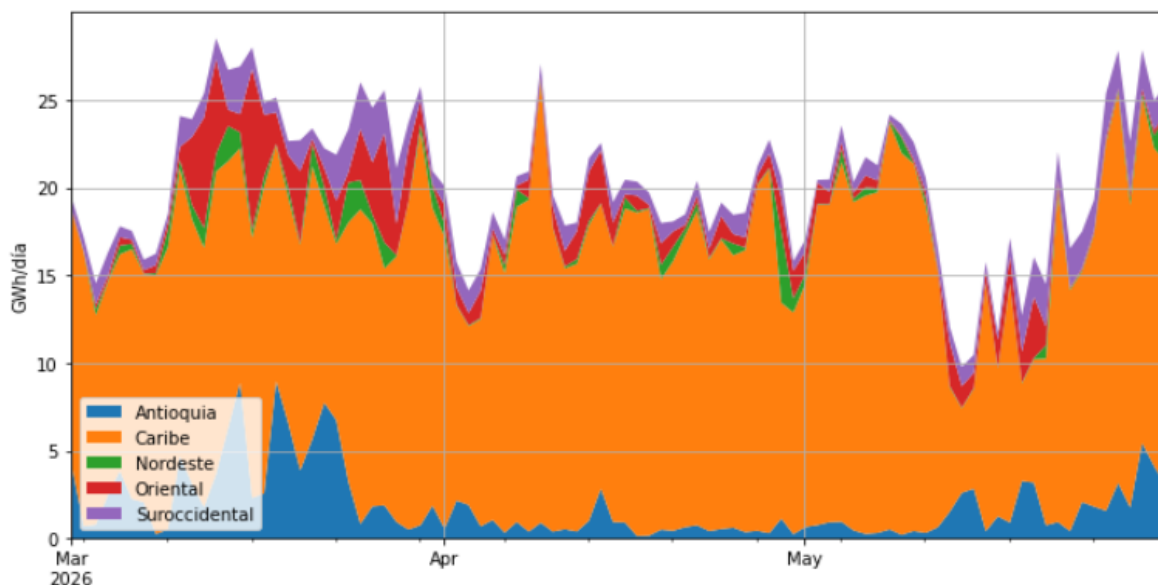


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Por su parte, para la generación fuera de mérito en este trimestre, se registró promedios diarios de 17,65 GWh/día, alcanzando en diciembre 18,45 GWh/día, 16,65 GWh/día en enero y 17,86 GWh/día en febrero. Se presentó un aumento en diciembre, seguido de una leve reducción para el mes de enero y un nuevo aumento en febrero, lo cual es acorde con el comportamiento en los precios de bolsa y de 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 este trimestre en análisis.

En la siguiente figura se observa la distribución de la generación fuera de mérito en el sistema eléctrico colombiano, presentada por área para el periodo marzo-mayo de 2026. Este tipo de generación corresponde a la energía requerida para atender restricciones operativas del sistema.

