

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

DICIEMBRE 2025 – FEBRERO 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 Florez
- Claudia Eslendy Jara Orduz
- Helena Giovahanna Guayara Gutiérrez
- Miguel Ángel Varela Moyano
- Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Coordinador

Manuel Gustavo Vergara Murillo

Contenido

1. Resumen Ejecutivo	12
2. Mercado Mayorista de Gas Natural	14
2.1. Seguimiento de mercado	15
2.1.1. Mercado Primario	16
2.1.2. Mercado Secundario	36
2.1.3. Mercado minorista de gas natural	47
2.2. Seguimiento operativo	57
2.2.1. Producción	57
2.2.2. Demanda	60
2.2.3. Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	69
2.2.4. Disponibilidad de la infraestructura de gas natural: Impacto de mantenimientos y restricciones operativas	79
3. Dinámicas Recientes del Mercado de Gas Natural en Colombia	84
3.1. Introducción	84
3.2. Contexto del mercado durante el trimestre	85
3.2.1. Condiciones de oferta de gas	86
3.2.2. Demanda de Gas para Generación Térmica	88
3.3. Estructura del Mercado y Concentración	96
3.3.1. Estructura de Oferta	97
3.3.2. Estructura de la Comercialización	103
3.3.2.1. Mercado Primario	106
3.3.2.2. Mercado Secundario	109
3.3.2.3. Mercado Minorista	114
3.4. Formación de Precios en el Mercado de Gas Natural	117
3.4.1. Formación de Precios en el Mercado Primario	118
3.4.2. Formación de Precios en el Mercado Secundario	123
3.4.3. Formación de Precios en el Mercado Minorista	129
3.5. Implicaciones en la Formación de Precios	133
4. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	137

4.1. Análisis de evolución del sistema y dinámica del mercado	137
4.1.1. Evolución de la Capacidad Efectiva Neta del SIN	137
4.2. Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa	143
4.2.1. Fijación de Precios de Bolsa	143
4.2.2. Comparación de variables por agente y plantas relevantes para la operación del sistema	154
4.3. Seguimiento operativo	195
4.3.1. Volumen Útil del Sistema	195
4.3.2. Hidrología del sistema	197
4.3.3. Demanda	201
4.3.4. Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	203
5. Energía Eléctrica: Cargo por Confiabilidad	208
5.1. Precio de Escasez	209
5.1.1. Resolución CREG 071 de 2006	210
5.1.2. Resolución CREG 140 de 2017	211
5.1.3. Resolución CREG 101 066 de 2024	212
5.1.4. Resolución CREG 101 069 de 2025	214
5.2. Recaudo de la remuneración del Cargo por Confiabilidad	215
5.2.1. Remuneración Real del Cargo por Confiabilidad	215
5.2.2. Integración de plantas en el mecanismo de Cargo por Confiabilidad	218
5.3. Participación en la subasta OEF	219
5.3.1. Tecnologías de las plantas en las subastas de Cargo por Confiabilidad	227
5.3.2. Plantas en operación y futuras en las subastas de Cargo por Confiabilidad	229
5.4. Comentario final	230

Lista de Figuras

Figura 1. Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario.....	18
Figura 2. Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario	22
Figura 3. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.....	23
Figura 4. Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.	25
Figura 5. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.....	26
Figura 6. Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad	28
Figura 7. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural	31
Figura 8. Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	32
Figura 9. Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Primario Gas Natural	33
Figura 10. Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.....	37
Figura 11. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.....	39
Figura 12. Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.....	41
Figura 13. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.	43
Figura 14. Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas	45
Figura 15. Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Minorista.	48
Figura 16. Precios promedio ponderado del mercado minorista por modalidad.	51
Figura 17. Cantidad contratada del mercado minorista por modalidad.	53
Figura 18. Índice Herfindahl-Hirschman-HHI y de Concentración-IC4 del Mercado Minorista de Gas Natural.	56
Figura 19. Producción agregada de gas durante el último trimestre.	57
Figura 20. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	59
Figura 21. Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	60
Figura 22. Distribución de la demanda por tipo de usuario.	61
Figura 23. Demanda diaria de gas sectores regulado y no regulado	62
Figura 24. Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	63
Figura 25. Demanda diaria de gas sector no regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	64
Figura 26. Demanda diaria de gas del sector térmico en el periodo de análisis.	66

Figura 27. Tendencia de consumos térmicos de gas natural por regiones	66
Figura 28. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis	67
Figura 29. Tendencia de consumo de gas de mayores termoeléctricas para generación en la costa en el periodo de análisis.	68
Figura 30. Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.	69
Figura 31. Arquitectura topológica y geoespacial del Sistema Nacional de Transporte de gas natural (SNT). 70	
Figura 32. Holgura operativa.	75
Figura 33. Matriz de riesgo operativo del SNT	78
Figura 34. Top de restricción operativa	80
Figura 35. Impacto por tipo de mantenimiento	81
Figura 36. Volumen restringido por Mantenimientos y eventos en el SNT	82
Figura 37. Distribución de Oferta de Gas Natural	87
Figura 38. Contribución de Generación Eléctrica por Fuente	89
Figura 39. Consumo de Combustibles para Generación Térmica	92
Figura 40. Precio de Bolsa vs Generación	94
Figura 41. Estructura de Oferta Total	98
Figura 42. Evolución de HHI y de IC4 de Oferta de Gas Natural	101
Figura 43. Participación por tipo de agente en el volumen total de gas comercializado	105
Figura 44. Participación de Vendedores en el Mercado Primario de gas natural	108
Figura 45. Participación de Vendedores en el Mercado Secundario de Gas Natural	110
Figura 46. Evolución del Volumen Transado por Segmento de Mercado de Gas Natural	112
Figura 47. Participación de Vendedores en el Mercado Minorista de Gas Natural	114
Figura 48. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Primario por Modalidad Contractual	119
Figura 49. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Primario por Tipo de Demanda	122
Figura 50. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Secundario por Modalidad Contractual	124
Figura 51. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Secundario por Tipo de Demanda	127
Figura 52. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Minorista por Tipo de Modalidad Contractual. 130	
Figura 53. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Minorista por Tipo de Demanda	132
Figura 54. Evolución Capacidad Efectiva Neta por recurso energético	138
Figura 55. Comparación de la matriz eléctrica 2022-2026	139

Figura 56. Demanda máxima anual vs CEN total en la fecha de máxima demanda.....	140
Figura 57. Participación porcentual por fuente en la generación efectiva en la fecha de máxima demanda .	141
Figura 58. Participación porcentual por fuente en la generación efectiva en la fecha de máxima demanda .	142
Figura 59. Número de fijaciones en bolsa en el trimestre.....	143
Figura 60. Número de fijaciones en bolsa en el mes de diciembre de 2025	145
Figura 61. Número de fijaciones en bolsa en el mes de enero.....	148
Figura 62. Número de fijaciones en bolsa en el mes de febrero	151
Figura 63. Comparación de variables - AES Colombia	156
Figura 64. Comparación de variables operativas AES Colombia, Chivor.....	159
Figura 65. Comparación de variables – CELSIA	160
Figura 66. Comparación de variables operativas CELSIA, Calima	162
Figura 67. Comparación de variables operativas CELSIA, Salvajina	164
Figura 68. Comparación de variables – ENEL.....	166
Figura 69. Comparación de variables operativas – ENEL, Betania.....	169
Figura 70. Comparación de variables operativas – ENEL, El Quimbo	170
Figura 71. Comparación de variables - EPM	172
Figura 72. Comparación de variables operativas – EPM, Peñol	174
Figura 73. Comparación de variables operativas – EPM, Ituango.....	176
Figura 74. Comparación de variables – ISAGEN	178
Figura 75. Comparación de variables operativas – ISAGEN, Amaní	180
Figura 76. Comparación de variables operativas – ISAGEN, Sogamoso.....	182
Figura 77. Comparación de variables – URRÁ.....	184
Figura 78. Comparación de variables operativas – URRÁ	186
Figura 79. Comparación de variables – TEBSA	188
Figura 80. Comparación de variables operativas – TEBSA.....	190
Figura 81. Comparación de variables – Termocandelaria	192
Figura 82. Comparación de variables operativas – Termocandelaria	194
Figura 83. Comportamiento general dic-25 a feb-26 del volumen útil de los embalses	196
Figura 84. Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del SIN.....	197
Figura 85. Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	198

Figura 86. Volumen Útil, Precio de bolsa y senda de referencia XM.....	199
Figura 87. Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037.	202
Figura 88. Evolución de la demanda diaria del SIN.....	203
Figura 89. Costo de restricciones y precio de bolsa.....	204
Figura 90. Generación de seguridad vs fuera de mérito.....	205
Figura 91. Generación fuera de mérito por área.....	206
Figura 92. Generación de seguridad por área.....	207
Figura 93. Actores y elementos del mecanismo Cargo por Confiabilidad.....	209
Figura 94. Línea de tiempo de la regulación del cargo por confiabilidad.....	210
Figura 95. Precio de escasez según Resolución CREG 071 de 2006.....	210
Figura 96. Precio de escasez según Resolución CREG 140 de 2017.....	211
Figura 97. Precio de escasez según Resolución CREG 101 066 de 2024.....	212
Figura 98. RRID del Cargo por Confiabilidad en Miles de millones COP.....	217
Figura 99. RRID y distribución de compras de energía por contratos y por bolsa.....	218
Figura 100. RRT entre plantas que participaron inicialmente y plantas integradas al mecanismo posteriormente.....	219
Figura 101. Subastas.....	221
Figura 102. Tecnología de las plantas con asignaciones de la subasta de OEF.....	228
Figura 103. Plantas con asignaciones de la subasta de OEF.....	229

Lista de tablas

Tabla 1. Variación de la producción total de gas (GBTUD)	58
Tabla 2. Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).....	62
Tabla 3. Variación de la demanda regulada promedio trimestre (GBTUD).....	64
Tabla 4. Variación de la demanda no regulada promedio trimestre (GBTUD).	65
Tabla 5. Matriz operativa – comercial consolidada	71
Tabla 6. Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en diciembre	146
Tabla 7. Fijaciones por agente en diciembre	146
Tabla 8. Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en enero.....	148
Tabla 9. Fijaciones por agente en enero.....	149
Tabla 10. Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en febrero	151
Tabla 11. Fijaciones por agente en febrero	152
Tabla 12. Estadísticos precios de oferta AES Colombia	157
Tabla 13. Estadísticos precios de oferta CELSIA	161
Tabla 14. Estadísticos precios de oferta ENEL.....	168
Tabla 15. Estadísticos precios de oferta EPM.....	173
Tabla 16. Estadísticos precios de oferta ISAGEN	179
Tabla 17. Estadísticos precios de oferta URRÁ.....	185
Tabla 18. Estadísticos precios de oferta TEBSA	189
Tabla 19. Estadísticos precios de oferta TERMOCANDELARIA.....	193
Tabla 20. Subastas para asignación de OEF	220
Tabla 21. Subastas tipo GPPS	220
Tabla 22. Plantas en las Subastas de asignación de OEF	222

Lista de siglas

- **ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
- **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
- **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

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 el que se analizan las dinámicas de precios, cantidades y principales indicadores del mercado. El documento está estructurado en dos bloques principales, el primero sobre el mercado mayorista de gas natural y el segundo sobre el de energía eléctrica. A su vez, cada uno incluye un análisis especial, sobre temas particulares y de coyuntura de cada servicio.

En términos generales, 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 evidenciaron 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 de concentración en la fijación de precios por parte de algunos agentes

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 analizan indicadores de estructura de mercado, evidenciando una alta concentración de la oferta frente a una demanda más atomizada, 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. Los resultados evidencian diferencias entre la contratación y la demanda efectiva, reflejada en fenómenos de

sobrecontratación de gas firme. Este comportamiento ha estado asociado a mayores niveles de intermediación y reventa, lo que podría afectar la eficiencia del mercado y generar presiones al alza en 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%, lo que es consistente con la reducción en los precios de bolsa y una menor 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.”

2. Mercado Mayorista de Gas Natural

Este capítulo presenta el análisis de 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 bajo condiciones de competencia. 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, diseñadas para atender las necesidades de los agentes y contribuir a la seguridad de abastecimiento. 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, el análisis presentado en este capítulo permite contar con una visión integral del funcionamiento del Mercado Mayorista y Minorista de Gas Natural en Colombia, a partir del seguimiento a las variables de oferta, demanda, precios, contratación 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 acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 102 015 de 2025 y sus modificaciones, se incorporaron ajustes en los mecanismos de contratación del mercado mayorista y minorista de gas natural, entre los que se destacan la implementación de negociaciones trimestrales, así como la eliminación y creación de nuevas modalidades contractuales. Estos cambios buscan mayor flexibilidad en la contratación, permitiendo a los agentes ajustar las condiciones contractuales según la evolución de las condiciones de oferta y demanda. Asimismo, las modificaciones regulatorias fortalecen los mecanismos orientados a promover la transparencia y la equidad en las negociaciones, contribuyendo a una asignación más eficiente de los recursos y a mejorar las condiciones de competencia en el mercado.

El presente análisis incorpora las diferentes modalidades contractuales vigentes, las cuales permiten la celebración de contratos de suministro bajo esquemas firmes, interrumpibles y combinaciones de ambos. Las modalidades mixtas, que combinan compromisos de suministro firme e interrumpible, permiten mayor flexibilidad en la gestión del riesgo de abastecimiento y facilitan la comercialización de gas natural proveniente de distintas fuentes, incluyendo aquellas disponibles en situaciones excepcionales.

En el mercado, las modalidades contractuales de suministro se agrupan en las siguientes categorías: i) contratos firmes, que incluyen modalidades como Firme al 95%, Firme al

80%, Firmeza Condicionada y Take or Pay; ii) contratos con interrupciones; iii) contratos con opción de compra; y iv) contratos de contingencia.

Con el fin de proteger a los usuarios y propender por un mercado eficiente, se realiza un monitoreo permanente del comportamiento del mercado mayorista y minorista. A través de indicadores de desempeño se evalúan aspectos como la evolución de los precios, el grado de concentración del mercado y la participación de los agentes.

Este seguimiento permite identificar oportunamente posibles riesgos para la competencia, la eficiencia económica y la seguridad de abastecimiento, y constituye un insumo para la adopción de medidas orientadas a prevenir prácticas que puedan afectar el adecuado funcionamiento del mercado y la prestación del servicio público domiciliario de gas natural.

Con base en el marco contractual descrito y las modalidades de suministro vigentes, en el siguiente acápite se presenta el análisis del comportamiento de la contratación en el mercado.

2.1.1. Mercado Primario

El mercado primario de gas natural en Colombia constituye el primer eslabón en la cadena de comercialización y cumple un papel central en la formación de precios y en la asignación de los volúmenes de gas disponibles para la atención de la demanda. En este mercado se realizan las transacciones iniciales entre productores comercializadores, comercializadores de gas importado con usuarios no regulados y comercializadores, estableciendo las condiciones de suministro que posteriormente soportan la atención de los diferentes sectores de consumo. Las transacciones se realizan principalmente mediante negociaciones directas entre los agentes, tanto en horizontes de corto como de largo plazo, en el trimestre estándar de negociación.

En el marco regulatorio vigente, la Bolsa Mercantil de Colombia actúa como gestor del mercado de gas natural, a través de una plataforma electrónica en la que los participantes publican ofertas y demandas, facilitando los procesos de negociación y la formación de

precios. Adicionalmente, para determinados volúmenes o bajo condiciones específicas definidas por la regulación, la asignación de gas puede realizarse mediante mecanismos de subasta.

Una vez alcanzados los acuerdos comerciales, estos se formalizan mediante contratos que establecen las condiciones de la transacción, incluyendo volúmenes, precios, calidad del gas y puntos de entrega. El gas negociado es posteriormente transportado a través del Sistema Nacional de Transporte hasta los puntos definidos contractualmente.

El funcionamiento del mercado primario está determinado por las condiciones de oferta disponible, la demanda esperada, la infraestructura de transporte y el marco regulatorio vigente. En este contexto, la transparencia en la información, la eficiencia en los mecanismos de asignación y la competencia entre los agentes son elementos fundamentales para el adecuado funcionamiento del mercado y para garantizar el abastecimiento de gas natural.

A continuación, se presenta la curva agregada de oferta del mercado primario, la cual representa la cantidad de gas natural que los productores están dispuestos a ofrecer a diferentes niveles de precio. Asimismo, se presenta el análisis de precios, cantidades y modalidades contractuales, con el fin de ofrecer una visión general de la estructura de la oferta, la capacidad de producción disponible y la sensibilidad del mercado ante variaciones en el precio.

Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

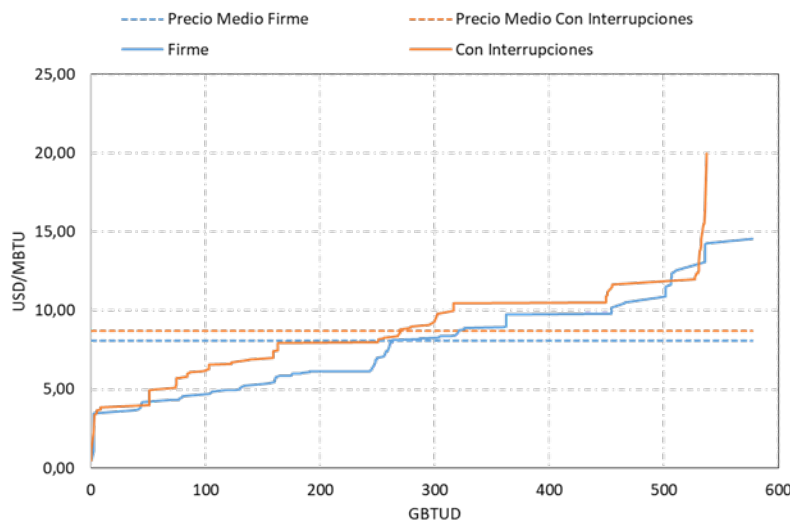
En la siguiente figura se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el mercado Primario de gas, diferenciada por las modalidades Firme (azul) y Con Interrupciones (naranja). El análisis considera los contratos vigentes durante el mes de febrero de 2026.

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 el costo marginal 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 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 8,1 USD/MBTU.

En cuanto a la distribución de precios, se observa que el 7,6% de las cantidades contratadas se negociaron a precios inferiores a 4,0 USD/MBTU. Por su parte, el 23,0% de las cantidades se contrató en el rango entre 4,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU, mientras que el 14,6% se ubicó en el rango entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU. La mayor proporción de contratos, correspondiente al 33,5% del total, se concentró en el rango entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU, y el 21,3% restante se negoció a precios superiores a 9,0 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 sugiere que la disponibilidad de gas a precios bajos es limitada. 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, posiblemente asociados 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 genera 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 8,7 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 15,7% de las cantidades contratadas se negoció a precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, mientras que el 14,7% se ubicó en el rango entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU. Por su parte, el 25,9% de las cantidades contratadas se concentró en el rango de precios entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU. Asimismo, el 28,3% de las cantidades se negoció en el rango entre 10,0 y 12,0 USD/MBTU, y el 14,5% en el rango entre 12,0 y 14,0 USD/MBTU. Finalmente, el 0,9% de las cantidades contratadas registró precios superiores a 14,0 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. No obstante, se observa una mayor participación de volúmenes en rangos de precios superiores a 10 USD/MBTU, lo que explica que el precio promedio ponderado de esta modalidad sea comparable e incluso superior al de los contratos firmes.

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:

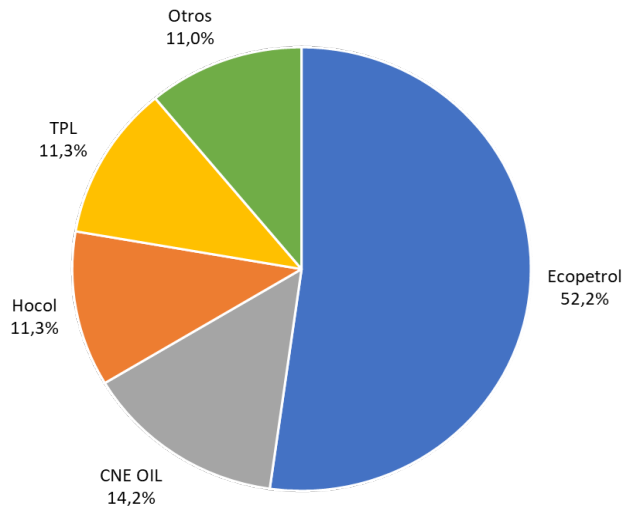
En la Figura 2 se presenta la participación de los productores en los contratos bajo modalidad firme en el mercado primario durante el trimestre analizado. La estructura de mercado observada muestra que Ecopetrol concentró la mayor participación, con el 52,2% del volumen total negociado, tendencia que se ha mantenido desde el inicio del seguimiento realizado en este boletín.