Figura 4-52 Generación fuera de mérito por área

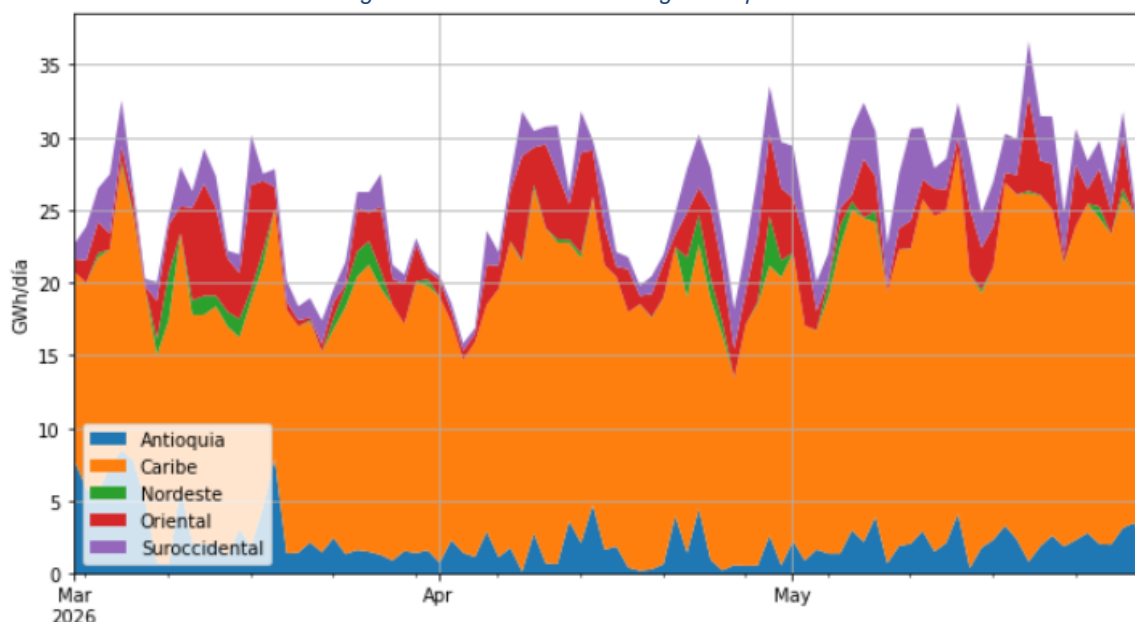


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Durante el periodo analizado, la generación fuera de mérito se concentró principalmente en el área Caribe, la cual aportó en promedio aproximadamente el 77 % del total, consolidándose como la región con mayor participación en la atención de las restricciones operativas del Sistema Interconectado Nacional. En segundo lugar se ubicó el área Antioquia, con una participación cercana al 8 %, seguida por el área Oriental, que representó alrededor del 7 %. Por su parte, el área Suroccidental contribuyó con aproximadamente el 6 %, mientras que el área Nordeste registró una participación marginal del 2 %, siendo la región de menor aporte durante el trimestre.

En la siguiente figura, se representa la distribución de la generación de seguridad en el SIN durante el trimestre de análisis. Dicha generación corresponde a la energía requerida para garantizar la estabilidad operativa del sistema ante algunas restricciones o contingencias locales.

Figura 4-53 Generación de seguridad por área



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

En términos generales, la generación de seguridad presentó un comportamiento relativamente estable durante marzo y abril, con variaciones diarias asociadas a las condiciones operativas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). No obstante, en mayo se observaron incrementos puntuales en algunos días del mes, alcanzando valores superiores a 36 GWh/día, lo que refleja una mayor necesidad de respaldo operativo en determinadas condiciones del sistema.

Al desagregar la generación de seguridad por regiones, se evidencia que el área Caribe concentró la mayor participación durante el trimestre, aportando aproximadamente el 72 % del total generado, consolidándose como la región con los mayores requerimientos de generación de seguridad. En segundo lugar se ubicó el área Oriental, con una participación cercana al 13 %, seguida por Antioquia, con alrededor del 10 %, y el área Suroccidental, con aproximadamente el 5 %. Por su parte, el área Nordeste presentó una contribución marginal, inferior al 1 % del total.

En conjunto, tanto la generación de seguridad como la generación fuera de mérito mantienen una marcada concentración en el área Caribe, lo que evidencia la persistencia de requerimientos operativos y de confiabilidad en esta región del país. Este comportamiento refleja la necesidad recurrente de generación adicional para garantizar la seguridad operativa del sistema y atender restricciones de la red de transmisión, confirmando el papel predominante del área Caribe en la gestión de las condiciones operativas del SIN durante el periodo analizado.

5 Capítulo especial Energía

El Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia es el espacio en el que generadores, comercializadores y usuarios no regulados intercambian grandes bloques de energía eléctrica, bajo dos mecanismos complementarios: la bolsa de energía (mercado spot de corto plazo) y los contratos bilaterales (mercado de largo plazo). Este mercado fue creado a partir de la reestructuración del sector eléctrico desarrollada en las Leyes 142 y 143 de 1994, con el propósito

de intercambiar grandes bloques de energía eléctrica a precios que reflejen los costos marginales de generación.

Sin embargo, la energía que un generador produce físicamente y la energía que ese mismo generador compromete comercialmente a través de contratos no son, necesariamente, iguales en cada instante. Un generador puede vender contractualmente más energía de la que su planta despacha en un momento dado, y cubrir esa diferencia comprando energía en la bolsa o mediante contratos con otros agentes; a esta operación se le conoce como compra de cobertura. De manera simétrica, los comercializadores —que en general no poseen activos de generación— adquieren y también revenden energía dentro del mercado mayorista, aportando liquidez al sistema y asumiendo riesgo de precio en dichas operaciones.

Comprender esta brecha entre lo físico y lo comercial es relevante para la vigilancia del mercado por varias razones:

- Permite identificar si los agentes están respaldando sus compromisos comerciales con capacidad física propia o con instrumentos de cobertura adquiridos en el mercado.
- Es la base para calcular indicadores de liquidez y profundidad del mercado, como el churn rate.
- Aporta evidencia sobre la exposición de los agentes al mercado spot, cuya volatilidad de precios puede trasladarse, en última instancia, a la tarifa que paga el usuario final.
- Facilita el monitoreo del cumplimiento de obligaciones asociadas a la confiabilidad del sistema (ENFICC y Obligaciones de Energía Firme) y a las coberturas registradas en el sistema de convocatorias públicas (SICEP).

Este capítulo desarrolla, en primer lugar, el marco teórico que sustenta el análisis; en segundo lugar, documenta las fuentes de información, bases de datos y tratamiento aplicado; y, en tercer lugar, presenta el análisis de los resultados observados en el periodo de estudio desde dos perspectivas complementarias: las compras de cobertura de los agentes generadores y las ventas (reventas) de los agentes comercializadores en el mercado mayorista.

5.1 Marco teórico

5.1.1 El Mercado de Energía Mayorista: estructura general

El mercado mayorista eléctrico colombiano es un mercado competitivo creado por la reforma al sistema eléctrico, mediante las Leyes 142 y 143 de 1994, en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores o usuarios no regulados, bajo las reglas que establece la CREG. El mercado se divide en dos segmentos: el mercado de contratos bilaterales (largo plazo) y la Bolsa de Energía (corto plazo).

La bolsa de energía se constituye como un mercado diario, para las 24 horas del día siguiente, con obligación de participación para todos los generadores registrados y con reglas explícitas de cotización, en el que la energía transada por contratos es independiente del precio de corto plazo.

Por su parte, los contratos bilaterales (mercado de largo plazo): son compromisos adquiridos libremente por generadores y comercializadores, en cantidades, precios y condiciones pactadas entre las partes; se trata de un mercado financiero cuya función es reducir la exposición del

generador y del usuario final a la volatilidad de precios de corto plazo. La entrega física de la energía contratada se realiza a través de la bolsa.

Los contratos con usuarios regulados se celebran tras un proceso de convocatoria pública en el que el comercializador define la duración y demás condiciones, y actualmente suelen tener una duración cercana a dos años; en cambio, los usuarios no regulados negocian libremente las condiciones con el comercializador.

5.1.2 Generación física y generación de contratos: la diferencia conceptual

Para interpretar adecuadamente el análisis presentado, es necesario distinguir entre la generación física y la posición comercial de los agentes, ya que ambas responden a conceptos diferentes. La generación física corresponde a la energía efectivamente producida por las plantas de generación, determinada por el despacho central realizado por el operador del sistema con base en el orden de mérito económico, la disponibilidad de los recursos y las condiciones operativas del sistema. Por su parte, la posición comercial refleja los compromisos de compra y venta de energía asumidos por cada agente mediante contratos bilaterales o transacciones en la bolsa de energía, independientemente de la generación física registrada en un período determinado.

Como resultado, la generación física de un agente puede diferir de sus compromisos comerciales debido a factores como indisponibilidades de las plantas, condiciones hidrológicas, mantenimientos programados o restricciones operativas del sistema. Cuando la generación resulta insuficiente para atender los compromisos contractuales, el agente debe adquirir la energía faltante mediante compras de cobertura en el mercado. En contraste, cuando la generación supera los compromisos de venta, el excedente es liquidado en la bolsa de energía conforme a las reglas del mercado.

De manera independiente a la posición comercial, los generadores que cuentan con Obligaciones de Energía Firme (OEF) deben respaldar dichos compromisos mediante activos con capacidad de suministrar energía firme durante condiciones críticas del sistema, conforme a los criterios establecidos en el esquema del Cargo por Confiabilidad.

En este contexto, el balance físico-comercial constituye una herramienta de análisis que permite contrastar la generación física con los compromisos comerciales de cada agente, identificando la forma en que estos son atendidos mediante generación propia, compras de cobertura o una combinación de ambas.

5.1.3 Rol de los comercializadores

Los comercializadores son agentes del MEM encargados de adquirir energía mediante contratos bilaterales y/o transacciones en la bolsa de energía para atender la demanda de usuarios regulados y no regulados. Los comercializadores que prestan el servicio a usuarios finales conectados al SIN realizan sus transacciones conforme a las reglas previstas para el mercado mayorista.

Desde el punto de vista comercial, su posición predominante es la de comprador de energía para atender la demanda de sus usuarios. No obstante, de acuerdo con las condiciones del mercado y la regulación vigente, también pueden realizar operaciones de venta sobre energía previamente contratada.

En el caso de los usuarios regulados, la contratación de energía debe realizarse mediante procesos de convocatoria pública adelantados a través del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP). Asimismo, la proporción de energía respaldada mediante contratos frente a la expuesta al precio de bolsa constituye un elemento relevante para el análisis de la gestión del riesgo de precio por parte de los comercializadores.

El seguimiento a las operaciones realizadas por estos agentes permite analizar su comportamiento en el mercado, la evolución de sus posiciones comerciales y su exposición a las diferentes fuentes de suministro.