Por su parte, CNE OIL registró una participación del 14,2% del volumen contratado, mientras que Hocol y TPL participaron cada uno con el 11,3% del volumen total negociado. El porcentaje restante, correspondiente al 11,0%, 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. Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario

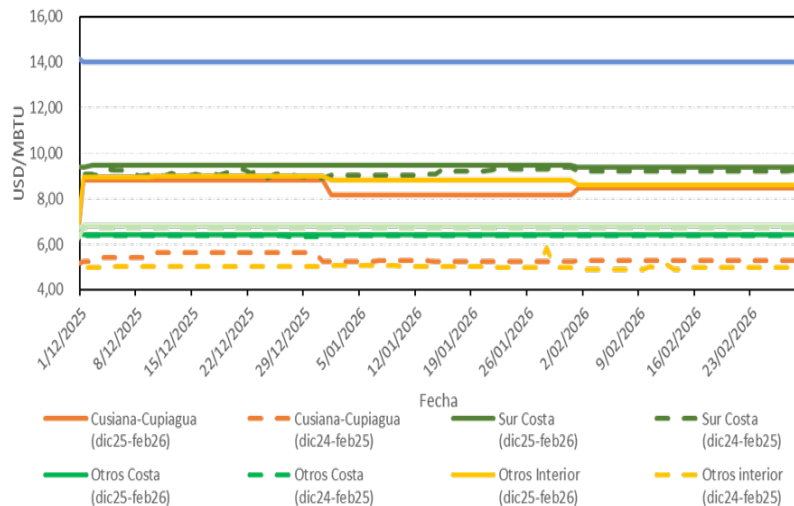


Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

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

Continuando con el análisis del Mercado Primario, la siguiente figura 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 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 14,0 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 es consistente 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 9,4 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 8,8 USD/MBTU durante el trimestre analizado. Este precio, aunque inferior al de Sur Costa, presenta un incremento de 3,8 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 refleja la estructura de costos del suministro y evidencia que, ante condiciones de mayor demanda o menor disponibilidad de gas nacional, el mercado debe recurrir a fuentes de mayor costo, lo que genera presiones alcistas sobre el precio promedio del mercado primario.

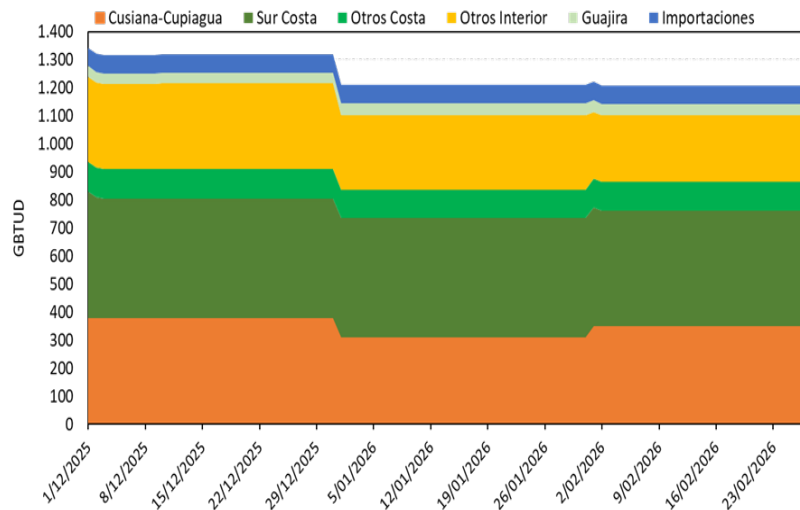
La evolución de los precios por fuente de producción evidencia la creciente influencia del gas importado como fuente marginal de suministro, cuyo mayor costo tiende a establecer el techo de precios en el mercado primario, especialmente en períodos de mayor estrechez entre oferta y demanda.

Así mismo, se analizaron las cantidades contratadas en el Mercado Primario por fuente de producción. El análisis muestra que la mayor parte del volumen contratado provino de los campos de Sur Costa, con un promedio de 420,8 GBTUD durante el trimestre, seguido por los campos de Cusiana–Cupiagua, con un promedio aproximado de 345,7 GBTUD. Estas dos fuentes continúan concentrando la mayor parte del gas contratado en el mercado primario, lo que evidencia su importancia dentro de la oferta nacional de gas natural.

En comparación con el trimestre anterior, el volumen total contratado registró un incremento del 3,4%, lo que refleja una mayor dinámica de contratación en el mercado primario. No obstante, 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 4. Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

A nivel mensual, durante enero de 2026 se observa una reducción en las cantidades contratadas provenientes de los campos de Cusiana–Cupiagua y de otros campos del interior, lo que genera una disminución temporal en el volumen total contratado. Esta reducción puede estar asociada a mantenimientos programados, menor disponibilidad de producción o ajustes en las estrategias de contratación de los agentes.

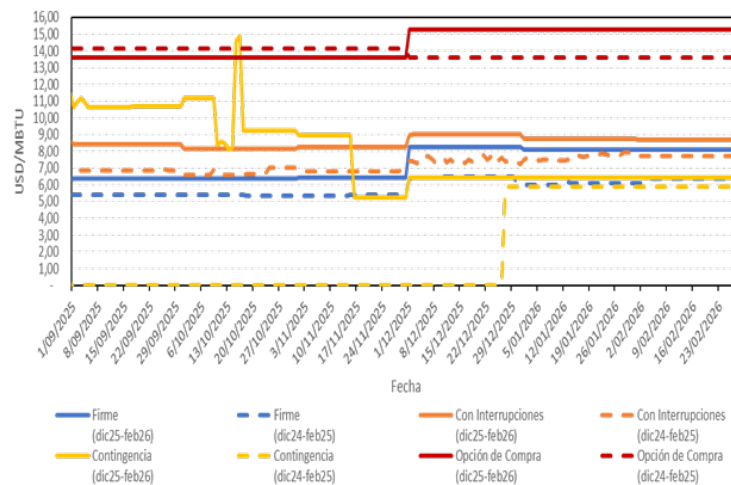
Por otra parte, se evidencia la participación del gas importado dentro de la canasta de suministro del mercado primario, el cual representó el 5,2% del total del volumen contratado durante el trimestre analizado. Aunque su participación es menor frente a las fuentes nacionales, su presencia refleja la 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 y Cusiana–Cupiagua, mientras que otras fuentes del interior y el gas importado participan como fuentes complementarias 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 siguiente figura. 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 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 15,2 USD/MBTU durante el trimestre analizado. Este precio presenta un incremento del 12,1% 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 8,8 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 1,8 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 registraron el precio promedio más bajo, con un valor de 6,4 USD/MBTU, presentando una disminución de 2,9 USD/MBTU 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.

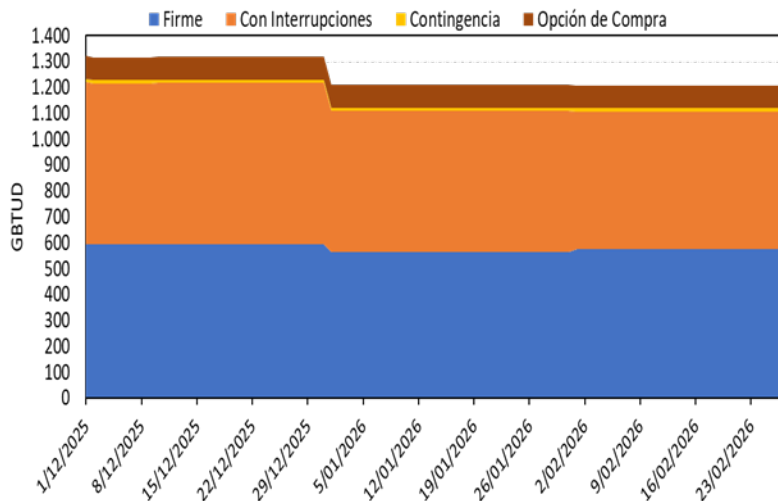
En conjunto, la estructura de precios por modalidad contractual refleja la existencia de primas asociadas al nivel de flexibilidad y al riesgo de suministro. Las modalidades que ofrecen mayor flexibilidad o respaldo, como la Opción de Compra, presentan los precios más altos, mientras que modalidades 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 consistente 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 siguiente figura. 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 6. Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La modalidad Firme concentra una parte significativa del volumen contratado, lo que refleja la necesidad de los agentes de asegurar 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 también presenta una participación importante dentro del total contratado, lo que 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 e Interrumpible.

A lo largo del trimestre se observa una ligera reducción en el volumen total contratado, explicada principalmente por la disminución en la contratación bajo algunas modalidades al inicio del período, con una posterior estabilización en los meses siguientes. 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

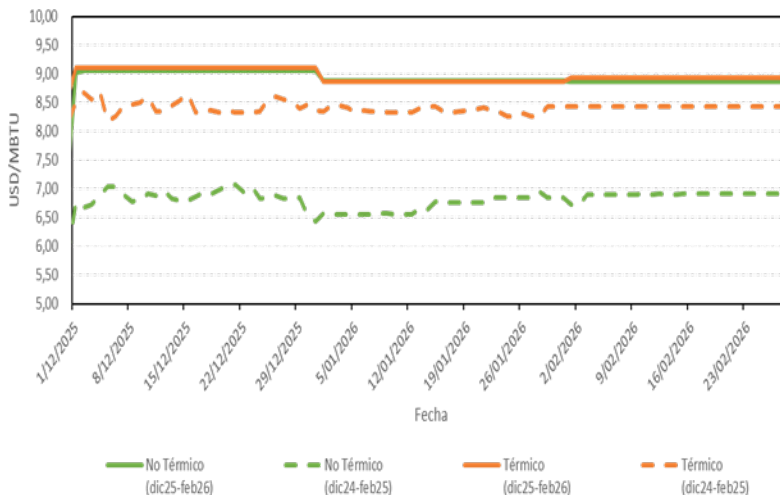
modalidades de respaldo, lo que refleja la necesidad de los agentes de gestionar el riesgo de abastecimiento en un contexto de oferta limitada y creciente incertidumbre sobre la disponibilidad futura de gas.

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 superiores a los observados para el gas destinado a usos no térmicos. En promedio, los contratos para generación térmica se ubicaron alrededor de 9 USD/MBTU, mientras que los contratos para otros usos se ubicaron en niveles cercanos a 6,5–7 USD/MBTU. Esta diferencia de precios refleja la mayor disposición a pagar del sector térmico, especialmente en períodos en los que el sistema eléctrico requiere respaldo térmico y la demanda por gas natural para generación aumenta.

Figura 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

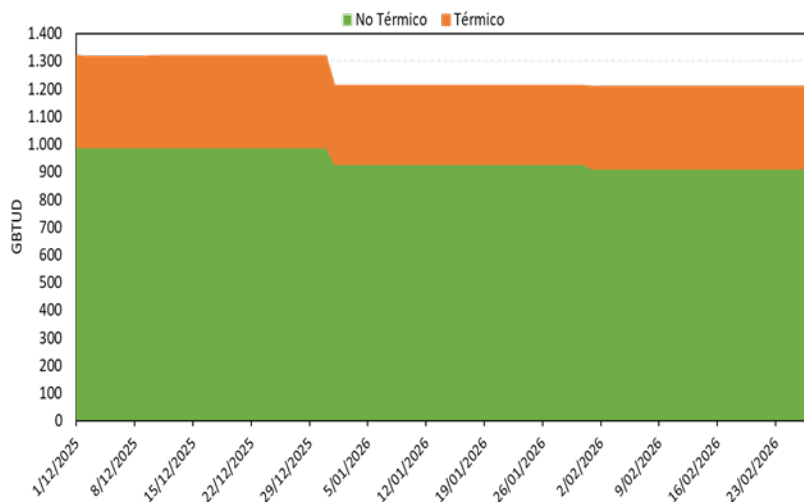
Asimismo, se observa que los precios del gas para generación térmica presentan una menor variabilidad a lo largo del trimestre y se mantienen en niveles relativamente altos, lo que sugiere que estos contratos están asociados principalmente a contratos firmes o a contratos de respaldo para la generación eléctrica. Por su parte, los precios del gas para usos no térmicos presentan niveles más bajos, lo cual puede estar asociado a contratos de largo plazo, contratos interrumpibles o a condiciones de negociación diferentes.

En términos de evolución temporal, se observa una ligera reducción en los precios al inicio del año, seguida de una estabilización en los meses posteriores, tanto para el sector térmico como para los otros usos. Sin embargo, la brecha de precios entre ambos segmentos se mantiene durante todo el período analizado.

En conjunto, el comportamiento de los precios por tipo de uso evidencia la existencia de una segmentación del mercado, en la cual el sector térmico, debido a su importancia para la confiabilidad del sistema eléctrico y su mayor disposición a pagar, enfrenta precios más altos que otros sectores de consumo. Esta situación es consistente con un mercado en el

que la demanda térmica actúa como demanda marginal en determinados períodos, influyendo en la formación de precios del mercado primario.

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

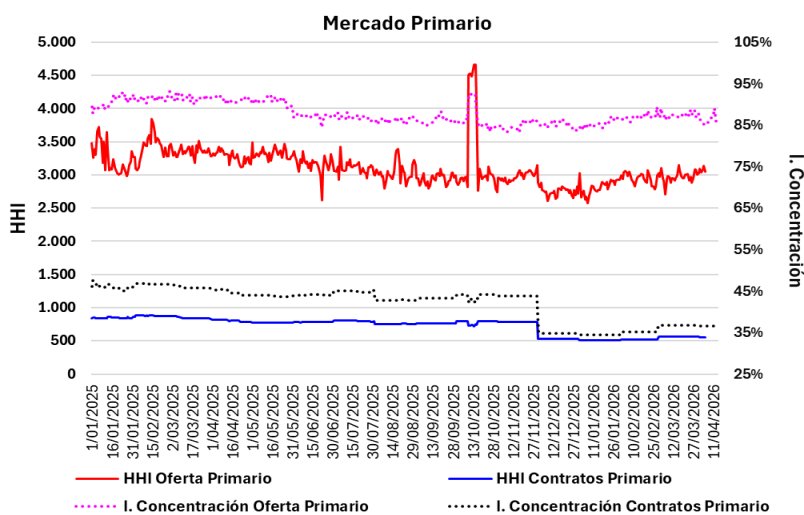
Concentración y participación en el mercado primario

Con el fin de evaluar la estructura del mercado primario de gas natural y el nivel de competencia entre los agentes participantes, se calcularon indicadores de concentración de mercado, específicamente el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) y el Índice de Concentración de los cuatro principales agentes (IC4), tanto para la oferta de gas como para la contratación en el mercado primario. Estos indicadores permiten medir el grado de concentración del mercado y evaluar posibles riesgos asociados a la competencia, la formación de precios y la dependencia del mercado respecto a un número reducido de agentes.

Como se presenta en la siguiente figura, el HHI de la oferta en el mercado primario se ha mantenido en niveles elevados durante el período analizado, ubicándose en valores cercanos a 3.000 puntos, con algunos picos que superan los 4.000 puntos en

determinados momentos del período. De acuerdo con los criterios internacionales de competencia económica, valores de HHI inferiores a 1.500 indican mercados no concentrados, valores entre 1.500 y 2.500 indican mercados moderadamente concentrados y valores superiores a 2.500 corresponden a mercados altamente concentrados. En este sentido, los niveles observados para la oferta del mercado primario de gas natural en Colombia evidencian una estructura de alta concentración, en la que un número reducido de productores concentra la mayor parte del gas disponible para la venta.

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



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Los picos observados en el HHI de oferta reflejan períodos en los cuales la participación de uno o algunos productores principales aumenta de manera significativa, ya sea por mayores volúmenes de producción, menor participación de otros productores, mantenimientos en campos específicos o cambios en las condiciones de contratación. Este comportamiento evidencia que la concentración del mercado no solo es estructural, sino que puede incrementarse en determinados períodos dependiendo de la disponibilidad de gas de los diferentes campos de producción.

Por su parte, el HHI de contratación en el mercado primario presenta valores considerablemente menores, ubicándose en niveles cercanos a 800 puntos durante la mayor parte del período analizado y reduciéndose hacia finales del año a niveles cercanos a 500 puntos. Estos niveles corresponden a un mercado poco concentrado desde el punto de vista de la demanda, lo que indica que las compras de gas natural en el mercado primario están distribuidas entre un número mayor de agentes, incluyendo generadores térmicos, distribuidores, comercializadores e industriales.

La reducción del HHI de contratación hacia finales del período sugiere una mayor diversificación de los compradores o una menor concentración de las compras en los principales agentes, lo que puede estar asociado a cambios en las estrategias de contratación, mayor participación de nuevos compradores o una redistribución de los volúmenes contratados entre los diferentes agentes del mercado.

La diferencia entre el HHI de oferta y el HHI de contratación evidencia una estructura de mercado asimétrica, en la cual la concentración se presenta principalmente en el lado de la oferta, mientras que la demanda se encuentra más diversificada. Este tipo de estructura es característica de mercados en los que pocos productores abastecen a un número amplio de compradores, lo que puede otorgar a los productores una mayor capacidad de negociación en la formación de precios y en las condiciones contractuales, especialmente en escenarios de estrechez entre la oferta y la demanda.

En este contexto, la alta concentración en la oferta implica que la disponibilidad de gas en el mercado primario depende en gran medida de las decisiones de producción y comercialización de un número reducido de agentes, por lo que eventos como mantenimientos, fallas operativas, declinación de campos o cambios en las estrategias comerciales de los principales productores pueden tener efectos significativos sobre los precios, la contratación y las condiciones de abastecimiento del mercado.

El Índice de Concentración de los cuatro principales productores (IC4) de la oferta se ha mantenido en niveles cercanos al 85%–90% durante el período analizado, lo que indica

que la mayor parte del gas disponible en el mercado primario es suministrada por un número reducido de productores. Este nivel de concentración evidencia una alta dependencia del mercado respecto a los principales campos de producción y a las decisiones comerciales de estos agentes.

Un IC4 en estos niveles implica que cambios en la producción, mantenimientos, fallas operativas o decisiones comerciales de uno de los principales productores pueden tener un impacto significativo sobre la oferta total disponible en el mercado, afectando las cantidades contratadas, los precios y las condiciones de abastecimiento. En este sentido, el mercado primario presenta una concentración estructural en la oferta, asociada a la localización de los principales campos de producción y a la estructura de la industria de gas natural en el país.

Asimismo, este nivel de concentración implica que la entrada de nuevos proyectos de producción o nuevas fuentes de suministro podría tener un efecto importante en la reducción de la concentración del mercado y en la mejora de las condiciones de competencia.

El IC4 de contratación se ubica en niveles cercanos al 35%–45%, lo que sugiere que los cuatro principales compradores concentran menos de la mitad del volumen total contratado en el mercado primario. Esto evidencia que la demanda de gas natural se encuentra distribuida entre un número amplio de agentes, incluyendo empresas de generación térmica, distribuidores, comercializadores e industriales.

Una menor concentración en la demanda implica que los compradores tienen participaciones individuales relativamente pequeñas en el mercado, lo que reduce su poder de negociación frente a los productores, especialmente en un contexto en el que la oferta se encuentra altamente concentrada. Esta estructura de mercado, caracterizada por pocos vendedores y muchos compradores, corresponde a una estructura con alta concentración en la oferta, donde los productores tienen una mayor capacidad de influencia en la formación de precios.