5.1.4 Relevancia del análisis para las actividades de monitoreo y vigilancia

El análisis presentado permite caracterizar el comportamiento comercial de los agentes del mercado y constituye un insumo para las actividades de monitoreo, vigilancia y control adelantadas por la Superintendencia. En particular, facilita el seguimiento de la formación de precios, la gestión de la exposición al mercado de bolsa, el respaldo de las obligaciones de energía firme y la identificación de patrones relevantes en las posiciones comerciales de los agentes.

Asimismo, el análisis de estas variables contribuye a identificar oportunamente cambios en el comportamiento del mercado que puedan tener incidencia sobre los costos de prestación del servicio y, en consecuencia, sobre los usuarios finales. La identificación de patrones o comportamientos constituye un elemento de seguimiento y, por sí sola, no implica un pronunciamiento sobre la conducta de los agentes del mercado.

5.1.5 Indicador de liquidez: el Churn Rate

5.1.5.1 Definición y cálculo

Con el propósito de complementar el análisis del MEM, se incorpora el Churn Rate o tasa de rotación, indicador utilizado para aproximar el nivel de actividad transaccional de un mercado de energía. Este indicador relaciona el volumen total de energía negociado con el volumen físico efectivamente generado o despachado durante el mismo período.

Para el caso colombiano, el indicador se calcula como la relación entre el volumen total de energía transado —considerando las operaciones realizadas en bolsa y mediante contratos bilaterales— y el volumen físico de energía despachado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

$$\text{Churn Rate} = \frac{\text{Volumen total transado (bolsa + contratos)}}{\text{Volumen físico despachado}}$$

En términos generales, el indicador expresa cuántas veces una misma unidad física de energía es objeto de transacciones antes de su entrega final. Valores superiores reflejan una mayor actividad transaccional sobre un mismo volumen físico; sin embargo, su interpretación depende de las características propias del diseño institucional y comercial de cada mercado, por lo que no constituye una medida absoluta de liquidez.

5.1.5.2 Referencias internacionales e interpretación para Colombia

El churn rate ha sido utilizado como indicador de liquidez en diversos mercados internacionales de energía, tanto de gas natural como de electricidad. No obstante, los valores observados dependen del diseño del mercado, los mecanismos de negociación, el grado de desarrollo de los productos

financieros y la profundidad de las transacciones, por lo que los niveles registrados en mercados como Henry Hub, TTF (Países Bajos) o NBP (Reino Unido) constituyen únicamente referencias metodológicas y no parámetros de comparación directa con el mercado colombiano.

En el Mercado de Energía Mayorista colombiano, el indicador debe interpretarse considerando las particularidades de su diseño, basado principalmente en contratación bilateral y en un mercado de bolsa para el balance de corto plazo. En consecuencia, el valor obtenido para Colombia no pretende compararse con los umbrales reportados para mercados internacionales, sino servir como una medida de referencia para analizar la evolución de la actividad transaccional del MEM a lo largo del tiempo.

En este boletín, el Churn Rate se incorpora como un indicador complementario para el seguimiento del Mercado de Energía Mayorista, cuya evolución permitirá caracterizar los cambios en la actividad transaccional del mercado entre diferentes períodos de análisis.

5.2 Metodología y fuentes de información

5.2.1 Fuentes de información

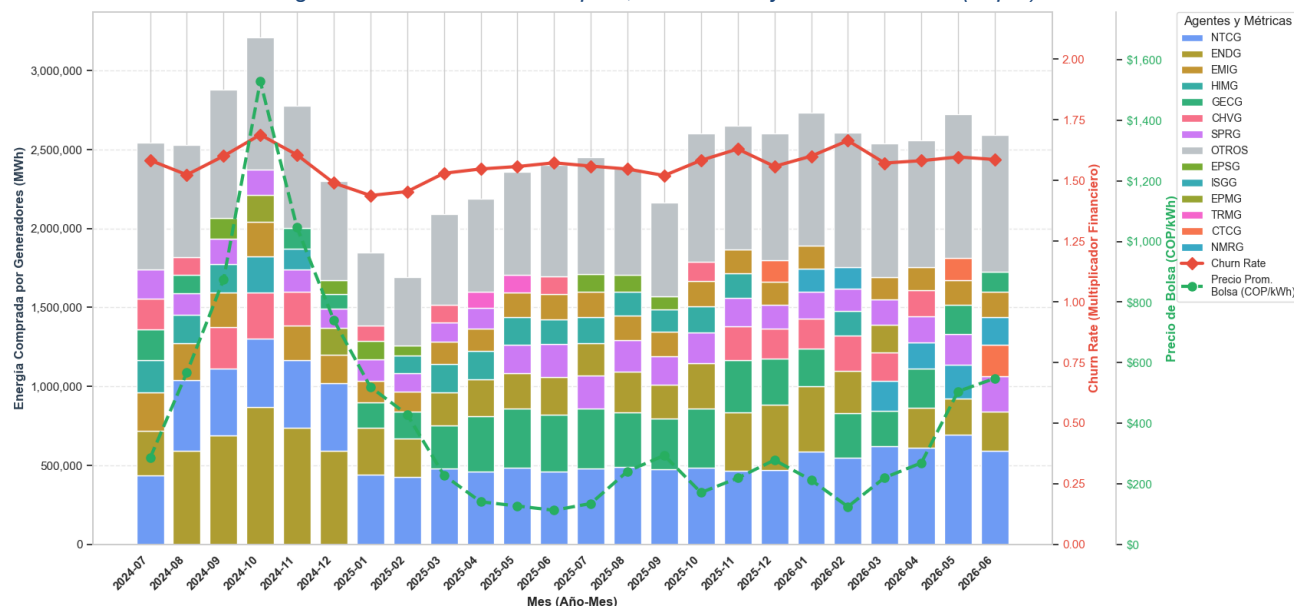
El análisis presentado en este boletín se elaboró a partir de información oficial publicada por XM y el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista (SIMEM). Estas fuentes suministran información relacionada con la operación del sistema eléctrico, la generación de energía, las transacciones realizadas en bolsa y mediante contratos, así como otras variables necesarias para el seguimiento del mercado.

5.2.2 Tratamiento de la información

La información fue sometida a procesos de depuración, homologación y validación para garantizar su consistencia. Posteriormente, se integró y procesó para la construcción de los indicadores, gráficos y análisis presentados en este boletín, utilizando herramientas de análisis de datos desarrolladas en Python.

5.3 Resultados

Figura 5-1 Evolución de compras, Churn Rate y Precio de bolsa (Top 7)



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

El análisis retrospectivo de las compras de cobertura realizadas por agentes generadores durante el período comprendido entre julio de 2024 y junio de 2026 evidencia un comportamiento diferenciado a lo largo del tiempo. Los mayores volúmenes de compra se registraron en octubre de 2024, cuando se alcanzaron aproximadamente 3,2 millones de MWh mensuales, coincidiendo con el período de menores aportes hídricos asociado al Fenómeno de El Niño. Posteriormente, las compras disminuyeron hasta ubicarse entre 1,7 y 1,8 millones de MWh durante enero y febrero de 2025. A partir del segundo trimestre de 2025 se observa un nuevo incremento, estabilizándose entre 2,4 y 2,7 millones de MWh mensuales durante el resto de 2025 y el primer semestre de 2026. En consecuencia, las compras de cobertura no retornan a los niveles mínimos observados tras la normalización hidrológica, sino que permanecen en niveles elevados durante el período analizado.

Adicionalmente, la categoría “OTROS”, que agrupa agentes con volúmenes individuales inferiores a 500.000 MWh mensuales, representa una participación relevante dentro del total de compras. Este comportamiento indica que las compras de cobertura no se concentran exclusivamente en los agentes de mayor tamaño, sino que constituyen una práctica observada en un conjunto amplio de participantes del mercado.

Desde el punto de vista operativo, es esperable que un generador realice compras de cobertura de manera ocasional como consecuencia de mantenimientos programados, indisponibilidades de generación, restricciones operativas o variaciones en las condiciones hidrológicas. Sin embargo, cuando dichas compras se presentan de forma recurrente durante un horizonte prolongado, la evidencia sugiere que la diferencia entre la generación física y los compromisos comerciales trasciende eventos puntuales y se mantiene a lo largo del tiempo. En este contexto, la persistencia de posiciones compradoras constituye un elemento objetivo de seguimiento para evaluar la evolución del balance físico-comercial de los agentes.

Análisis de agentes seleccionados

- Agente NTCG

Durante prácticamente todo el período analizado, NTCG se mantiene dentro de los siete principales compradores mensuales de energía, consolidando una posición compradora recurrente desde el primer trimestre de 2025. Sus compras mensuales oscilan entre 400.000 y 700.000 MWh, con una tendencia creciente hacia el final del período. Este comportamiento evidencia una participación sostenida en el mercado de compras de cobertura.

Aspectos para seguimiento: realizar el seguimiento periódico del balance entre la posición contractual vendedora, la generación física (redespacho) y la relación ENFICC–OEF, con el fin de caracterizar el origen de la diferencia observada entre la generación propia y los compromisos comerciales del agente.

- Agente ENDG

ENDG registra los mayores volúmenes de compra durante el segundo semestre de 2024, alcanzando máximos superiores a 850.000 MWh mensuales durante octubre y noviembre, período coincidente con el mayor estrés hidrológico del sistema. Durante 2025 disminuye su participación relativa, aunque permanece de forma recurrente dentro del grupo de los principales compradores mensuales.