2.1.2. Mercado Secundario

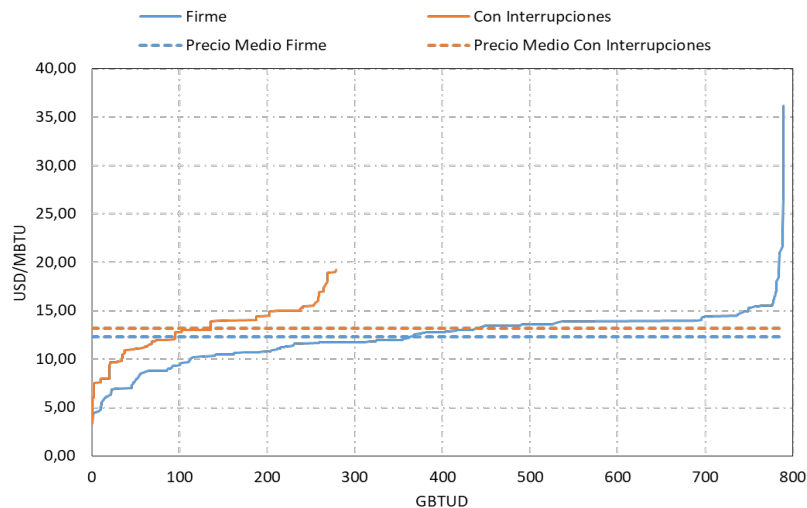
El Mercado Secundario opera como un espacio de negociación flexible donde los participantes pueden intercambiar sus derechos contractuales de suministro de gas natural, y es un espacio en el que los participantes gestionan sus riesgos de suministro y demanda. Los Productores-comercializadores, los Comercializadores de gas importado y los comercializadores pueden participar como compradores en este mercado y los comercializadores y los usuarios no regulados podrán vender gas natural en el Mercado secundario.

Este segmento permite a los participantes ajustar sus posiciones en el mercado en función de cambios en la demanda, la oferta o las condiciones económicas, lo que contribuye a la redistribución del gas entre agentes. No obstante, su mayor dinamismo también puede estar asociado a incrementos en la volatilidad de precios y a mayores niveles de incertidumbre para algunos participantes. Adicionalmente, en determinados contextos, pueden presentarse comportamientos estratégicos de agentes con mayor participación en el mercado, lo que resalta la importancia de su adecuado seguimiento.

Curva de oferta agregada de contratos:

En la siguiente figura 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 febrero 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 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 12,3 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 1,8% de las cantidades contratadas, se negoció a precios inferiores a 6,0 USD/MBTU. Por su parte, el 12,3% 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 80,7%, se concentró en el rango entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU, mientras que el 5,2% 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 13,2 USD/MBTU, ubicándose por encima del precio promedio de los contratos firmes en el mercado secundario. 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 0,1% de las cantidades contratadas se negoció a precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, el 3,4% en el rango entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU, y el 8,8% en el rango entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU. La mayor proporción de las cantidades contratadas, correspondiente al 64,1%, se concentró en el rango entre 10,0 USD/MBTU y 15,0 USD/MBTU, mientras que el 23,6% 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, lo que es consistente con un escenario de estrechez en la oferta disponible.

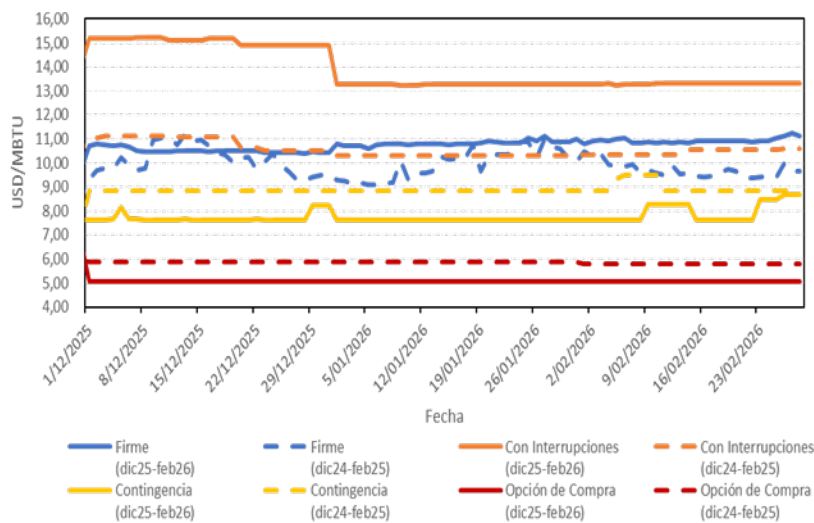
En conjunto, las curvas de oferta agregada del mercado secundario muestran que la mayor parte de las transacciones, tanto en modalidad firme como con interrupciones, se realiza en rangos de precios entre 10 y 15 USD/MBTU, con una proporción significativa de volúmenes negociados a precios superiores a 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 reflejan la escasez relativa de gas disponible 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. 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 11. Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Durante el trimestre analizado, la modalidad Con Interrupciones registró los precios promedio ponderados más altos, con un valor cercano a 13,9 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, ubicándose 0,9 USD/MBTU por encima del valor medio del trimestre anterior. Este incremento evidencia una tendencia al alza en los precios del gas firme en el mercado secundario, lo cual es consistente con la necesidad de asegurar suministro adicional en el corto plazo.

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.

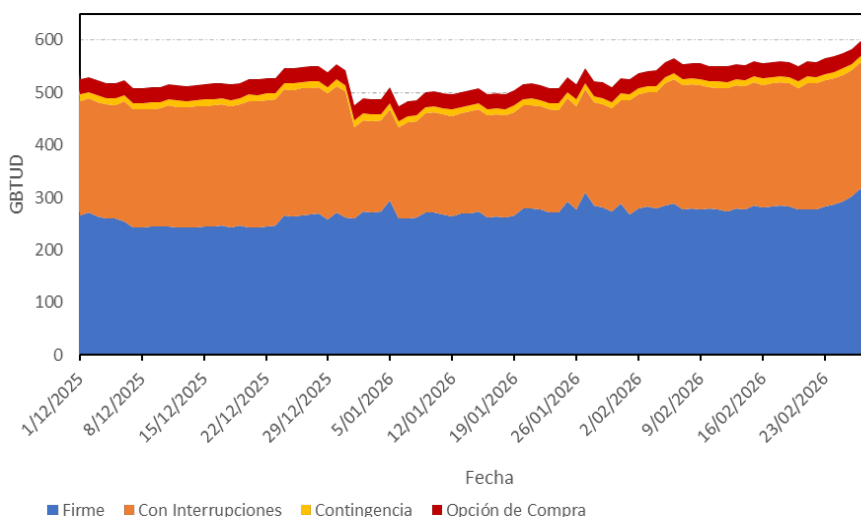
En conjunto, la estructura de precios por modalidad en el mercado secundario muestra que los contratos de corto plazo, tanto firmes como con interrupciones, se están negociando a precios superiores a los observados en el mercado primario, lo que sugiere que el mercado secundario funciona como un mercado 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 siguiente figura presenta la cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad contractual durante el trimestre analizado. La información muestra que la modalidad Firme concentró el mayor volumen contratado, con un promedio de 269,7 GBTUD, seguida por la modalidad Con Interrupciones, que registró un promedio de 217,8 GBTUD. Las modalidades de Contingencia y Opción de Compra presentaron volúmenes considerablemente menores en comparación con las dos modalidades principales.

Figura 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 una disminución del 19,3% en las cantidades totales contratadas en el mercado secundario, lo que sugiere una menor dinámica de contratación en este mercado durante el período analizado. Esta reducción puede estar asociada a una mayor contratación en el mercado primario, a una menor

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 continúan siendo el principal mecanismo de abastecimiento en el mercado secundario, lo que refleja la necesidad de los agentes de asegurar suministro con garantía de entrega, especialmente para cubrir faltantes o ajustes de corto plazo. Por su parte, la modalidad Con Interrupciones presenta un volumen significativo de contratación, lo que muestra que los agentes utilizan esta modalidad como un mecanismo complementario 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.

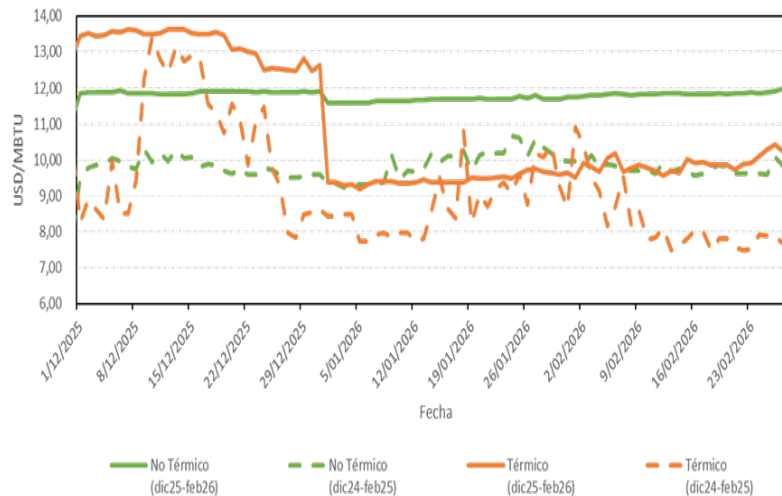
En conjunto, la estructura de contratación por modalidad en el mercado secundario evidencia que este mercado cumple una función de ajuste del sistema, donde los agentes contratan volúmenes adicionales para cubrir desviaciones entre la oferta y la demanda. La reducción en las cantidades contratadas durante 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:

La siguiente figura 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 11,8 USD/MBTU, mientras que el gas destinado al sector térmico presentó un precio promedio cercano a 10,9 USD/MBTU. Esta diferencia de precios refleja las distintas condiciones de contratación y las características de la demanda en cada sector.

Figura 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 mayor presión sobre el mercado de gas natural, consistente con un contexto de mayores costos de suministro, mayor participación de fuentes de mayor costo como el gas importado y condiciones de mayor estrechez entre la oferta y la demanda.

Concentración y participación en el mercado:

Para analizar la estructura del mercado secundario de gas natural y evaluar el grado de concentración tanto en la oferta como en la contratación, se calcularon el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) y el Índice de Concentración de los cuatro principales agentes (IC4). Estos indicadores permiten evaluar el nivel de competencia en el mercado secundario, el grado de participación de los principales agentes y la dinámica de concentración en un mercado que cumple una función de ajuste y balance de corto plazo.

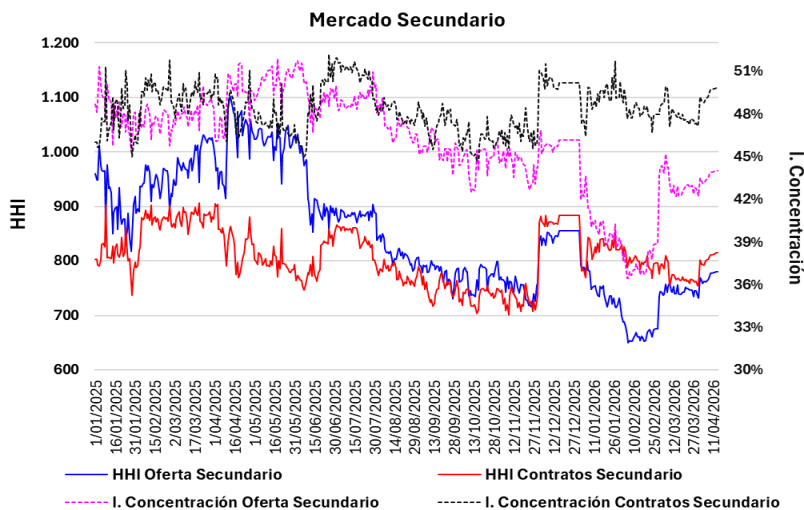
El HHI de la oferta en el mercado secundario se ha mantenido en niveles moderados durante el período analizado, ubicándose generalmente entre 850 y 1.050 puntos, con una tendencia decreciente a lo largo del tiempo. Estos niveles indican que el mercado secundario presenta una menor concentración en la oferta en comparación con el mercado

primario, lo que sugiere una mayor participación de agentes en la reventa de gas y una mayor liquidez en este mercado.

Por su parte, el HHI de contratación en el mercado secundario se ubicó en niveles cercanos a 750–850 puntos durante la mayor parte del período, lo que implica que la demanda en el mercado secundario también se encuentra relativamente desconcentrada. Este comportamiento es consistente con la naturaleza del mercado secundario, en el cual participan múltiples agentes que requieren ajustar sus balances de gas en el corto plazo.

La evolución del HHI muestra que el mercado secundario presenta menores niveles de concentración que el mercado primario, lo que es consistente con su función como mercado de reventa y ajuste, donde participan tanto compradores como vendedores que redistribuyen el gas previamente contratado en el mercado primario.

Figura 14. Índice Herfindahl-Hirschman-(HHI) y de Concentración-IC del Mercado Secundario de Gas



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

El IC4 de la oferta en el mercado secundario se ha ubicado en niveles cercanos al 44%–48% durante la mayor parte del período, lo que indica que los cuatro principales vendedores concentran cerca de la mitad del volumen transado en este mercado. Este nivel de concentración es menor que el observado en el mercado primario, lo que sugiere una mayor participación de agentes en la oferta de gas en el mercado secundario.

Por su parte, el IC4 de contratación en el mercado secundario se ubica en niveles cercanos al 48%–52%, lo que se traduce en que los cuatro principales compradores concentran aproximadamente la mitad del volumen transado en este mercado. Este resultado muestra que, aunque el mercado secundario es menos concentrado que el mercado primario, aún existe una participación relevante de los principales agentes en la compra de gas en este mercado.

En conjunto, los indicadores HHI e IC4 muestran que el mercado secundario presenta menores niveles de concentración que el mercado primario, tanto en la oferta como en la contratación. Esto es consistente con la función del mercado secundario como un mercado de reventa y ajuste de corto plazo, donde participan múltiples agentes que compran y venden gas para balancear sus posiciones.

No obstante, los niveles de concentración observados indican que los principales agentes del mercado siguen teniendo una participación relevante en el mercado secundario, por lo que este mercado también puede verse influenciado por las estrategias comerciales de los agentes con mayor participación, especialmente en períodos de alta demanda o restricciones en la oferta.

El menor nivel de concentración del mercado secundario frente al mercado primario sugiere que este mercado presenta una mayor dinámica competitiva; sin embargo, los precios observados en este mercado están determinados principalmente por las condiciones de oferta y demanda de corto plazo, por lo que su comportamiento refleja la disponibilidad marginal de gas en el sistema.

2.1.3. Mercado minorista de gas natural²

El tercer segmento, denominado Mercado Minorista, comprende las transacciones de compraventa de gas natural que no se realizan bajo las modalidades tradicionales del mercado primario ni del mercado secundario. Este segmento cumple un papel complementario dentro del mercado mayorista, al permitir la realización de transacciones que aportan flexibilidad a la comercialización de gas natural y facilitan el ajuste entre la oferta y la demanda.

En este apartado se analiza la dinámica de las negociaciones realizadas entre comercializadores y usuarios no regulados, considerando variables como precios, cantidades y modalidades contractuales. Asimismo, se presenta la distribución del gas natural según su destino final, clasificándose en dos grandes segmentos: el segmento térmico, que incluye el gas destinado a generación eléctrica y otros usos asociados a la producción de energía y calor; y el segmento no térmico, que comprende el consumo de los sectores industrial, comercial y otros usos finales no asociados a la generación eléctrica.

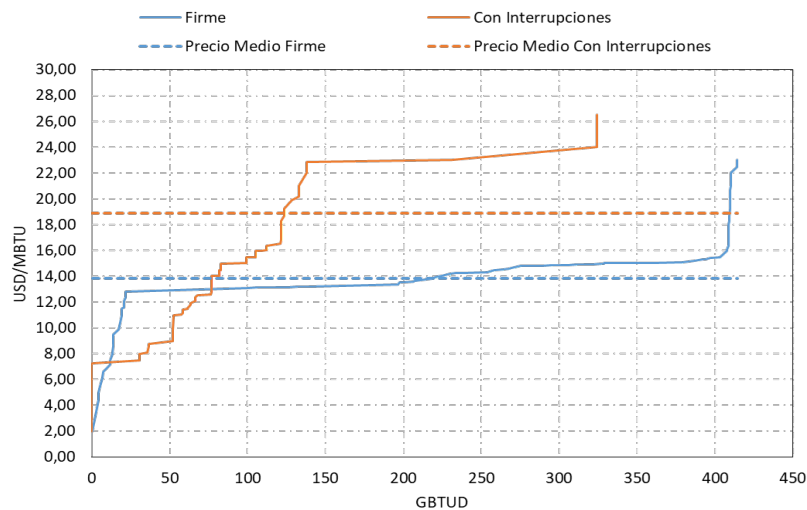
Este análisis permite identificar patrones de contratación, niveles de precios por tipo de consumo y la participación de los diferentes sectores en el mercado minorista. De igual forma, permite evaluar el papel de este segmento como un mecanismo que aporta flexibilidad al mercado de gas natural, facilitando la atención de la demanda de usuarios no regulados y complementando el funcionamiento de los mercados primario y secundario.

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 a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.

Curva de oferta agregada de contratos:

En la siguiente figura 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 febrero de 2026. Esta curva permite analizar la relación entre 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 15. 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 13,8 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 1,2% 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 3,0% del total. La mayor proporción de las cantidades contratadas, correspondiente al 75,2%, 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 20,6% 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 18,9 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 9,4% de las cantidades contratadas se negoció a precios inferiores a 8,0 USD/MBTU, mientras que el 6,6% se ubicó en el rango entre 8,0 USD/MBTU y 10,0 USD/MBTU. Por su parte, el 9,5% 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 60,3%, se negoció en el rango entre 15,0 USD/MBTU y 20,0 USD/MBTU, y el 14,1% 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.

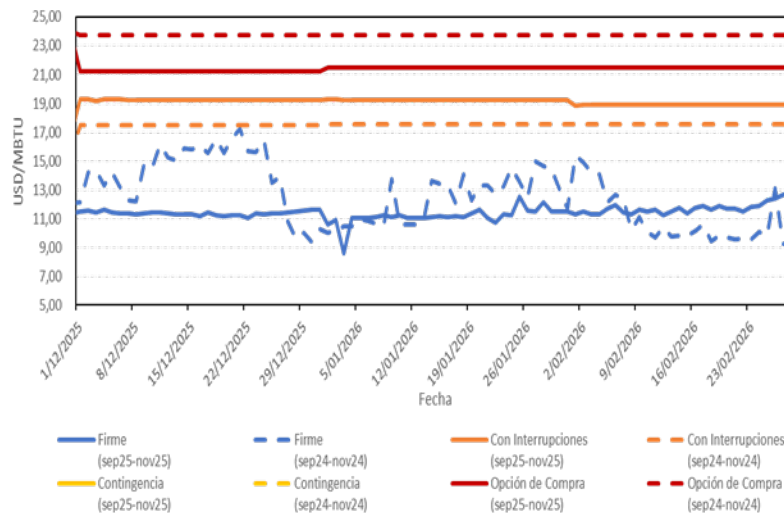
En conjunto, los niveles de precios observados en esta modalidad sugieren que el mercado minorista está reflejando precios de escasez para volúmenes interrumpibles, lo que muestra que los usuarios están dispuestos a pagar precios elevados por asegurar suministro adicional, incluso sin garantía de firmeza. Esto confirma que el mercado minorista, especialmente en contratos con interrupciones, funciona 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 siguiente figura 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 16. 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 21,4 USD/MBTU. Este resultado es consistente 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 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.

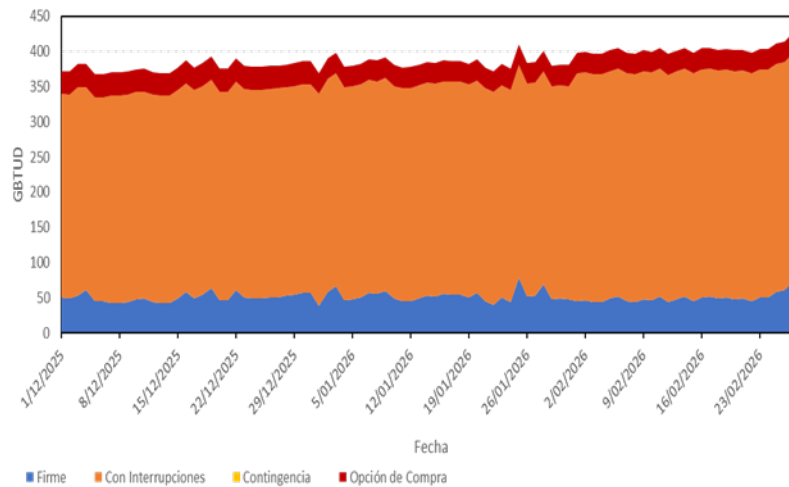
En contraste, la modalidad Firme registró un precio promedio ponderado cercano a 11,4 USD/MBTU, inferior al de las modalidades con mayor flexibilidad. Este comportamiento se explica porque, en los contratos firmes, el comprador asume el compromiso de adquirir el volumen contratado durante el período 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 siguiente figura 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 17. 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 y optimizar 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 306,2 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 51,0 GBTUD. Adicionalmente, se observa una disminución del 11,0% 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.

Concentración y participación en el mercado

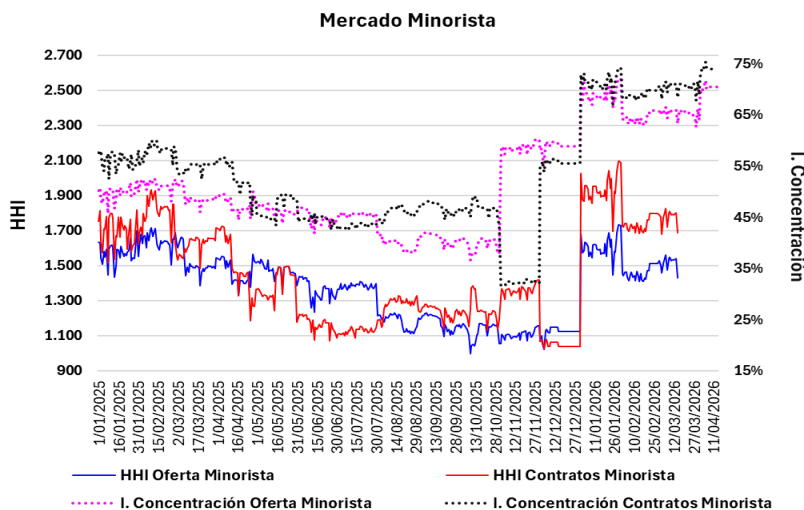
De manera similar a lo desarrollado en los análisis anteriores, se realizó el cálculo del IHH e IC4, con el fin de evaluar la estructura del mercado minorista.

El HHI de la oferta en el mercado minorista se ubicó en niveles entre 1.100 y 1.600 puntos durante la mayor parte del período analizado, indicando que este segmento del mercado presenta niveles de concentración moderados. De acuerdo con los criterios de competencia económica, estos niveles corresponden a un mercado moderadamente concentrado, en el cual participan varios agentes, pero aún existe una participación relevante de algunos comercializadores con mayor presencia en el mercado.

Por su parte, el HHI de contratación en el mercado minorista presenta valores que oscilan entre 1.100 y 1.900 puntos, con algunos incrementos importantes hacia finales del período analizado. Este comportamiento indica que la concentración en la contratación puede variar en función de la participación de los principales compradores, especialmente del sector térmico, que concentra una proporción importante del volumen negociado en este segmento del mercado.

Se observa que hacia finales del período se presenta un incremento tanto en el HHI de oferta como en el HHI de contratación, lo que sugiere un aumento en la concentración del mercado minorista. Este comportamiento puede estar asociado a una mayor participación de algunos comercializadores principales o a que un número reducido de compradores concentró una mayor proporción del volumen contratado, particularmente en el mercado minorista donde el sector térmico tiene una participación significativa.

Figura 18. Índice Herfindahl-Hirschman-HHI y de Concentración-IC4 del Mercado Minorista de Gas Natural.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

El Índice de Concentración de los cuatro principales agentes (IC4) de la oferta en el mercado minorista se ubicó en niveles cercanos al 60%–65% durante la mayor parte del período, lo que indica que los cuatro principales comercializadores concentran una proporción significativa del gas comercializado en este segmento.

Por su parte, el IC4 de contratación se ubicó en niveles cercanos al 50%–70%, con incrementos hacia finales del período, lo que sugiere que los principales compradores, especialmente del sector térmico, concentran una proporción importante del volumen contratado en el mercado minorista.

En conjunto, los indicadores HHI e IC4 muestran que el mercado minorista presenta niveles de concentración moderados, superiores a los observados en el mercado secundario pero inferiores a los del mercado primario. Esto indica que el mercado minorista presenta una estructura intermedia en términos de concentración, en la cual participan varios comercializadores y compradores, pero en la que los principales agentes mantienen una participación relevante en el mercado.

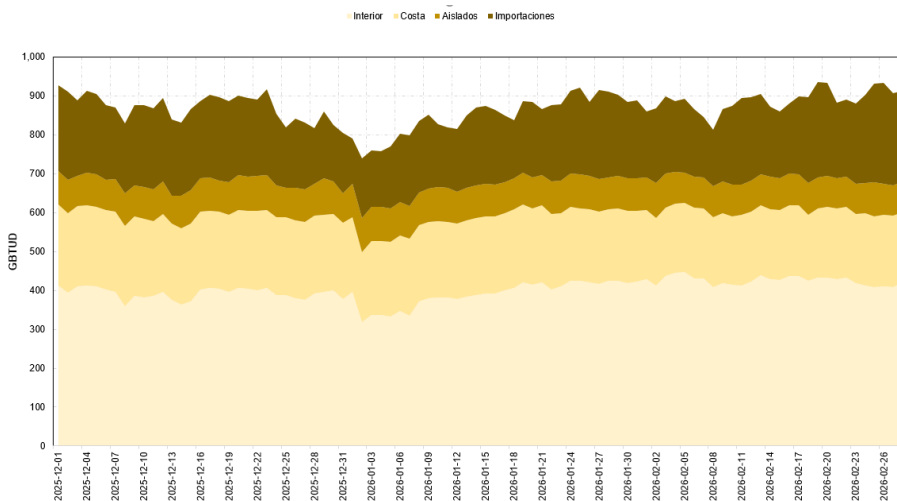
2.2. Seguimiento operativo

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 diciembre de 2025 y el 28 de febrero 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 676,4 GBTUD, que sumado a las importaciones, se obtiene la oferta total que se ubicó en 869,1 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 402,2 GBTUD, seguida por importaciones con 192,7 GBTUD, Costa con 191,4 GBTUD y los restantes 82,9 GBTUD fueron suministrados por las Zonas Aisladas.

Figura 19. 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 una disminución significativa hacia finales de diciembre, seguida de una recuperación gradual en las semanas posteriores. Este comportamiento se evidencia en las distintas fuentes de abastecimiento, incluida la planta de regasificación de gas importado.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada registró una reducción de 9,3%, equivalente a 89 GBTUD. A nivel regional se observan las siguientes variaciones: el Interior del país disminuyó 55,9 GBTUD su producción, las importaciones aumentaron en 20 GBTUD, la región Costa disminuyó 44 GBTUD y las Zonas Aisladas bajaron en 9 GBTUD.

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

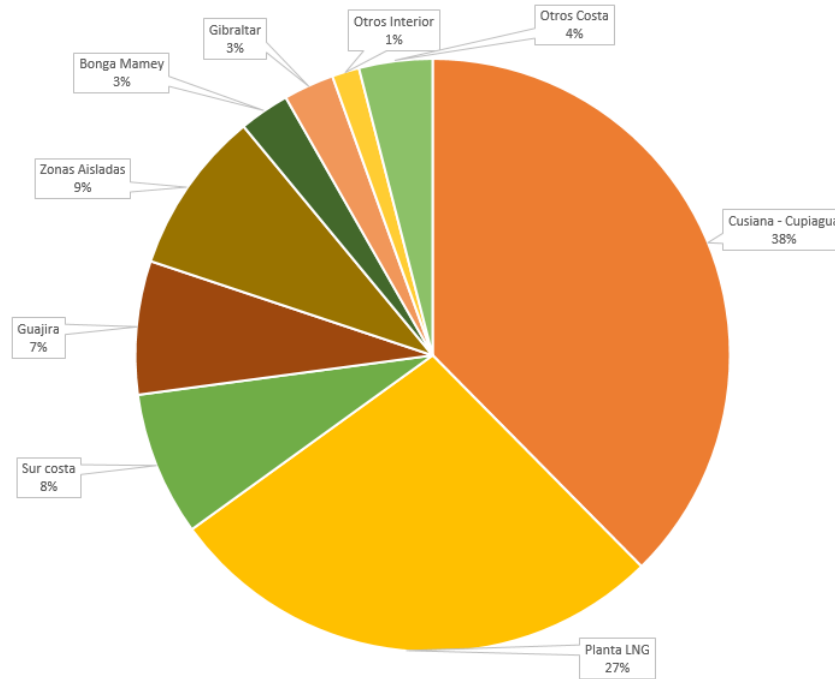
Tabla 1. Variación de la producción total de gas (GBTUD)

Zona	Sep. 25 – Nov. 25	Dic. 25 – Feb. 26	Variación
Interior	458,1	402,2	-12,2%
Costa	235,4	191,4	-18,7%
Importaciones	172,6	192,7	11,6%
Zonas aisladas	91,8	82,9	-9,8%
Total	958	869,1	-9,3%

Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Durante el trimestre diciembre 2025 – febrero 2026, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 38% del suministro total, mientras que los campos Sur Costa contribuyeron con el 8% y el gas de la Guajira lo hizo con 7%. Las Zonas Aisladas proporcionaron 9% y los campos Gibraltar y Bonga Mamey suplieron 6%, 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 27%.

Figura 20. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.

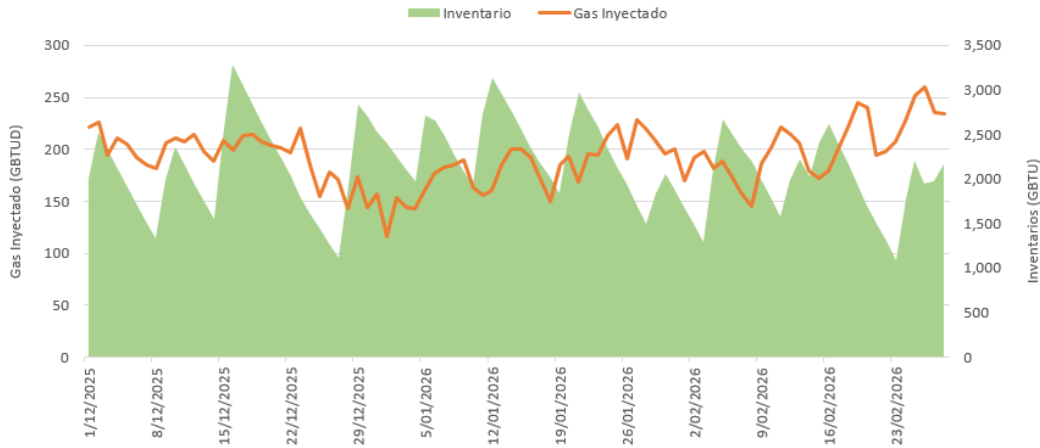


Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

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 21. 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 diciembre de 2025), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 2.000 GBTU, mientras que al cierre (28 de febrero de 2026) alcanzó aproximadamente 2.170 GBTU, equivalente al 54,2% 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 260,2 GBTU el 26 de febrero de 2026 y un promedio trimestral de 192,7 GBTUD.

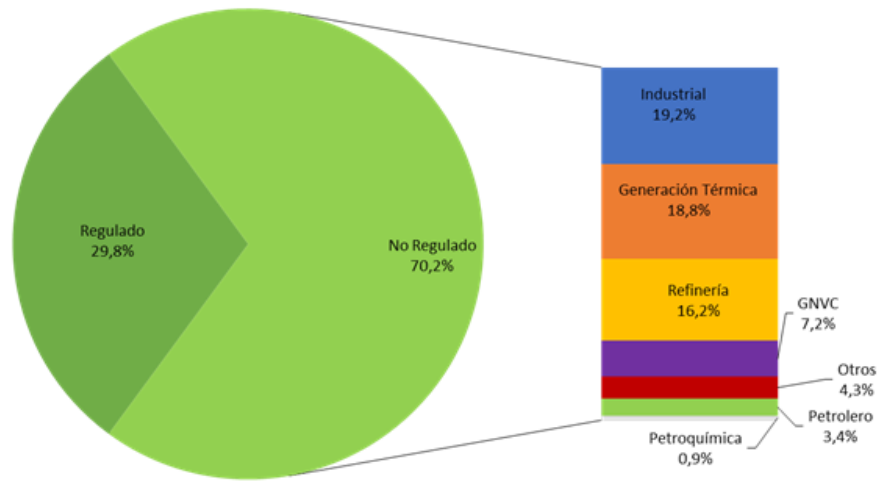
En cuanto a la participación del gas importado destinado a usuarios distintos a la generación térmica (TPL), durante el trimestre analizado se registró un promedio del 29%. Este valor representa un incremento de 3 puntos porcentuales frente al trimestre anterior, cuando dicha participación fue del 26%.

2.2.2. Demanda

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 862,1 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 953,6 GBTUD el 26 de febrero de 2026 y un valor mínimo de 628,2 GBTUD el 1 de enero de 2026. El 29,8% del gas natural demandado tuvo como

destino la atención de usuarios regulados, en tanto que el 70,2% restante se destinó a la atención de usuarios no regulados. 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.

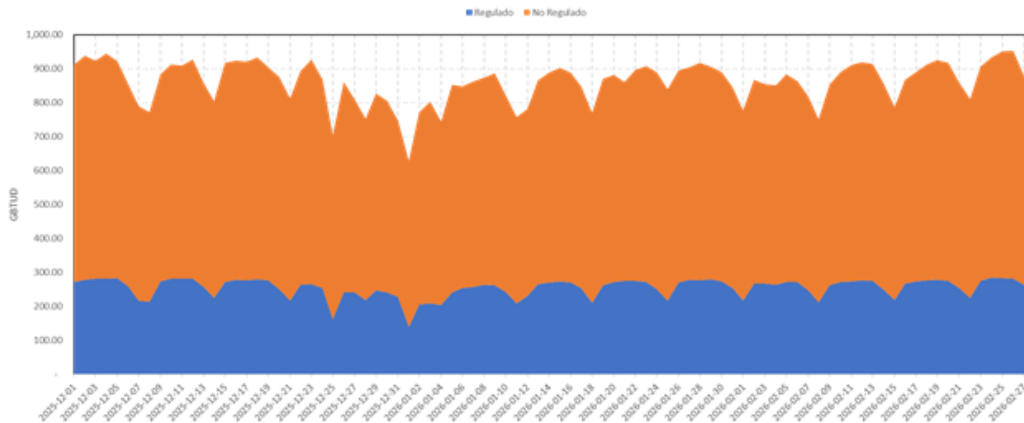
Figura 22. Distribución de la demanda por tipo de usuario.



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 tanto el mercado regulado como el no regulado tienen baja variabilidad, con índices por debajo del 15%, con la particularidad general que los valles suelen darse en fines de semana y que para los días 25 de diciembre y 1 de enero se dieron los menores consumos, en ambos mercados.

Figura 23. Demanda diaria de gas sectores regulado y no regulado análisis.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Al analizar la evolución frente al trimestre anterior, se observa una disminución de 85,1 GBTUD (-9,6%). La mayor variación porcentual se presentó en el mercado no regulado, con una reducción de 75,5 GBTUD (-11,1%), como se presenta en la siguiente tabla.

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

Sector	Sep. 25 – Nov. 25	Dic. 25 – Feb. 26	Variación
Regulado	264,5	254,9	-9,6 (-3,6%)
No Regulado	682,7	607,2	-75,5 (-11,1%)
Total	947,2	862,1	-85,1 (-9,0%)

Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

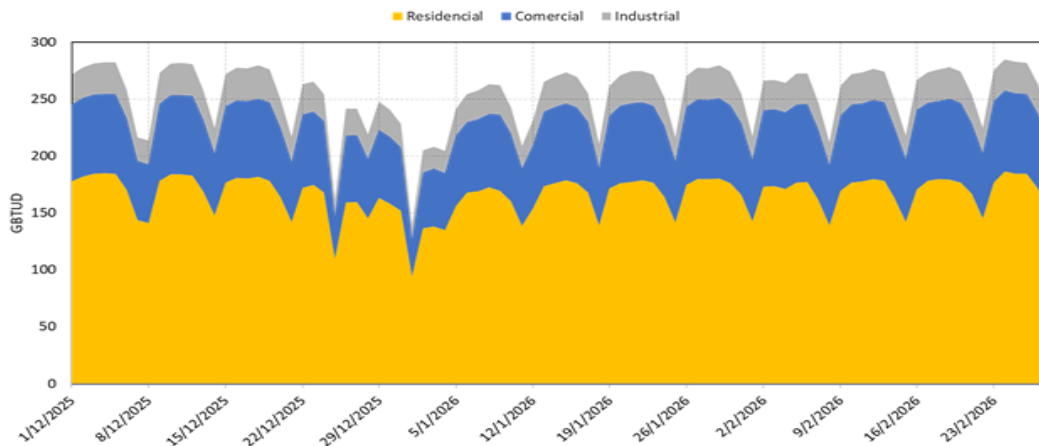
A continuación, se presenta de manera detallada la evolución de la demanda de cada uno de los mercados durante el periodo de análisis:

Demanda Regulada:

El sector regulado mostró un comportamiento estable, caracterizado por ciclos semanales en los que el consumo es mayor entre semana y disminuye durante los fines de semana. No obstante, se presentaron dos valles por debajo del promedio para los días 25 de diciembre y 1 de enero.

En este sector, la demanda estuvo dominada por el consumo residencial, que tiene un valor promedio de 169,0 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 64,1 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 28,3 GBTUD.

Figura 24. 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

Respecto al trimestre anterior, se observa una disminución de 9,6 GBTUD (-3,6%), la cual se detalla en la siguiente tabla. Además, el sector que presentó la mayor disminución porcentual fue el comercial con -2,5 GBTUD (-7,5%):

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

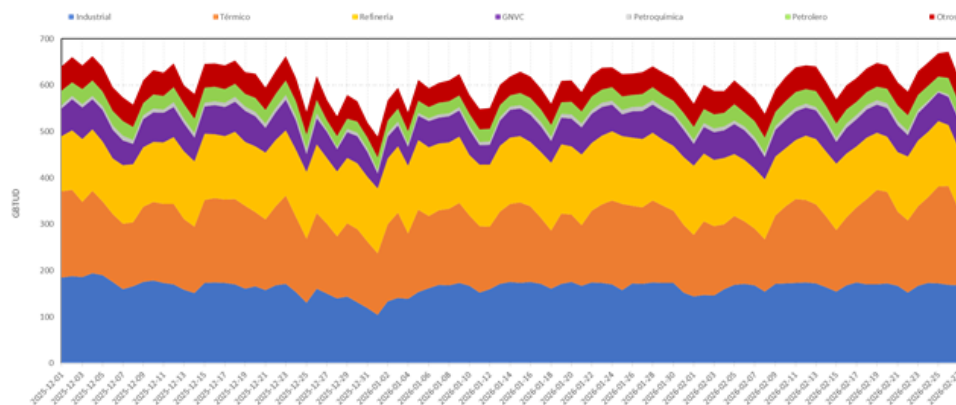
Sector	Sep. 25 – Nov. 25	Dic. 25 – Feb. 26	Variación
Residencial	171,7	166,6	-5,11 (-3,8%)
Comercial	65,6	63,1	-2,5 (-7,5%)
Industrial	27,2	25,2	-2,03 (-3,0%)
Total	264,5	254,9	-9,61 (-3,6%)

Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Demanda No Regulada:

La demanda no regulada presentó una variabilidad homogénea cuyos coeficientes de variación están por debajo del 20% para todos los grupos. Igualmente, se observa la baja de consumo entre el 25 de diciembre y 1 de enero.

Figura 25. 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 una disminución, de 75,5 GBTUD (-11,1%), explicada principalmente por el sector industrial que se reduce un 23,8% y contribuye con -7,53 Puntos Porcentuales (PP) a la variación total, seguido de la

generación térmica que varía un -18,1% y tiene una contribución de -5,23 PP. Por su parte, la refinería aumenta un 6,6%, contribuyendo con 1,26 PP.