Aspectos para seguimiento: analizar la evolución de las compras de cobertura en relación con la disponibilidad de generación declarada y efectuar seguimiento al comportamiento de sus obligaciones comerciales y de confiabilidad durante períodos de menor disponibilidad hídrica.

- Agente GECG

A partir del segundo trimestre de 2025, GECG presenta un incremento sostenido en sus compras de cobertura, aumentando progresivamente su participación hasta ubicarse entre los principales compradores hacia el cierre del período analizado. A diferencia de otros agentes, este comportamiento se presenta en un contexto de condiciones hidrológicas menos restrictivas que las observadas durante 2024.

Aspectos para seguimiento: evaluar la evolución de la relación entre la posición comercial y la generación física del agente, así como el comportamiento de las compras de cobertura y sus principales características comerciales.

Comportamiento del Churn Rate

Entre julio de 2024 a junio de 2026, el Churn Rate se mantuvo relativamente estable, con valores comprendidos entre 1,45 y 1,65, registrando un promedio cercano a 1,55. En términos generales, este resultado indica que el volumen total de transacciones comerciales supera el volumen físico de energía generado durante el mismo período.

Los valores más altos del indicador se observaron en octubre de 2024, coincidiendo con el período de menores aportes hídricos y con los mayores niveles registrados en el precio de bolsa. Asimismo, se identifican incrementos adicionales durante noviembre de 2025 y febrero de 2026. Por el contrario, los valores mínimos se registran entre enero y febrero de 2025, posteriormente a la recuperación de las condiciones hidrológicas.

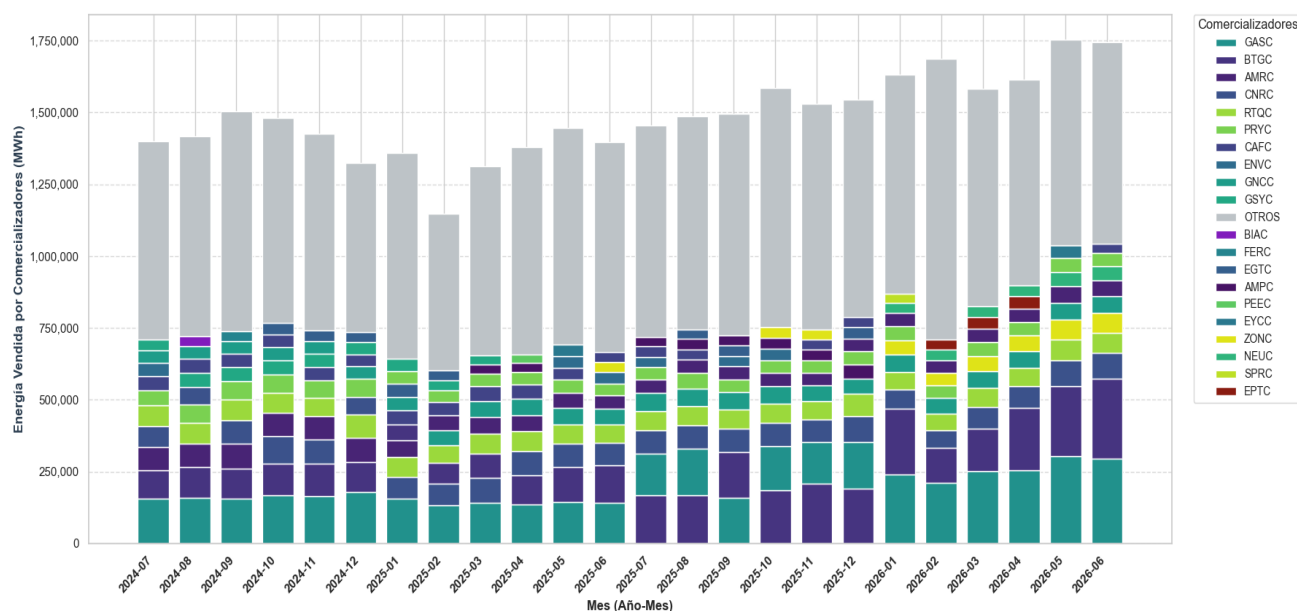
En conjunto, los resultados muestran que la actividad transaccional medida mediante el Churn Rate aumenta durante los períodos de mayor estrechez del sistema, comportamiento consistente con un incremento en las operaciones de cobertura realizadas por los agentes durante dichos escenarios.