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

Sector	Sep. 25 – Nov. 25	Dic. 25 – Feb. 26	Variación	Participación	Contribución (PP)
Industrial	215,7	164,30	-51,4 (-23,8%)	31,6%	-7,53
Generación Térmica	196,7	161,0	-35,7 (-18,1%)	28,8%	-5,23
Refinería	130,4	139,0	8,6 (6,6%)	19,1%	1,26
GNCV	60,4	57,2	-3,2 (-5,3%)	8,8%	-0,47
Petrolero	24,4	29,2	4,8 (19,7%)	3,6%	0,70
Petroquímica	8,6	8,1	-0,5 (-5,8%)	1,3%	-0,07
Otros	46,5	48,4	1,9 (4,1%)	6,8%	0,28
Total	682,7	607,2	-75,5 (-11,1%)	100,0%	

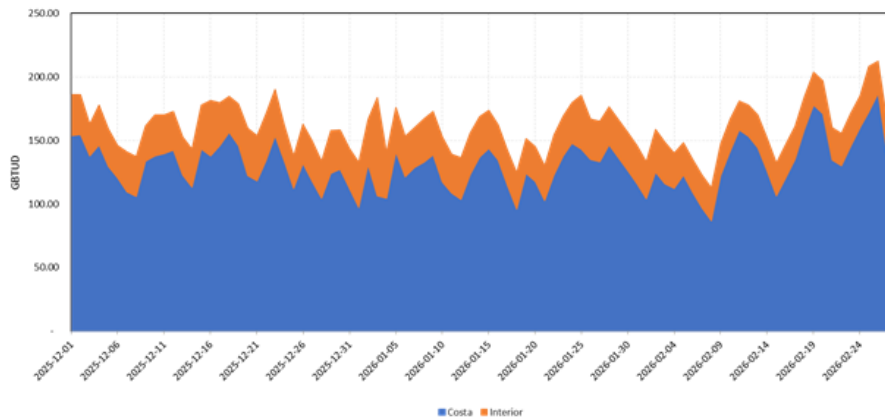
Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

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 161,0 GBTUD de energía consumida y con una concentración regional significativa en la costa. El consumo medio de esta última fue de 130,3 GBTUD, que representa el 80,9% del total, mientras que la región interior alcanzó 30,7 GBTUD, equivalente al 19,1% del total.

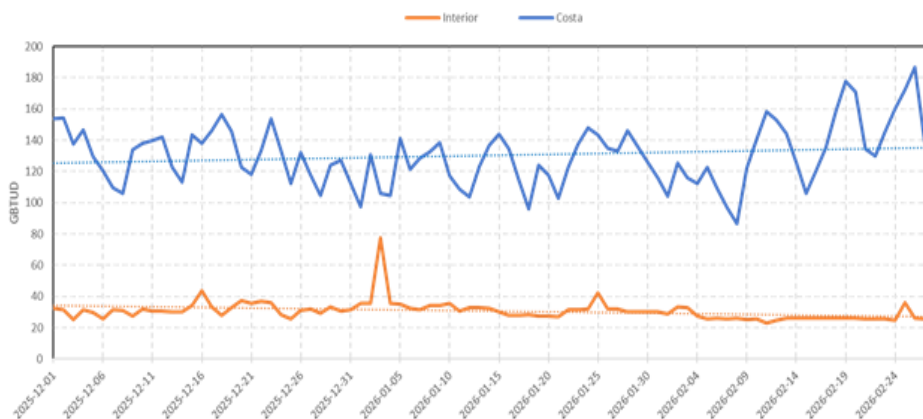
Figura 26. Demanda diaria de gas del sector térmico en el periodo de análisis.



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. La región interior mantuvo una tendencia a la baja, con un comportamiento más regular, aunque se presentó un pico notorio para el día 3 de enero de 2016 de 77 GBTUD, explicado por la termoeléctrica Merilectrica, que presenta para ese día su único consumo.

Figura 27. Tendencia de consumos térmicos de gas natural por regiones



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

En general, este trimestre presentó una disminución significativa en el consumo de gas natural para generación térmica con respecto al mismo trimestre del año anterior, pasando de un promedio de 302,0 GBTUD a 161,0 GBTUD (-46,7%).

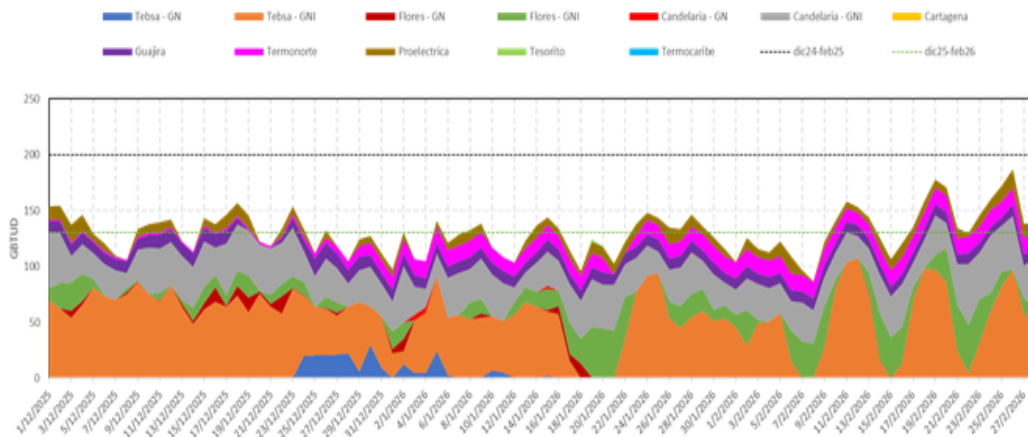
A continuación, se presentan los análisis detallados por región.

- **Costa Atlántica:**

La región costa atlántica alcanzó un consumo promedio de gas natural para generación eléctrica de 130,3 GBTUD, que representa una disminución de 69,6 GBTUD frente al mismo periodo del año anterior.

La siguiente figura muestra los consumos diarios detallados según la planta de generación térmica.

Figura 28. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis

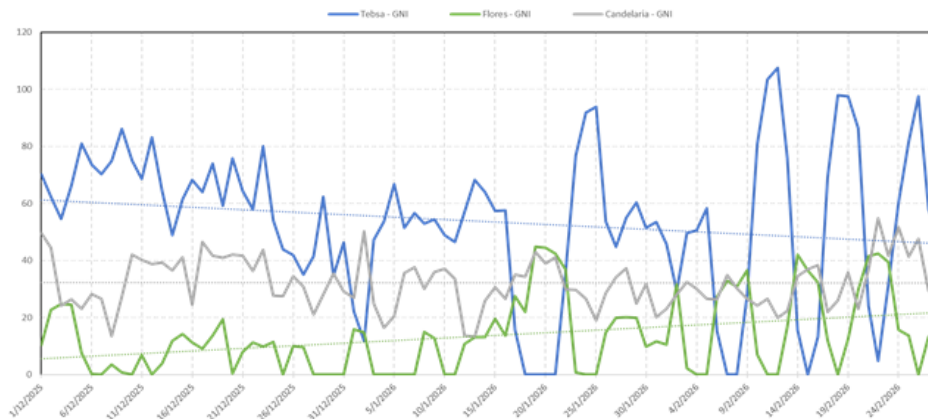


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Las centrales termoeléctricas Tebsa, Candelaria y Flores fueron las de mayor demanda de gas natural, específicamente importado (GNI). En la siguiente figura se muestra el comportamiento de consumo de estas tres plantas, donde se muestra una elevada variabilidad, incluso con días sin consumo de GNI, posiblemente por razones operativas.

Igualmente, se observa la tendencia de consumo de estas tres durante el periodo (líneas discontinuas) mostrando que Flores presenta una tendencia al alza, Tebsa a la baja y Candelaria constante.

Figura 29. Tendencia de consumo de gas de mayores termoeléctricas para generación en la costa en el periodo de análisis.



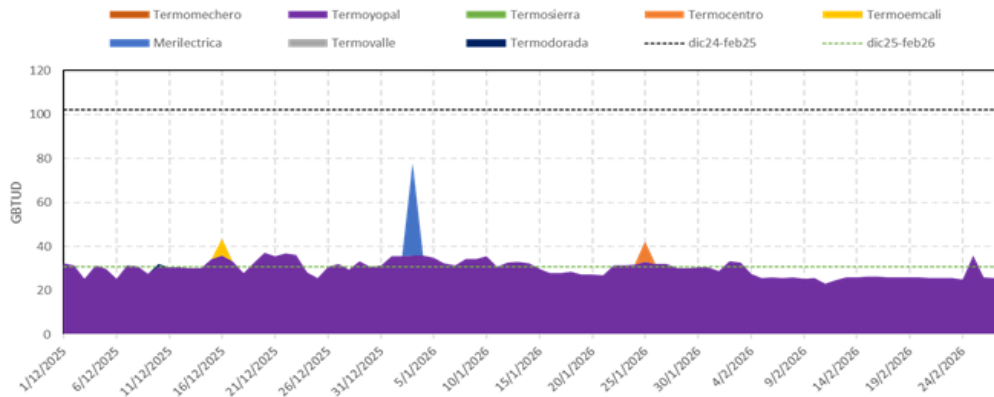
Fuente: XM y cálculos internos SSPD

- **Interior:**

En la zona interior, el consumo promedio de gas natural para generación eléctrica fue de 30,7 GBTUD, el cual también señala una disminución con respecto al mismo trimestre del año anterior, que fue de 102,1 GBTUD. La variación de consumos presenta valores que oscilan entre 22,9 y 77,7 GBTUD.

Se destaca que para este periodo Termoyopal fue la principal central térmica demandadora de gas natural, mostrando a su vez regularidad constante. Algunos gastos puntuales se dieron en Merilectrica, Termocentro, Termodorada y Termoemcali.

Figura 30. Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de



análisis.

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

2.2.3. Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

A partir de la configuración topológica del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural para el trimestre de diciembre de 2025 a febrero de 2026, el presente apartado evalúa el desempeño operativo y el estrés de la red a través del análisis de utilización estructural, cruzando los volúmenes efectivamente transportados con la capacidad máxima disponible por tramo; considerando las restricciones físicas y los mantenimientos documentados en el Comité de Coordinación de Mantenimiento e Intervenciones (COMI) del CNO-Gas.

incidir en el comportamiento del suministro y en la saturación de algunos corredores del SNT.

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 transportadores, 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). El detalle de esta información se presenta en la matriz operativa comercial consolidada, en la siguiente tabla.

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 transportador ante eventuales contingencias.

Tabla 5. Matriz operativa – comercial consolidada

TRAMO	CMMP	Con Interrupción	Firme	Firme de cap trim	Total negociado	Saturación % del total	Total Firme	Saturación Firme %
VASCONIA-LA BELLEZA	70.900	13.000	18.867	53.000	84.867	120	71.867	101
YUMBO/CALI-CALI	73.600	3.100	73.775	0	76.875	104	73.775	100
LA MAMI-BARRANQUILLA	230.000	163.300	41.302	21.190	225.792	98	62.492	27
BARRANQUILLA-CARTAGENA	172.400	113.792	41.324	12.498	167.614	97	53.822	31

TRAMO	CMMP	Con Interrupción	Firme	Firme de cap trim	Total negociado	Saturación % del total	Total Firme	Saturación Firme %
LA CRECIENTE-SINCELEJO	40.000	3.757	32.344	2.600	38.701	97	34.944	87
BALLENA-LAMAMI	256.600	199.686	41.091	6.332	247.109	96	47.423	18
PRADERA-POPAYÁN	3.680	0	3.430	0	3.430	93	3.430	93
SINCELEJO-CARTAGENA	215.850	14.592	171.442	3.880	189.914	88	175.322	81
JOBO-SINCELEJO	181.650	39.800	100.000	11.455	151.255	83	111.455	61
BARRANCA-BU/MANGA	19.730	10.543	1.320	4.155	16.018	81	5.475	28
GUALANDAY-NEIVA	11.000	0	8.800	0	8.800	80	8.800	80
FLOREÑA-YOPAL	16.160	1.550	7.587	3.562	12.700	79	11.150	69
SEBASTOPOL-MEDELLÍN	78.000	12.550	500	47.735	60.785	78	48.235	62
MARIQUITA-GUALANDAY	20.100	0	15.037	0	15.037	75	15.037	75
LAMAMI-BALLENA	122.900	0	8.228	82.078	90.306	73	90.306	73
FLANDES-RICAURTE	2.160	0	1.538	0	1.538	71	1.538	71
CARTAGENA-MAMONAL	204.510	88.575	0	39.926	128.501	63	39.926	20
NEIVA-HOBO	2.760	0	1.450	0	1.450	53	1.450	53
BALLENA-BARRANCA	260.000	27.845	12.218	70.825	110.887	43	83.043	32
CARTAGENA-BQUILLA	606.100	0	137.450	91.444	228.894	38	228.894	38
BUENOSAIRES-IBAGUÉ	15.550	0	5.358	0	5.358	34	5.358	34
CHICORAL-FLANDES	12.020	750	3.377	0	4.127	34	3.377	28
GIBRALTAR-BU/MANGA	42.000	2.926	0	10.106	13.032	31	10.106	24
BARRANQUILLA-LAMAMI	524.110	5.662	55.450	85.101	146.213	28	140.551	27
CUSIANA-APIAY	70.570	0	17.637	620	18.257	26	18.257	26
BARRANCA-SEBASTOPOL	203.000	2.849	10.200	35.000	48.049	24	45.200	22
FLANDES-GUANDO	5.370	750	175	0	925	17	175	3

TRAMO	CMMP	Con Interrupción	Firme	Firme de cap trim	Total negociado	Saturación % del total	Total Firme	Saturación Firme %
VASCONIA-SEBASTOPOL	206.000	23.178	1.650	6.750	31.578	15	8.400	4
VASCONIA-MARIQUITA	192.000	0	19.000	1.820	20.820	11	20.820	11
SEBASTOPOL-VASCONIA	143.000	3.000	10.000	0	13.000	9	10.000	7
LA BELLEZA-VASCONIA	305.000	14.328	9.200	0	23.528	8	9.200	3
CUSIANA-EL PORVENIR	470.000	19.334	0	1.209	20.543	4	1.209	0
GBS I-GBS F	63.740	200	1.440	400	2.040	3	1.840	3
EL PORVENIR-LA BELLEZA	470.000	14.328	0	140	14.468	3	140	0
SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	130.000	2.878	200	0	3.078	2	200	0
ARMENIA-YUMBO/CALI	148.000	50	1.600	0	1.650	1	1.600	1
MARIQUITA-PEREIRA	168.000	0	1.800	0	1.800	1	1.800	1
PEREIRA-ARMENIA	158.000	0	1.600	0	1.600	1	1.600	1
APIAY-USME	18.200	0	0	140	140	1	140	1
BUCARAMANGA-GIBRALTAR	16.170	41	0	0	41	0	0	0
LA BELLEZA-COGUA	223.500	0	0	230	230	0	230	0
GUANDO-FUSAGASUGÁ	957.000	0	957	0	957	0	957	0
TANE/CÁCOTA-PAMPLONA	360.000	0	268	0	268	0	268	0
COGUA-SABANA F	215.000	0	0	140	140	0	140	0
CENTAUROS-GRANADA	708.000	0	0	70	70	0	70	0
APIAY-OCOA	24.180	0	0	0	0	0	0	0
APIAY-CENTAUROS	22.020	0	0	0	0	0	0	0
GUALANDAY-MARIQUITA	6.950	0	0	0	0	0	0	0
SARDINATA-CÚCUTA	4.640	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Datos de los Agentes y cálculos internos SSPD

Esta matriz permite contrastar la capacidad física de la red con la contratación efectiva en cada tramo del SNT, diferenciando entre compromisos en firme e interrumpibles. A partir de los indicadores de saturación, es posible identificar no solo el nivel de uso de la infraestructura, sino también el grado de rigidez operativa asociado a la contratación.

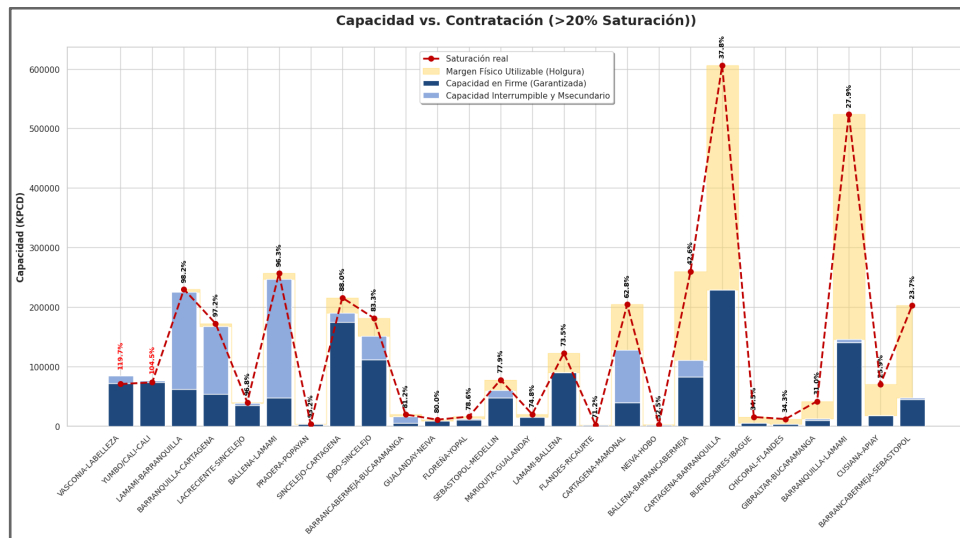
De esta manera, la herramienta facilita la identificación de tramos potencialmente críticos, en los que la alta ocupación —particularmente bajo contratos en firme— puede limitar la capacidad de respuesta del sistema ante contingencias o variaciones en la demanda.

De manera puntual, se identifican tramos con niveles de contratación superiores a su capacidad física, como Vasconia–La Belleza y Yumbo/Cali–Cali, lo que sugiere una alta presión operativa. Así mismo, se evidencian tramos con elevada saturación y alta proporción de contratos en firme, como La Creciente–Sincelejo y Sincelejo–Cartagena, donde la flexibilidad operativa es limitada. En contraste, otros tramos presentan altos niveles de utilización pero con menor rigidez contractual, como La Mami–Barranquilla y Ballena–La Mami, lo que permite mayor capacidad de ajuste. Finalmente, se observan segmentos con baja utilización, lo que podría reflejar capacidad ociosa o menor dinámica de contratación en dichas rutas.

En síntesis, la matriz facilita la comprensión de la estructura física de la red como un indicador claro de disponibilidad real. De esta forma, al establecer un porcentaje se puede utilizar para evaluar las vulnerabilidades y riesgos del sistema de manera gráfica, permitiendo comprender cómo es la operatividad diaria de la infraestructura en cada uno de los tramos del SNT.

La siguiente gráfica de holgura operativa contrasta el volumen de los contratos frente a la capacidad máxima de cada tramo, permitiendo identificar de forma directa dónde el SNT cuenta con capacidad disponible para absorber contingencias (representada por la sombra amarilla) y dónde esta es limitada o inexistente, configurando posibles cuellos de botella.

Figura 32. Holgura operativa.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Pérdida de operatividad en el Interior

En tramos como Vasconia-La Belleza, se evidencia el agotamiento total de la capacidad de maniobra dado que el compromiso en firme (azul oscuro) cubre el 101,3% de la capacidad física representada por la línea roja punteada, indicando una operación altamente comprometida. El tramo presenta una utilización total del 119,7%. Esto quiere decir que se ha comprometido mediante contratos firmes más capacidad de la que físicamente puede entregar (CMMP de 70.900 KPCD). Adicionalmente, en modalidad interrumpible tiene una sobrecarga cercana al 18%. Esta condición reafirma que este tramo de la red troncal hacia el interior presenta un alto riesgo ante contingencias operativas del sistema.

De manera similar, el tramo Yumbo/Cali–Cali presenta una saturación en firme del 100,2% y una utilización total del 104,4%, reflejando condiciones de alta rigidez operativa. En estos casos, la coincidencia entre saturación física y contractual puede limitar la capacidad de respuesta del sistema ante variaciones en la demanda o restricciones operativas.

Por otra parte, para todos los nodos donde no se evidencia margen físico (sombra amarilla) y tampoco se cuenta con contratos interrumpibles, el transportador opera bajo la condición de no tener espacio ni comercial ni físico para maniobrar en eventos de estrés del sistema, esto implica que ante cualquier contingencia hay un alto riesgo de que se presente restricción de suministro.

Holgura operativa en el corredor térmico de la costa

En este corredor se evidencia una infraestructura diseñada para que el transportador cuente con una alta capacidad de maniobra, considerando que el diámetro amplio y la extensión de estos gasoductos permiten gestionar un empaquetamiento de gas que puede absorber las fluctuaciones diarias y los picos de demanda de todo el parque termoeléctrico regional sin despresurizar el SNT.

Sin embargo, este amplio respaldo físico hace vulnerable la red ante escenarios de estrés asociados a fenómenos climáticos. El riesgo de este sistema radica en que su operación diaria se sostiene principalmente bajo la modalidad interrumpible. La brecha entre el uso físico y el respaldo contractual se encuentra así:

- **La Mami - Barranquilla:** Presenta una saturación total del 98,1%, pero sólo el 27,1% de este volumen cuenta con respaldo de transporte en Firme.
- **Ballena - La Mami:** Muestra un comportamiento similar, con una saturación física de 96,3% pero con una contratación firme solo del 18,5%
- **Cartagena - Barranquilla:** Este tramo puede considerarse como el más seguro del sistema, puesto que cuenta con una ocupación total del 37,7% frente a una capacidad máxima de 606.100 KPCD. Esto quiere decir que su holgura operativa alcanza el 62,3%,dejando más de 377.000KPCD de espacio físico completamente libre. En este tramo la contratación corresponde en su totalidad a modalidad en firme, siendo el único tramo que no presenta complicaciones ni físicas ni contractuales.

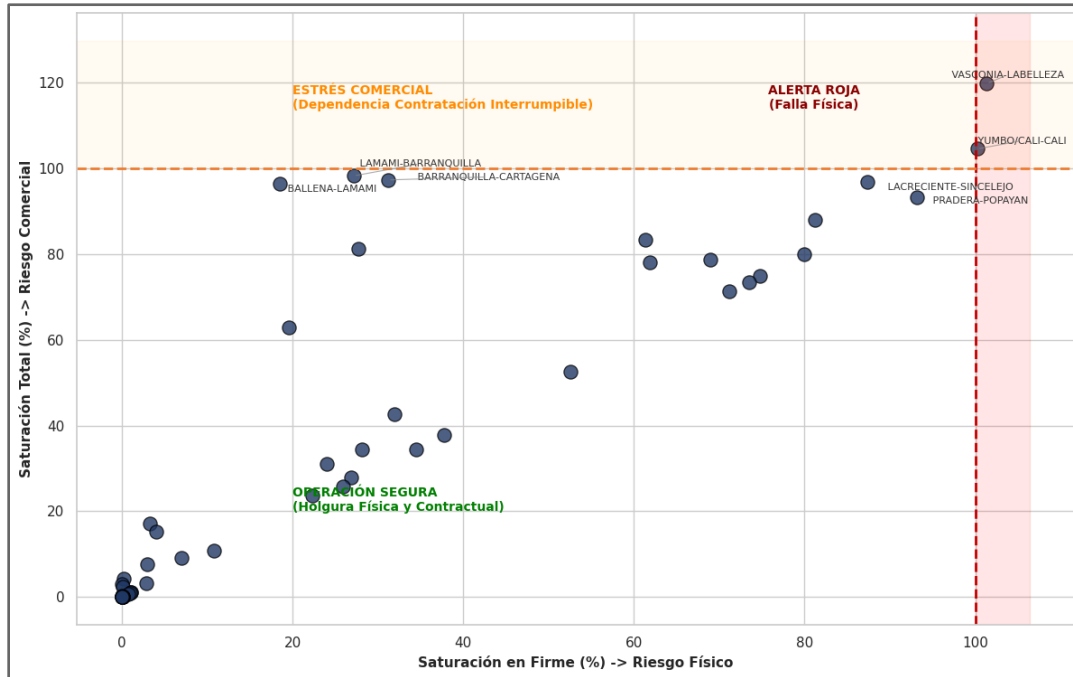
Cabe resaltar que, ante una situación de fenómeno de El Niño, el sector eléctrico requeriría de un despacho continuo, simultáneo y a máxima capacidad de todas las plantas térmicas ubicadas en este eje. Bajo una situación de estrés crítico, existe el riesgo de agotarse rápidamente el margen físico para todo el corredor.

Zonas con operación estándar

En el trimestre de análisis se observan tramos que cuentan con holgura moderada, es decir que su operación está dentro del margen de seguridad técnico con el que fueron diseñados. Su utilización se hace bajo un esquema de suficiente capacidad contratada y conservando el espacio físico que permite absorber mantenimientos programados, grandes variaciones en la demanda y ajustes operativos sin poner en riesgo la presión del sistema, entre ellos podemos ver:

- **Sebastopol - Medellín** : Muestra una operación estable, con una saturación en firme del 61,84% y una utilización total del 77,93% asociada a la demanda industrial y residencial de Antioquia.
- **Mariquita - Gualanday**: Es un tramo intermedio en el centro-sur del país que maneja volúmenes moderados con 74,81 % de contratación en firme.
- **Gualanday - Neiva**: Este es el ramal del Huila. Cuenta con una contratación firme del 80% y 0% en interrumpible. Esto se atribuye a que cuenta con una demanda estable, mostrando una holgura segura.
- **Cusiana - Apiay / Cusiana - El Porvenir**: Corresponden a los tramos en los Llanos. Muestran un colchón operativo que permite manejar la variabilidad de la producción antes de inyectar el gas al centro del país.

Figura 33. Matriz de riesgo operativo del SNT



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Una vez cuantificada la capacidad de maniobra física y contractual de cada tramo los datos del análisis de holgura se integran en la Matriz de Riesgo Operativo, herramienta que se usa para cruzar el nivel de saturación real frente al impacto potencial sobre el suministro nacional que ocasionaría una falla en dicho nodo. Es decir, se clasifican los tramos según su naturaleza de estrés en cuatro cuadrantes como se muestra a continuación.

En primer lugar, se observa una tendencia ascendente en la disposición de la mayoría de los puntos, lo que sugiere una relación directa entre la saturación en firme (eje X) y la saturación total (eje Y) de los tramos del SNT. Este comportamiento indica que, en términos generales, el nivel de utilización física de la infraestructura se encuentra respaldado por compromisos contractuales en firme.

En el cuadrante superior derecho se ubican los tramos con mayores niveles de exigencia operativa, donde la utilización de la capacidad se aproxima o supera los límites físicos del sistema y el margen de respaldo contractual es reducido. Esta condición refleja escenarios de alta ocupación, en los que la capacidad de respuesta ante contingencias puede verse limitada.

Por otra parte, se identifican algunos puntos que se apartan de esta tendencia, particularmente en el corredor térmico de la Costa. En estos casos se evidencia un desacople entre la utilización física y la contratación en firme, con niveles de saturación cercanos al 100% pero con una baja proporción de respaldo contractual, lo que indica una mayor dependencia de contratos en modalidad interrumpible.

En conjunto, el análisis para el periodo comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026 sugiere que el sistema no presenta un déficit de infraestructura generalizado. En cambio, el estrés operativo se concentra en tramos específicos de la red, asociados a cuellos de botella geográficos puntuales.

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

La evaluación de la gestión de mantenimientos para el trimestre analizado pretende identificar las vulnerabilidades estructurales del SNT a través del cruce de información asociada a los volúmenes de gas restringidos y la disponibilidad de la infraestructura en el periodo de análisis.

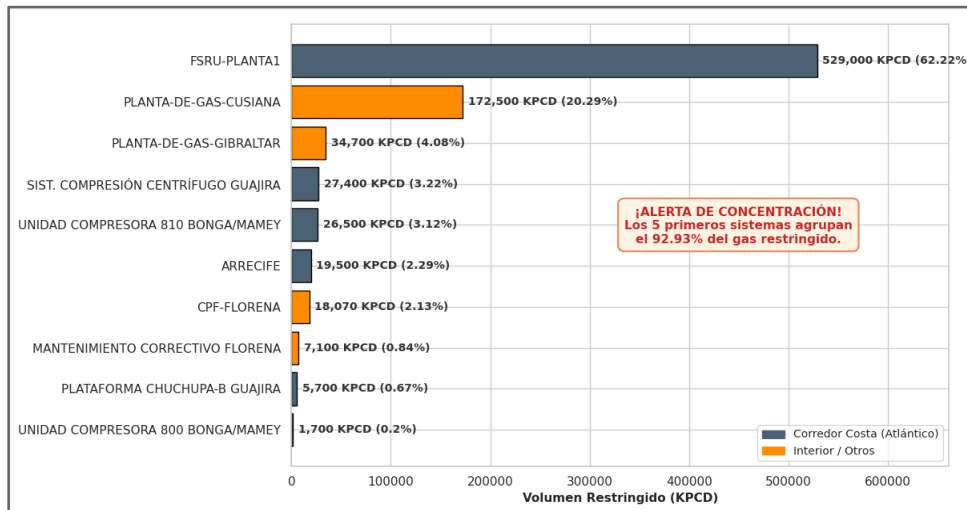
A continuación, se describen las principales situaciones evidenciadas:

Alta concentración del Riesgo

A lo largo del SNT se presenta la concentración del riesgo en activos específicos, esto se identifica en la siguiente ilustración donde se observa que 5 sistemas concentraron el 92,3% de todo el gas restringido en el país. El caso mayor criticidad fue la FSRU (Planta

1), que representa más del 62% del volumen no entregado, seguida por la Planta de Gas Cusiana con un 20%.

Figura 34. Top de restricción operativa



Fuente: CNO Gas y cálculos internos SSPD

Dinámicas regionales opuestas

La figura anterior evidencia que el estrés operativo del sistema se concentra en dos frentes con características distintas:

- **Corredor Costa:** Aunque la infraestructura de transporte presenta niveles de holgura, este corredor concentra el mayor volumen de restricciones operativas. Esto sugiere que dichas limitaciones están asociadas principalmente a la disponibilidad de activos de inyección y sistemas de compresión, más que a la capacidad de los gasoductos. En este contexto, se pueden generar condiciones de mayor exigencia para el parque termoeléctrico, especialmente en escenarios de estrés hídrico.
- **Corredor Interior:** En el interior del país, varios tramos presentan altos niveles de utilización, por lo que la ejecución de mantenimientos programados puede derivar en

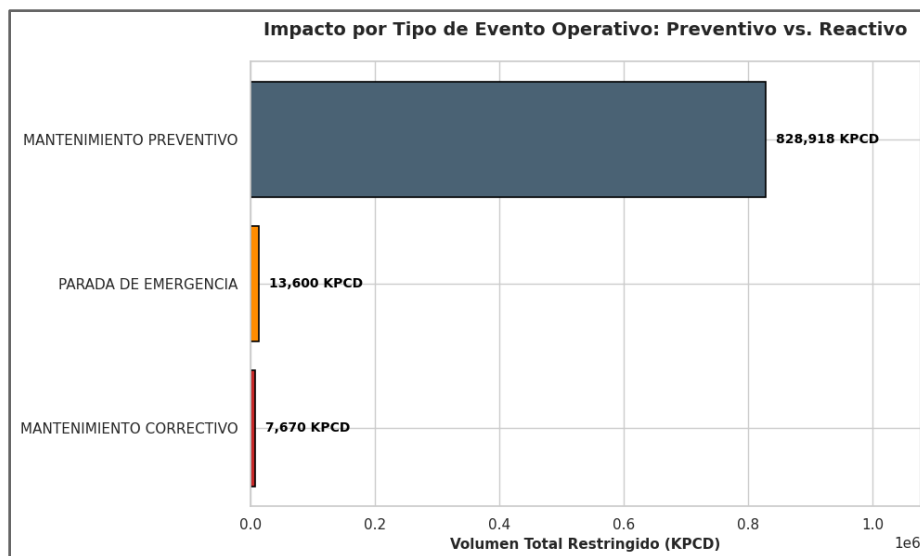
restricciones operativas. Lo anterior se explica por la reducida holgura disponible, lo que limita la capacidad del transportador para absorber variaciones temporales en la capacidad sin afectar el suministro.

Caracterización de las restricciones:

La operatividad del sistema está determinada por la naturaleza de los eventos que originan mantenimientos, en lugar de su ubicación geográfica.

La capacidad de maniobra del SNT se reduce cuando el volumen de gas restringido obedece a eventos no programados, como fallas operativas o paradas de emergencia, en contraste con aquellas restricciones derivadas de mantenimientos previamente planificados.

Figura 35. Impacto por tipo de mantenimiento



Fuente: CNO Gas y cálculos internos SSPD

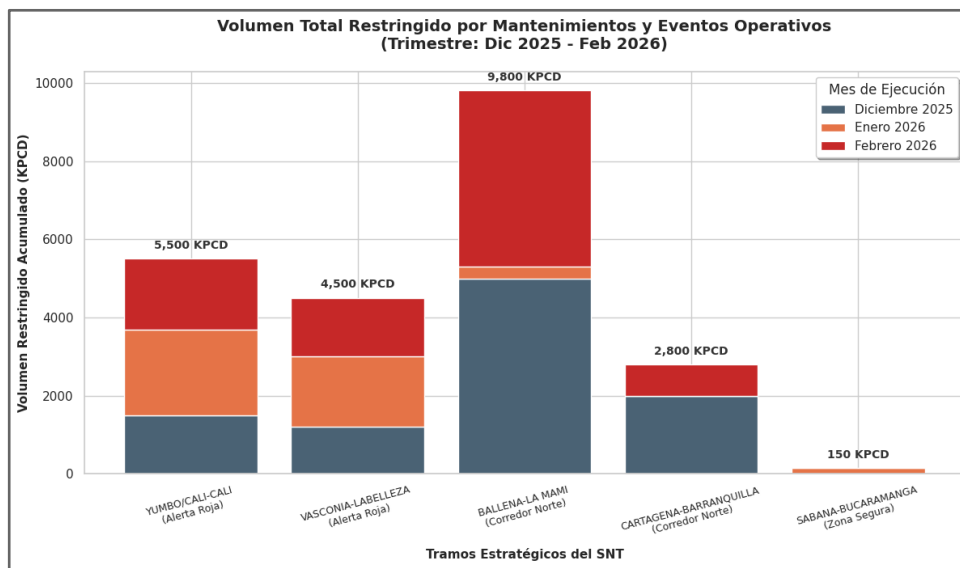
La ocurrencia de eventos no programados durante el trimestre, aun en presencia de mantenimientos preventivos, sugiere que las restricciones del sistema no se limitan a la

capacidad física, sino que también están asociadas a la confiabilidad de los activos. En este contexto, las incidencias técnicas que requirieron intervención entre diciembre de 2025 y febrero de 2026 tuvieron un impacto sobre el suministro, al reducir la oferta de gas disponible.

Gestión de Mantenimientos y Respuesta a Emergencias

Como se observa en la siguiente figura, en el trimestre de análisis, existe un marcado incremento del volumen total restringido asociado a mantenimientos y eventos operativos, alcanzando su punto máximo en el mes de febrero. Presentando los siguientes comportamientos en los diferentes tramos afectados.

Figura 36. Volumen restringido por Mantenimientos y eventos en el SNT



Fuente: CNO Gas y cálculos internos SSPD

- Ballena-La Mami: Registra la mayor restricción acumulada del periodo (9.800 KPCD), con un incremento relevante durante febrero asociado a eventos operativos no programados. Dado que este tramo es clave para el transporte de gas desde el norte

hacia el interior del país, las variaciones en su disponibilidad incidieron en la capacidad de movilización de la oferta hacia los centros de consumo de este corredor.

- Yumbo/Cali–Cali y Vasconia–La Belleza: Con restricciones acumuladas de 5.500 KPCD y 4.500 KPCD, respectivamente, estos tramos presentan una distribución relativamente homogénea entre los meses analizados. Este comportamiento sugiere que tanto los mantenimientos programados como los eventos no previstos contribuyeron de manera similar a las restricciones observadas en el periodo.
- Cartagena-Barranquilla: Con una restricción acumulada de 2.800 KPCD, este tramo muestra un comportamiento más estable frente a otros activos. Las restricciones se concentran principalmente en diciembre, con una disminución progresiva hacia febrero, lo que es consistente con intervenciones de carácter programado.
- Sabana-Bucaramanga: Presenta el menor nivel de restricción del análisis (150 KPCD), lo que refleja condiciones de alta disponibilidad a lo largo del periodo.

En síntesis, los resultados evidencian que las restricciones de gas se concentran en tramos estratégicos del sistema, caracterizados por altos niveles de utilización y limitada flexibilidad operativa. En estos contextos, la ausencia de rutas alternativas y el reducido margen de maniobra hacen que eventos como mantenimientos o fallas operativas incidan de manera inmediata en la disponibilidad de gas para el mercado.

3. Dinámicas Recientes del Mercado de Gas Natural en Colombia

3.1. Introducción

El gas natural desempeña un papel estratégico en la matriz energética colombiana, no solo como fuente de energía para diversos sectores de consumo, sino también como un insumo fundamental para la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. En particular, su uso en la generación térmica permite aportar flexibilidad al sistema de generación, especialmente en periodos de baja hidrología o de alta variabilidad en la generación de fuentes renovables, contribuyendo a garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

En este contexto, la evolución del mercado de gas natural tiene implicaciones directas sobre el funcionamiento del sistema energético en su conjunto. Las condiciones de oferta, la disponibilidad de infraestructura, los esquemas de comercialización y la formación de precios inciden tanto en la seguridad de suministro de gas como en la confiabilidad del sistema eléctrico. De esta manera, la interacción entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico configura un entorno en el cual las señales físicas, económicas y contractuales determinan la asignación del gas entre los distintos sectores de consumo.

Durante el período de análisis (diciembre 2025 a febrero 2026), el comportamiento del mercado de gas natural muestra la interacción entre condiciones estructurales de oferta, mecanismos de comercialización y estrategias contractuales de los agentes, en un contexto de variaciones en la demanda sectorial. En este entorno, el mercado secundario opera como mecanismo de ajuste y reasignación del gas entre agentes, respondiendo a cambios en las condiciones operativas del sistema y a variaciones en la disponibilidad de suministro.

Por ello, el análisis de variables como la evolución de los precios, la dispersión de precios entre segmentos de consumo, la participación de los distintos agentes en la

comercialización y la dinámica del mercado secundario permite identificar las señales económicas que orientan la asignación del gas natural y la forma en que el mercado responde ante condiciones de estrechez o cambios en la demanda.

Con base en lo anterior, se analizan las principales tendencias del mercado de gas natural durante el trimestre de estudio, con el propósito de identificar las señales económicas y operativas que caracterizan su funcionamiento reciente. El análisis se centra en la estructura del mercado, los mecanismos de comercialización, la formación de precios y el papel del mercado secundario como mecanismo de reasignación de gas. Asimismo, se resalta la relación entre el mercado de gas natural y el sistema eléctrico, particularmente en lo relacionado con la generación térmica y el uso de gas importado como fuente de respaldo en situaciones de escasez.

De esta manera, el capítulo busca aportar elementos de análisis que contribuyan al seguimiento del desempeño del mercado de gas natural y al entendimiento de las señales económicas que orientan su evolución en el corto y mediano plazo, así como sus implicaciones sobre la seguridad energética y la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

3.2. Contexto del mercado durante el trimestre

Durante el periodo evaluado, el mercado de gas natural en Colombia estuvo determinado por el vínculo entre las condiciones de oferta disponibles, la evolución de la demanda sectorial y los requerimientos de respaldo del sistema energético, en particular del sistema eléctrico. La producción nacional, el uso de gas natural importado - GNL y la demanda asociada a la generación térmica configuraron el balance operativo del sistema y las condiciones de suministro del mercado.