Relación con el precio de bolsa

Durante octubre de 2024 el precio promedio de bolsa superó los 1.600 COP/kWh, registrando el valor más alto del período analizado. Posteriormente se observó una reducción sostenida durante el primer semestre de 2025, alcanzando niveles cercanos a 120–150 COP/kWh. A partir de marzo de 2026 el precio retomó una trayectoria creciente, particularmente durante abril y mayo.

Este comportamiento coincide temporalmente con niveles elevados de compras de cobertura por parte de los generadores y con mayores valores del Churn Rate. Si bien el análisis presentado no permite establecer relaciones de causalidad entre estas variables, sí evidencia que los períodos de mayores precios de bolsa corresponden a escenarios en los que también se registra una mayor actividad transaccional y mayores niveles de compras de cobertura. De igual forma, se observa que varios agentes incrementan dichas compras durante períodos caracterizados por menores aportes hídricos, comportamiento consistente con la estacionalidad hidrológica del sistema colombiano.

Figura 5-2 Reventas en el mercado mayorista por comercializador (Top 10 mensual)



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Como complemento al análisis de la posición compradora de los generadores, se evaluó la posición vendedora de los agentes registrados como comercializadores, entendida como las ventas de energía realizadas por estos agentes dentro del Mercado de Energía Mayorista, independientemente del segmento de demanda que atienden. Para ello se efectuó seguimiento a los diez principales vendedores mensuales (Top 10) durante el período comprendido entre julio de 2024 y junio de 2026.

Durante el período analizado, más de veinte agentes diferentes hicieron parte del Top 10 en al menos un mes, lo que evidencia una composición dinámica de los principales vendedores del mercado.

El volumen mensual de energía comercializada por estos agentes osciló entre 1,15 y 1,75 millones de MWh. Los menores niveles se registraron en febrero de 2025, con aproximadamente 1,15 millones de MWh, mientras que a partir de ese momento se observa una tendencia creciente que alcanza sus valores más altos durante mayo y junio de 2026, con cerca de 1,75 millones de MWh.

Al comparar estos resultados con las compras de cobertura realizadas por los generadores, se observa que el volumen vendido por los comercializadores es inferior al volumen adquirido por los generadores durante todo el período analizado. Este comportamiento indica que las compras de cobertura de los generadores son atendidas tanto por comercializadores como por otros agentes participantes del mercado, incluidos generadores con posiciones vendedoras.

El análisis permite identificar dos comportamientos predominantes entre los principales comercializadores vendedores. El primero corresponde a agentes que mantienen volúmenes de venta relativamente estables a lo largo del período, permaneciendo de manera recurrente dentro del grupo de principales vendedores. El segundo corresponde a agentes cuya participación es intermitente, ingresando y saliendo del Top 10 conforme evoluciona la actividad del mercado.

Asimismo, se identifican agentes que registran volúmenes recurrentes de venta sin evidenciar una participación asociada a activos de generación representados. Este comportamiento constituye un elemento de interés para el seguimiento del mercado y podrá ser analizado con mayor nivel de detalle mediante la revisión de las contrapartes de las transacciones y de las posiciones comerciales de dichos agentes, aspecto que excede el alcance del presente boletín.

Análisis de agentes seleccionados

- Agente GASC

GASC mantiene una participación permanente dentro del Top 10 durante todo el período analizado. Sus ventas evolucionan desde un rango aproximado de 130.000–180.000 MWh mensuales durante 2024 y comienzos de 2025 hasta valores cercanos a 250.000–300.000 MWh mensuales durante el primer semestre de 2026, consolidándose como uno de los principales vendedores del mercado.

Aspectos para seguimiento: caracterizar el origen de la energía comercializada, la evolución de sus posiciones comerciales y las relaciones transaccionales con otros agentes, con el propósito de comprender el comportamiento observado durante el período.

- Agente BTGC

BTGC presenta niveles moderados de ventas durante 2024 y buena parte de 2025. No obstante, a partir del segundo semestre de 2025 registra un incremento progresivo de sus volúmenes comercializados, ubicándose durante 2026 entre los principales vendedores del mercado.

Aspectos para seguimiento: efectuar seguimiento a la evolución de sus posiciones comerciales, las características de sus principales contrapartes y el comportamiento de sus transacciones durante períodos de mayor actividad del mercado.

- Agente RTQC

RTQC participa de manera recurrente durante el período analizado, con volúmenes intermedios y un incremento gradual a partir del último trimestre de 2025, coincidiendo con una mayor participación de nuevos agentes dentro del Top 10.

Aspectos para seguimiento: analizar la evolución de su posición comercial, la composición de sus ventas y la recurrencia de sus principales contrapartes comerciales.