En este contexto, el análisis de las condiciones de oferta y demanda permite identificar los principales factores que incidieron en el comportamiento del mercado, en la utilización de

las distintas fuentes de suministro y en las señales económicas observadas durante el período de estudio.

3.2.1. Condiciones de oferta de gas

Durante el trimestre, la oferta de gas natural estuvo compuesta principalmente por la producción nacional proveniente de diferentes campos, complementada por importaciones de GNL, las cuales cumplieron un papel relevante como fuente de suministro flexible para el sistema. En este sentido, la estructura de la oferta refleja la coexistencia de una oferta doméstica y una fuente de suministro importada utilizada como respaldo en condiciones de mayor demanda o de restricciones en la producción nacional y para respaldo de obligaciones de energía en firme del cargo por confiabilidad.

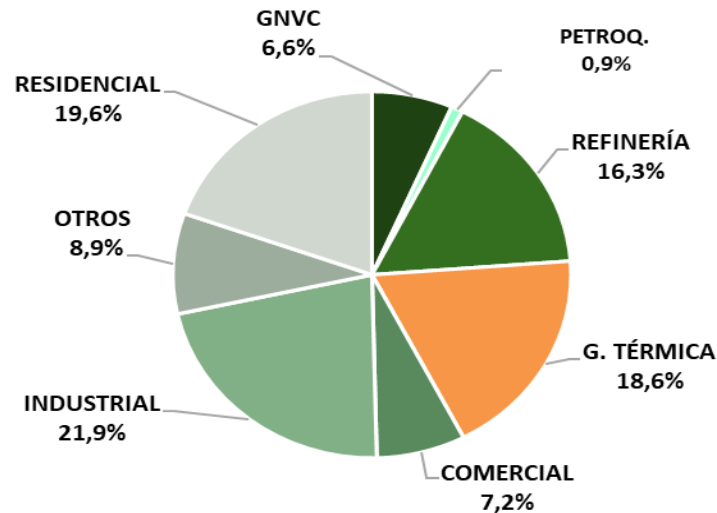
En términos de participación por agente, la oferta promedio alcanzó 869,34 GBTUD, con una alta concentración en pocos productores. La mayor contribución provino de Ecopetrol, con 436,36 GBTUD, equivalentes al 50,2% del total, consolidándose como el principal proveedor del mercado durante el período. Esta participación refleja el peso estructural de los campos asociados a esta compañía dentro del suministro nacional y muestra un nivel de concentración relevante en la producción de gas natural.

En un segundo nivel de participación se ubican productores como Hocol, con 107,80 GBTUD (12,4%), y Canacol Energy, con 77,92 GBTUD (11,5%), los cuales complementan la oferta doméstica, aunque con participaciones significativamente menores frente al principal productor.

Las importaciones de GNL desempeñaron un papel importante en el suministro durante el trimestre, pues las entregas de esta fuente representaron en conjunto el 24% de la oferta total, canalizadas principalmente a través de las empresas CALAMARI y TPL, que aportaron 129,87 GBTUD (14,9%) y 62,79 GBTUD (7,2%), respectivamente. Esta participación resalta el rol del GNL como fuente de suministro complementaria y como mecanismo de flexibilidad del sistema, permitiendo atender incrementos en la demanda.

Otros productores de menor escala aportaron en conjunto 54,39 GBTUD, correspondientes al 8% de la oferta total, reflejando la presencia de operadores con participaciones reducidas dentro del mercado.

Figura 37. Distribución de Oferta de Gas Natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Por su parte, la generación térmica concentró el 18,7% del consumo trimestral, donde la participación de este sector está estrechamente relacionada con las condiciones operativas del sistema eléctrico, particularmente con la disponibilidad de generación hidroeléctrica y los requerimientos de confiabilidad del sistema. En este sentido, la demanda de gas para generación térmica presenta un comportamiento variable, aumentando en periodos de menor hidrología o cuando el sistema eléctrico requiere mayor generación térmica para garantizar la atención de la demanda de energía.

El sector de refinación, asociado principalmente a las operaciones de Ecopetrol, representó el 16,4% de la demanda total, evidenciando la importancia del gas natural como insumo energético en los procesos de transformación de hidrocarburos. Este segmento presenta

una demanda relativamente estable, asociada a la operación continua de las refinerías existentes.

En cambio, otros segmentos como el sector comercial y el gas natural vehicular - GNV registraron participaciones de 7,3% y 6,6%, respectivamente, manteniendo un peso moderado dentro de la estructura de consumo. Estos sectores presentan dinámicas de demanda más estables y asociadas al crecimiento de la actividad económica y del parque automotor convertido a gas.

Finalmente, otros sectores de consumo concentraron el 8,9 % restante de la demanda, mientras que la industria petroquímica representó una participación cercana al 0,9 %. Aunque estos segmentos tienen una menor participación relativa, contribuyen a la diversificación de la demanda y a la estabilidad del consumo agregado.

En conjunto, la estructura sectorial del consumo de gas natural en Colombia muestra un mercado con demanda diversificada, en el cual los sectores industrial, residencial, generación térmica y refinación constituyen los principales determinantes del consumo agregado. Esta composición implica que la demanda de gas natural depende tanto de la actividad económica como de las condiciones del sistema eléctrico, lo que refuerza la interdependencia entre el mercado de gas natural y el sistema energético en su conjunto.

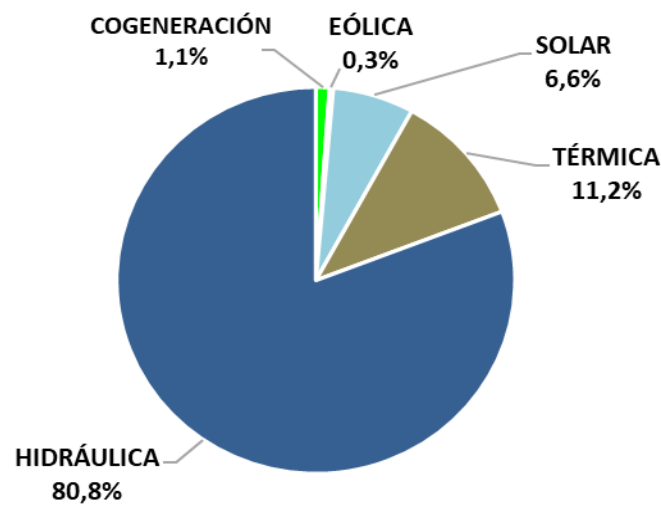
La distribución observada durante el trimestre confirma el papel del gas natural como insumo estratégico para la actividad productiva, la prestación de servicios públicos y la generación de energía eléctrica, consolidando su importancia dentro de la matriz energética nacional y su papel en la seguridad energética del país.

3.2.2. Demanda de Gas para Generación Térmica

Como punto de partida para el análisis de la demanda de gas natural asociada al sector eléctrico, resulta pertinente examinar la composición de la generación de energía por tipo de fuente durante el período diciembre de 2025 a febrero de 2026. Como se muestra en la

siguiente figura, el sistema eléctrico colombiano mantiene una marcada predominancia de la generación hidráulica, la cual aportó aproximadamente el 80,8 % de la energía generada durante el período analizado.

Figura 38. Contribución de Generación Eléctrica por Fuente



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

La generación térmica representó aproximadamente el 12,2% del total de la generación eléctrica. De esta participación, cerca del 5,0% del total del sistema correspondió a generación con gas natural importado, mientras que el gas natural de producción nacional aportó alrededor de 1,42%. El porcentaje restante, equivalente a aproximadamente 6,04%, se explicó por generación térmica a partir de otros combustibles, principalmente diésel, carbón y biomasa.

Por su parte, otras fuentes también contribuyeron al suministro eléctrico del sistema: la energía solar participó con cerca de 6,6%, la cogeneración con 1,1% y la energía eólica con aproximadamente 0,3% del total generado.

Si bien la participación de la generación térmica es menor en comparación con la generación hidráulica, su papel dentro del sistema eléctrico colombiano es fundamental desde el punto de vista de la confiabilidad. Las plantas térmicas aportan energía firme y capacidad de respaldo, lo que permite cubrir la demanda en períodos de menor disponibilidad de generación hidráulica, particularmente durante eventos climáticos como el fenómeno de El Niño, o en situaciones de alta demanda de energía.

Adicionalmente, la configuración geográfica del sistema eléctrico colombiano y las restricciones en la red de transmisión implican que algunas regiones del país dependan en mayor medida de la generación térmica para garantizar el abastecimiento local de energía. En estos casos, las plantas térmicas no solo funcionan como respaldo del sistema, sino como generación necesaria para asegurar la continuidad del suministro eléctrico en determinadas zonas del país.

En este contexto, el comportamiento de la generación térmica adquiere especial relevancia para el análisis del mercado de gas natural, dado que el sector eléctrico constituye uno de los principales determinantes de la variabilidad en la demanda de gas. A diferencia de otros sectores de consumo, la demanda de gas para generación térmica depende de las condiciones del sistema eléctrico, particularmente de la hidrología, de la disponibilidad de otras fuentes de generación y de las señales de precios en el mercado de energía.

La evolución del consumo de combustibles utilizados para la generación térmica muestra la diversidad de energéticos que respaldan la operación del sistema eléctrico colombiano y la capacidad de las plantas térmicas para operar con distintos combustibles, dependiendo de las condiciones de disponibilidad y de precios relativos. Esta flexibilidad en la canasta de combustibles permite al sistema eléctrico responder a cambios en la disponibilidad de gas

natural, en el costo del gas importado y en las condiciones operativas del sistema energético.

En este sentido, la demanda de gas natural para generación térmica no es una demanda completamente rígida, sino que depende de la competitividad del gas frente a otros combustibles y de las necesidades operativas del sistema eléctrico. No obstante, en situaciones de escasez de gas o de restricciones en la oferta, el uso de combustibles sustitutos como diésel o carbón puede implicar mayores costos de generación, lo que a su vez tiene efectos sobre los precios de la energía eléctrica y sobre la demanda de gas natural.

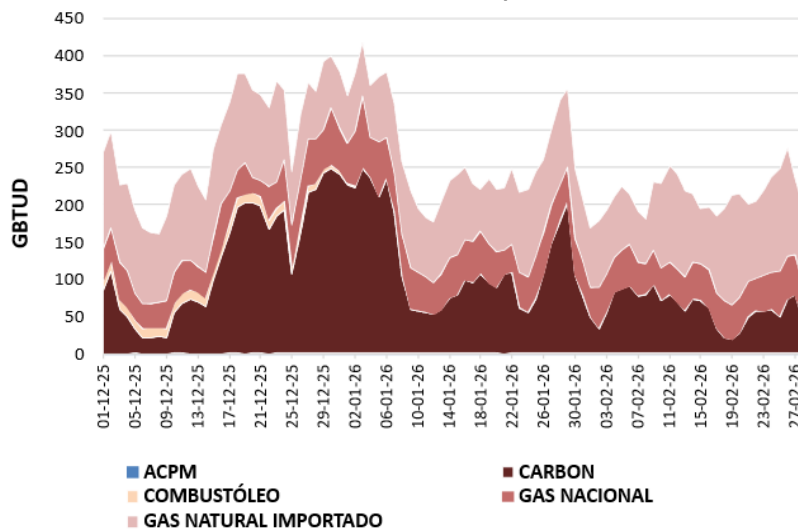
Como se observa en la siguiente figura, el gas natural —tanto nacional como importado— representa uno de los principales combustibles utilizados en la generación térmica en Colombia. En particular, se presenta una participación significativa del gas natural importado, resaltando el papel que ha adquirido la infraestructura de regasificación como fuente de suministro flexible para atender los requerimientos del sector eléctrico y complementar la disponibilidad de gas nacional en períodos de mayor demanda.

El carbón también mantiene una participación significativa dentro del consumo de combustibles para generación térmica. Este comportamiento está asociado a la operación de unidades térmicas, cuyo despacho responde principalmente a sus características técnicas y a la estructura de sus costos variables, por lo que su participación suele ser menos sensible a variaciones de corto plazo en comparación con las plantas que operan con gas o combustibles líquidos.

Por su parte, los combustibles líquidos, como el ACPM y el combustóleo, registran participaciones menores dentro del consumo total de combustibles para generación térmica. Su utilización suele estar asociada a condiciones específicas de operación del sistema, tales como restricciones en la disponibilidad de gas natural, limitaciones en la infraestructura de transporte o necesidades operativas puntuales que requieren el despacho de unidades con mayor costo variable. En este sentido, estos combustibles

suelen utilizarse como respaldo en situaciones de estrechez en la oferta de gas o cuando las condiciones del sistema eléctrico requieren una mayor disponibilidad de generación térmica.

Figura 39. Consumo de Combustibles para Generación Térmica



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

En términos de dinámica temporal, se observan variaciones en el consumo total de combustibles para generación térmica, con episodios en los cuales el consumo térmico supera niveles de 300–400 GBTUD, seguidos por períodos de menor utilización. Estas fluctuaciones reflejan el carácter flexible de la generación térmica dentro del sistema eléctrico, cuya utilización depende de las condiciones hidrológicas, la evolución de la demanda de energía y las señales económicas del despacho eléctrico. Por ello, el gas natural —especialmente el LNG— se configura como un combustible clave para proporcionar flexibilidad operativa al sistema eléctrico, permitiendo cubrir incrementos en la demanda de generación térmica y contribuir a la confiabilidad del suministro de electricidad.

En conjunto, el comportamiento observado en el consumo de combustibles para generación térmica refleja la complementariedad entre las distintas tecnologías y

energéticos que respaldan la operación del sistema eléctrico colombiano. La coexistencia de generación hidráulica, térmica a gas, carbón, combustibles líquidos y fuentes renovables permite al sistema contar con diferentes tecnologías con costos y características operativas distintas, lo que contribuye a la seguridad energética y a la estabilidad del sistema eléctrico.

Es importante resaltar que la demanda de gas natural asociada a la generación eléctrica presenta características diferentes frente a otros segmentos de consumo, debido a la relación con las condiciones operativas del sistema eléctrico y con las necesidades de despacho. Por esta razón, el consumo de gas para generación térmica puede presentar variaciones significativas en períodos relativamente cortos.

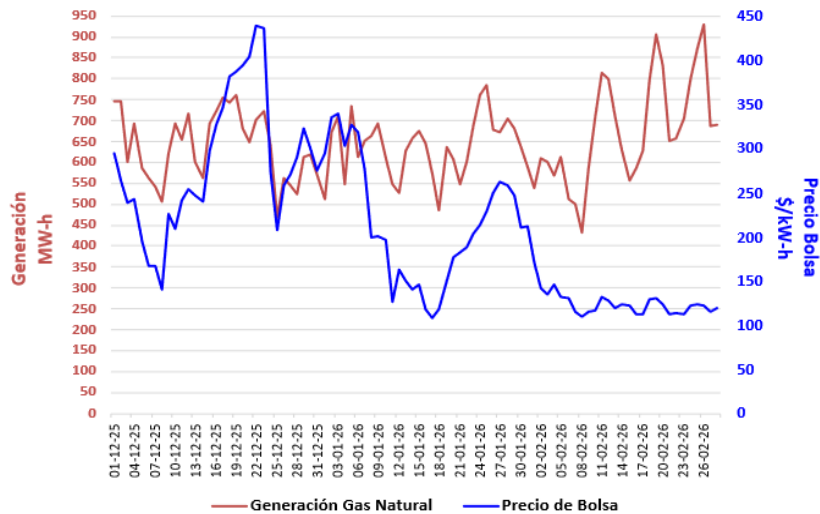
Para complementar el análisis del consumo de combustibles en la generación térmica, se examinará la evolución conjunta del precio de bolsa de energía y la generación térmica con gas natural. El análisis de estas variables permite identificar la relación entre las condiciones operativas del sistema eléctrico, la participación del parque térmico en el despacho y el uso de gas natural como combustible de generación.

La evolución conjunta del precio de bolsa y de la generación térmica con gas natural durante el trimestre muestra que, en diciembre de 2025, se presentó una elevada volatilidad del precio de bolsa, con un incremento progresivo que alcanzó niveles cercanos a \$430/kWh hacia finales del mes. Este comportamiento coincide con niveles relativamente altos de generación térmica a gas, lo que sugiere un incremento en el costo marginal del sistema.

Hacia finales de diciembre y comienzos de enero, el precio de bolsa registra una caída significativa hasta niveles cercanos a \$200/kWh, seguida por una tendencia descendente durante la primera mitad de enero, cuando se sitúa en un rango aproximado de \$120–150/kWh. En este período, la generación a gas continúa participando en el despacho, aunque sin constituirse necesariamente en la tecnología marginal que determina el precio

del sistema, lo que supone una mayor participación de tecnologías de menor costo variable en la formación del precio de la energía.

Figura 40. Precio de Bolsa vs Generación



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

A finales de enero se observa un repunte temporal del precio de bolsa, que alcanza valores cercanos a \$250–270/kWh, acompañado por incrementos en la generación térmica a gas. Este episodio sugiere un aumento en la participación del parque térmico dentro del despacho, posiblemente asociado a condiciones operativas que requirieron el despacho de tecnologías de mayor costo variable, lo que se refleja en el aumento del precio de bolsa.

Durante febrero, el precio de bolsa muestra una relativa estabilización en niveles cercanos a \$120/kWh, mientras que la generación térmica a gas presenta fluctuaciones puntuales. Este comportamiento indica que, aunque las plantas térmicas continuaron aportando generación para garantizar la confiabilidad del sistema, el precio marginal de la energía estuvo determinado principalmente por tecnologías de menor costo variable durante este período.

De manera complementaria, el análisis de correlación lineal (Pearson) entre el precio de bolsa y la generación térmica a gas evidencia que esta relación varía a lo largo del período analizado. Para el total del período diciembre–febrero, el coeficiente de correlación es bajo (0,10), lo que indica una relación lineal débil entre ambas variables. No obstante, al desagregar por mes, se observa que en diciembre —caracterizado por niveles más elevados de precios— la correlación alcanza valores de 0,61, sugiriendo una relación más estrecha entre la generación térmica y la formación del precio. En enero esta relación se modera (0,33), mientras que en febrero prácticamente desaparece (-0,05), en un contexto de menores precios de bolsa. Estos resultados son consistentes con la hipótesis de que la incidencia de la generación térmica a gas sobre el precio del sistema se intensifica en escenarios de mayor estrechez y precios elevados.

En conjunto, la relación observada entre el precio de bolsa y la generación térmica a gas confirma que el gas natural desempeña un papel fundamental como combustible de generación flexible y como uno de los principales determinantes del costo marginal del sistema eléctrico en períodos de mayor utilización del parque térmico. En este sentido, la demanda de gas para generación térmica constituye uno de los principales componentes de ajuste del mercado de gas natural en el corto plazo y uno de los factores que explican la necesidad de contar con fuentes flexibles de suministro, como el gas natural importado, para garantizar la confiabilidad del sistema energético.

No obstante, esta dinámica también está influenciada por la estructura de portafolio de los agentes generadores, varios de los cuales cuentan con activos de distintas tecnologías de generación. Esta diversificación permite a los agentes optimizar la operación de sus plantas y gestionar estratégicamente su participación en el mercado mayorista, lo que puede incidir tanto en la composición del despacho como en la formación del precio de bolsa.

En sistemas eléctricos con alta participación hidroeléctrica, la generación térmica funciona como el principal mecanismo de ajuste del sistema, por lo que la demanda de gas natural

para generación eléctrica se convierte en el componente más flexible de la demanda de gas y en uno de los principales determinantes del costo marginal del sistema energético.

En este contexto, el consumo de gas natural asociado a la generación eléctrica puede entenderse como una demanda inducida por las condiciones del sistema eléctrico, en la medida en que su evolución depende principalmente de factores como la hidrología, las necesidades de despacho y las señales económicas del mercado mayorista de electricidad. De esta manera, el sector eléctrico se consolida como uno de los principales determinantes de la variabilidad en la demanda de gas natural en el país.

3.3. Estructura del Mercado y Concentración

La estructura del mercado de gas natural es un elemento central para el análisis de la formación de precios, el grado de competencia y las condiciones de negociación entre los distintos agentes que participan en la cadena de suministro. En mercados con alta concentración de la oferta, algunos productores o comercializadores pueden tener mayor capacidad de influir en las condiciones de contratación, en la disponibilidad de gas y en la formación de precios, mientras que en mercados con mayor número de oferentes y fuentes de suministro tienden a observarse condiciones más competitivas.