6 Conclusiones

6.1 Mercado mayorista de gas natural

Durante el trimestre marzo-mayo de 2026, el mercado mayorista de gas natural registró un incremento en la oferta total, que alcanzó 915,5 GBTUD, impulsado principalmente por una mayor disponibilidad de producción nacional y por la participación del gas natural importado como fuente complementaria de abastecimiento. En materia de precios, los tres segmentos del mercado presentaron incrementos respecto del trimestre anterior, observándose precios promedio más bajos en el mercado primario, niveles intermedios en el mercado secundario y los mayores valores en el mercado minorista, de acuerdo con las modalidades contractuales analizadas.

En cuanto a la estructura del mercado, la producción primaria continuó presentando altos niveles de concentración, mientras que los mercados primario y secundario registraron una mayor dispersión en la contratación. Por su parte, el mercado minorista evidenció niveles de concentración superiores a los observados en el mercado secundario, particularmente en la contratación destinada a la atención de la demanda. Estos resultados constituyen elementos relevantes para el seguimiento de la estructura competitiva del mercado y de la evolución de la participación de los diferentes agentes.

El análisis específico del mercado secundario evidenció incrementos tanto en los volúmenes negociados como en los precios de las transacciones durante el período analizado, ampliándose el diferencial frente al mercado primario. Adicionalmente, el seguimiento realizado permitió identificar comportamientos que ameritan monitoreo, particularmente en aspectos relacionados con la concentración de mercado, la evolución de los precios y la participación de los agentes en las diferentes modalidades de contratación.

En materia de infraestructura, se identificaron corredores del Sistema Nacional de Transporte con niveles elevados de contratación frente a la capacidad declarada. No obstante, parte de estas diferencias podrían obedecer a inconsistencias o desfases en el registro de la información contractual, por lo que resulta pertinente continuar con la validación y depuración de la información reportada por los agentes.

6.2 Mercado mayorista de energía eléctrica

Durante el trimestre marzo-mayo de 2026, el precio de bolsa presentó una tendencia creciente, pasando de un promedio de 101,49 \$/kWh en marzo a 258,83 \$/kWh en mayo. No obstante, el precio promedio ponderado del trimestre (175,83 \$/kWh) permaneció por debajo del registrado durante el trimestre inmediatamente anterior (303,61 \$/kWh). Durante el mismo período se observaron menores niveles de volumen útil del Sistema Interconectado Nacional (SIN), aportes hídricos inferiores a la media histórica durante mayo y la declaración de condición de Vigilancia por parte de XM el 21 de mayo de 2026. El análisis exploratorio realizado sobre variables como el índice de estrechez, el margen de reserva, el régimen hidrológico y la participación térmica permitió

caracterizar el comportamiento observado durante el trimestre, sin que ello implique establecer relaciones de causalidad entre dichas variables y el precio de bolsa.

El seguimiento a la fijación de precios evidenció una mayor participación de ENEL Colombia hacia el cierre del trimestre, seguida por ISAGEN y AES Colombia. Este comportamiento constituye un elemento relevante para el seguimiento de la evolución de la concentración en la fijación de precios de bolsa durante los próximos períodos.

El análisis de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) y la disponibilidad del parque térmico mostró, en términos generales, niveles de respaldo superiores de las obligaciones asignadas, aunque se identificaron diferencias entre agentes y plantas que ameritan seguimiento, especialmente frente a un eventual escenario de menores aportes hídricos.

De manera complementaria, el análisis del balance físico-comercial permitió identificar diferencias persistentes entre la generación física y las posiciones comerciales de algunos agentes durante el período de evaluación. Se observaron posiciones compradoras recurrentes por parte de determinados generadores, así como una participación creciente de comercializadores en las ventas realizadas dentro del Mercado de Energía Mayorista. Asimismo, el Churn Rate se mantuvo relativamente estable durante el período analizado, registrando incrementos en los meses caracterizados por mayores precios de bolsa y una mayor actividad transaccional. Estos resultados constituyen elementos de seguimiento para el análisis del comportamiento comercial de los agentes y de la evolución de la actividad transaccional del mercado.

Finalmente, el costo de las restricciones presentó una tendencia descendente durante el trimestre, mientras que la generación fuera de mérito y la generación de seguridad continuaron concentrándose principalmente en el área Caribe, reflejando la persistencia de requerimientos operativos en dicha región.

En conjunto, el análisis desarrollado permitió identificar cambios relevantes en el comportamiento del Mercado de Energía Mayorista relacionados con la evolución del precio de bolsa, la fijación de precios, la disponibilidad del parque de generación y las posiciones comerciales de los agentes. Estos resultados constituyen un insumo para las actividades de monitoreo, vigilancia y control adelantadas por la Superintendencia, particularmente frente al seguimiento de la formación de precios, la confiabilidad del sistema y la evolución del comportamiento comercial de los agentes.

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

MARZO A MAYO DE 2026

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