En el caso colombiano, la estructura del mercado ha venido experimentando cambios asociados a la declinación natural de los campos de producción nacional y a la creciente participación del LNG, el cual ha pasado a representar una proporción relevante del gas disponible en el mercado, alcanzando cerca del 22,1 % de la oferta total. Esta situación implica que la estructura de la oferta ya no depende exclusivamente de la producción nacional, sino de una combinación entre producción local e importaciones, lo que modifica tanto el análisis de concentración como las dinámicas de formación de precios.

En este contexto, el análisis de la estructura del mercado debe considerar no solo la concentración de la producción nacional, sino también la participación del gas importado y el acceso a la infraestructura de importación, regasificación y transporte, ya que estos

elementos determinan la capacidad efectiva de los agentes para participar en el mercado y, por tanto, influyen en las condiciones de competencia y en la formación de precios.

3.3.1. Estructura de Oferta

La oferta de gas natural en Colombia está compuesta por dos fuentes principales: la producción nacional proveniente de los campos de gas y el gas natural importado. La producción nacional continúa concentrada en un número reducido de campos y de productores, por lo que una parte importante del suministro depende de la operación de pocos agentes. Esta concentración es una característica estructural del mercado colombiano y tiene implicaciones tanto para la seguridad de abastecimiento como para la formación de precios en el mercado.

La incorporación del LNG ha introducido una fuente adicional de suministro que compete con la producción nacional, especialmente en períodos de alta demanda, como aquellos asociados a una mayor generación térmica, o en situaciones en las que se presentan restricciones en la producción local. En este sentido, el gas importado actúa como fuente complementaria de suministro y como mecanismo de respaldo del sistema.

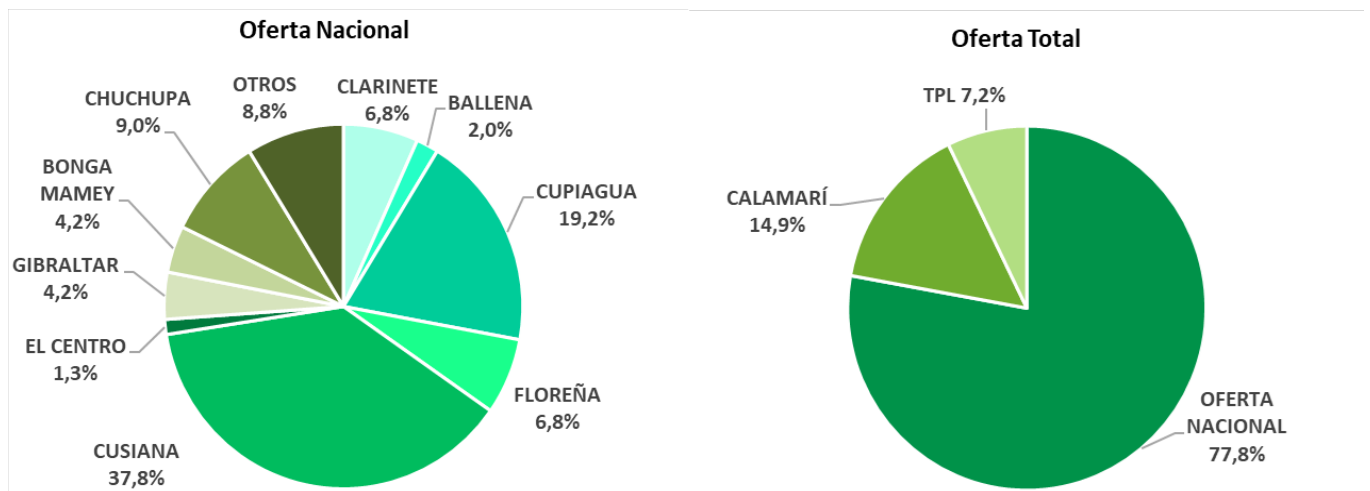
Esta configuración da lugar a una estructura de oferta mixta, en la cual la producción nacional constituye la base del suministro, mientras que el LNG funciona como fuente marginal o de ajuste del sistema. Desde el punto de vista económico, esto implica que, en situaciones de escasez relativa de gas nacional, el costo del gas importado tiende a convertirse en el costo de oportunidad del gas en el mercado interno, influyendo en la formación de precios en los mercados de corto plazo y, eventualmente, en los precios al usuario final.

No obstante, el acceso al gas importado depende de la disponibilidad de infraestructura de importación, regasificación y transporte, por lo que el análisis de la concentración de la oferta no debe limitarse únicamente a la producción nacional. En mercados donde la infraestructura es limitada o está concentrada en pocos agentes, el acceso efectivo a las

distintas fuentes de suministro puede ser tan relevante como la propiedad del recurso en la determinación de las condiciones de competencia.

Con el fin de analizar la composición de la oferta de gas natural en el país, la siguiente figura presenta, por un lado, la distribución de la producción nacional entre los principales campos de producción y, por otro lado, la participación de la oferta nacional frente al gas natural importado dentro de la oferta total disponible en el mercado. Este análisis permite evaluar el grado de concentración de la producción, la dependencia del sistema frente a los principales campos y la importancia relativa del LNG dentro del balance de suministro.

Figura 41. Estructura de Oferta Total



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Durante el período de análisis, la producción nacional registró un promedio diario de 676,46 GBTUD, del cual los nueve campos de mayor producción aportaron en conjunto 560,95 GBTUD, equivalentes al 82,9% de la producción nacional, mientras que el 17,1% restante corresponde a la producción de 59 campos agrupados en la categoría de otros productores, los cuales presentan participaciones individuales significativamente menores. Esta distribución evidencia un alto grado de concentración de la producción en un número reducido de campos.

Desde el punto de vista empresarial, seis de los principales campos productores son operados por Ecopetrol, lo que posiciona a este agente como el principal productor de gas natural del país. Por su parte, el campo Clarinete, con una participación de 6,8% en la producción nacional, es operado por Canacol, mientras que los campos Chuchupa (9%) y Bonga–Mamey (4,2%) son operados por Hocol. Esta estructura muestra que la producción nacional se concentra principalmente en tres agentes productores, con una participación predominante de Ecopetrol en la oferta primaria de gas natural.

En cuanto a la composición de la oferta total, la producción nacional continúa siendo la primera fuente de abastecimiento, con una participación cercana al 77,8% del suministro total, mientras que el gas natural importado representa aproximadamente el 22,2%. Esta distribución indica que, si bien el país mantiene una base importante de producción local, una proporción significativa del gas consumido proviene de fuentes importadas, lo que refleja una mayor dependencia del mercado internacional para atender la demanda interna.

Desde el punto de vista económico, la creciente participación del gas importado ha configurado una estructura de mercado en la cual el suministro depende de un conjunto limitado de fuentes que incluyen tanto la producción nacional como el acceso a infraestructura de importación, regasificación y transporte. En este contexto, el LNG no solo actúa como una fuente complementaria de suministro, sino también como la fuente marginal en períodos de escasez, introduciendo señales de precio del mercado internacional al mercado interno.

Por esta razón, el análisis de la concentración del mercado no debe limitarse únicamente a la producción nacional, sino que debe considerar la oferta total disponible, incluyendo el gas importado. Esta estructura tiene implicaciones sobre la formación de precios, la seguridad de abastecimiento y las señales de inversión en el sector, por lo que resulta relevante analizar el grado de concentración del mercado mediante indicadores como el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) y el índice de concentración de los principales productores.

La concentración del mercado se analiza desde dos perspectivas: i) la concentración de la producción nacional y ii) la concentración de la oferta total, incluyendo la producción nacional y las importaciones. Desde una perspectiva económica, la presencia del LNG modifica la estructura del mercado, ya que introduce una fuente alternativa de suministro, incorpora una referencia de precio internacional, funciona como respaldo en períodos de escasez y contribuye a la seguridad de abastecimiento, aunque generalmente a precios superiores a los del gas nacional contratado a largo plazo.

El cálculo del HHI para la producción nacional permite cuantificar el grado de concentración de la oferta primaria de gas natural. Este indicador es relevante en la medida en que la producción nacional constituye la principal fuente de abastecimiento, por lo que su nivel de concentración incide directamente en la estructura del mercado, la disponibilidad de gas y la capacidad de respuesta del sistema ante variaciones en la demanda o restricciones de oferta.

Desde una perspectiva económica, un alto nivel de concentración en la producción implica que una proporción significativa de la oferta depende del desempeño de un número reducido de campos y agentes productores, lo que aumenta la exposición del sistema a choques de oferta, tales como mantenimientos programados, fallas operativas, declinación natural de los campos o restricciones técnicas. En este sentido, el HHI de producción no solo funciona como un indicador de estructura de mercado, sino también como una medida indirecta del grado de diversificación de las fuentes de suministro y, por tanto, de la vulnerabilidad del sistema ante contingencias, con posibles efectos sobre la disponibilidad de gas y la dinámica de precios en el mercado.

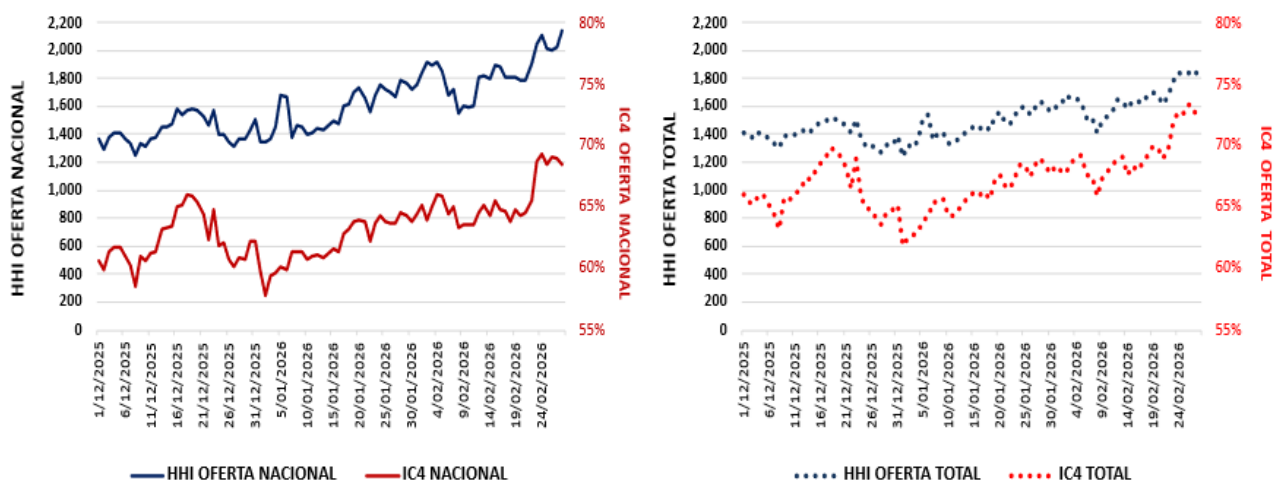
La Figura 42 presenta la evolución del Índice Herfindahl-Hirschman - HHI y del índice de concentración de los cuatro principales productores - IC4, tanto para la oferta nacional como para la oferta total, esta última incluyendo el gas importado. El cálculo de estos indicadores se realizó considerando aproximadamente 70 campos productores y, en el caso de la oferta total, incorporando la participación del gas importado, lo que introduce un

elemento adicional en el análisis de concentración relacionado con el acceso a infraestructura esencial.

El HHI de la oferta nacional se ubica en niveles entre 1.300 y 2.100 puntos, con una tendencia creciente a lo largo del período analizado, indicando un nivel de concentración moderado con tendencia al aumento. Este resultado es consistente con la evolución del índice de concentración de los cuatro principales campos IC4, el cual se sitúa entre el 60 % y el 70 %, es decir que aproximadamente dos terceras partes de la producción nacional provienen de los campos de mayor tamaño.

Aunque el HHI se calcula considerando cerca de 70 campos productores, la producción efectiva se encuentra concentrada en un número reducido de campos de gran tamaño, mientras que un número amplio de campos pequeños presenta participaciones marginales en la producción total. Esto implica que la estructura de la oferta nacional está determinada principalmente por un grupo reducido de activos productivos.

Figura 42. Evolución de HHI y de IC4 de Oferta de Gas Natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Al analizar la concentración de la oferta total, incluyendo el gas importado, el HHI se mantiene en niveles similares e incluso superiores en algunos períodos, ubicándose aproximadamente entre 1.350 y 1.800 puntos, mientras que el IC4 de la oferta total se sitúa entre el 65% y el 75%. Este resultado es relevante, ya que en muchos mercados la inclusión de importaciones tiende a reducir la concentración de la oferta; sin embargo, en este caso, la concentración de la oferta total no disminuye de manera significativa, lo cual se explica porque, aunque el gas importado introduce una fuente adicional de suministro, este se canaliza a través de una única infraestructura de regasificación, por lo que, desde el punto de vista del mercado, la oferta importada se comporta como una única fuente adicional de suministro.

Desde una perspectiva estructural, los resultados muestran que el mercado colombiano presenta una concentración moderada cuando se analiza por número de campos, pero una mayor concentración cuando se analiza por fuentes efectivas de suministro y por operadores. La oferta nacional depende en gran medida de los campos de mayor tamaño, muchos de los cuales son operados por un mismo agente, mientras que la oferta importada depende de infraestructura específica de regasificación y transporte. En este sentido, la entrada del LNG no elimina la concentración del mercado, sino que modifica su estructura, pasando de una concentración en campos de producción a una concentración en fuentes de suministro y en infraestructura estratégica.

Desde el punto de vista económico, esta estructura tiene implicaciones sobre la formación de precios, la seguridad de abastecimiento y las señales de inversión, ya que el suministro de gas depende de un número limitado de activos productivos, operadores e infraestructura clave. En este contexto, la diversificación de las fuentes de producción, el desarrollo de nuevos campos y la expansión de la infraestructura de importación y transporte se convierten en elementos fundamentales para mejorar las condiciones de competencia, reducir la vulnerabilidad ante choques de oferta y fortalecer la seguridad energética del país.

En este sentido, la concentración del mercado de gas natural no debe analizarse únicamente a partir del número de campos productores, sino también a partir de la concentración en la producción efectiva, en los operadores de los principales campos y en la infraestructura de importación y transporte, ya que estos elementos determinan la estructura competitiva del mercado y las condiciones de seguridad de suministro.

Si bien el análisis de concentración permite caracterizar la estructura de la oferta desde el punto de vista de la producción y las fuentes de suministro, el funcionamiento del mercado también depende de la actividad de comercialización y de las condiciones de acceso a la infraestructura de transporte y regasificación, aspectos que se analizan en la siguiente sección.

3.3.2. Estructura de la Comercialización

La comercialización de gas natural corresponde a la actividad mediante la cual los distintos agentes realizan transacciones de compra y venta de gas en los mercados primario, secundario y minorista, permitiendo que el gas producido o importado llegue finalmente a los usuarios finales. Mientras que la estructura de la oferta permite identificar quién produce el gas y quién lo inyecta al sistema, la estructura de la comercialización permite identificar qué agentes participan en las transacciones, quiénes tienen la capacidad de comprar y vender gas y qué agentes gestionan portafolios de suministro dentro del mercado.

En el mercado colombiano, la comercialización de gas natural no es una actividad exclusiva de un solo tipo de agente. En esta actividad participan productores–comercializadores, comercializadores de gas importado, comercializadores puros, comercializadores–distribuidores, generadores–comercializadores de energía eléctrica y usuarios no regulados con capacidad de compra directa. Como resultado, el mercado de gas natural presenta una estructura de comercialización con múltiples agentes que

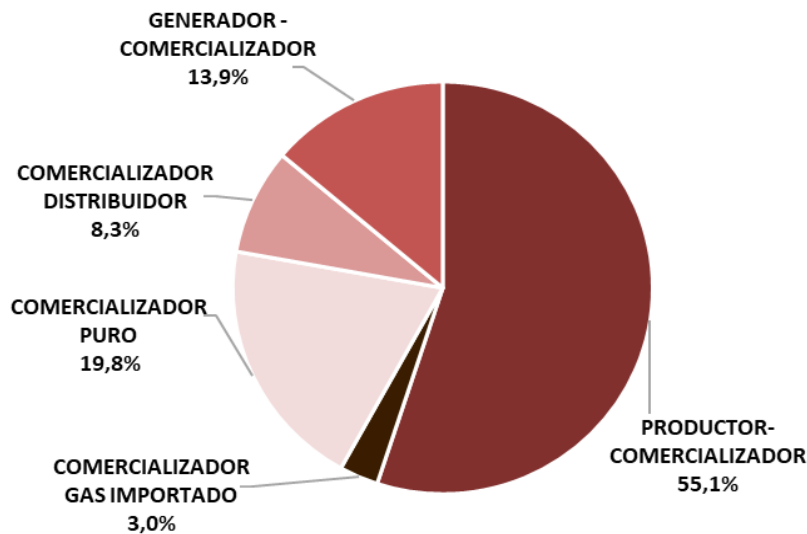
participan en distintos niveles de la cadena, desde la venta inicial del gas hasta su venta al consumidor final.

Con el fin de analizar la estructura de la comercialización, la Figura 3-8 presenta la participación de los distintos tipos de agentes en el volumen total de gas comercializado, incluyendo las transacciones realizadas en los mercados primario, secundario y minorista. Este análisis permite identificar qué tipos de agentes concentran la mayor parte de la actividad comercial y caracterizar la estructura general de la comercialización de gas natural en el país.

Los resultados muestran que los productores–comercializadores concentran la mayor participación en la actividad comercial, con aproximadamente el 55,1% del volumen total transado. Esta participación se explica porque estos agentes no solo participan en la producción de gas, sino también en su comercialización en el mercado primario y, en algunos casos, en ventas directas a usuarios finales, lo que les permite participar en varios segmentos del mercado.

Los comercializadores puros representan cerca del 19,8% evidenciando la existencia de agentes especializados en la compra y venta de gas, que participan activamente en el mercado mediante la gestión de portafolios y la realización de operaciones en el mercado secundario. Su participación indica que el mercado secundario y las transacciones de reventa desempeñan un papel relevante dentro de la dinámica de comercialización.

Figura 43. Participación por tipo de agente en el volumen total de gas comercializado



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Por su parte, los generadores–comercializadores participan con aproximadamente el 13,9 % del volumen comercializado, lo que refleja la importancia del sector térmico en la dinámica del mercado de gas natural. Estos agentes participan en la compra de gas para la generación eléctrica, pero también pueden vender excedentes de gas, particularmente gas importado no utilizado en generación, por lo que su participación es relevante tanto en la demanda como en la oferta de gas en algunos segmentos del mercado.

Los comercializadores–distribuidores representan alrededor del 8,3 % del volumen total comercializado, participación asociada principalmente a la comercialización de gas a usuarios regulados y a algunos usuarios no regulados conectados a redes de distribución. Finalmente, los comercializadores de gas importado participan con cerca del 3,0 % del volumen total comercializado, lo que indica que, aunque el gas importado representa una fracción importante del suministro del país, su comercialización se encuentra concentrada en un número reducido de agentes con acceso a la infraestructura de regasificación.

Desde una perspectiva estructural, esta distribución muestra que la actividad de comercialización está concentrada principalmente en los productores–comercializadores y en los comercializadores puros, mientras que otros agentes participan con menores volúmenes. Asimismo, la participación de distintos tipos de agentes en la comercialización refleja que el mercado colombiano funciona como un mercado de portafolios, en el cual los agentes compran y venden gas en distintos momentos, bajo diferentes modalidades contractuales y en diferentes segmentos de mercado, especialmente a través del mercado secundario.

Este tipo de estructura implica que algunos agentes pueden participar simultáneamente como compradores y vendedores de gas, lo que les permite gestionar riesgos de suministro, optimizar sus posiciones contractuales y realizar operaciones de arbitraje entre mercados. En este sentido, la comercialización y la gestión de portafolios de gas se convierten en un elemento central en el funcionamiento del mercado y en la formación de precios en los mercados de corto plazo.

El análisis de la participación por tipo de agente permite caracterizar la estructura general de la actividad comercial; sin embargo, para entender de manera más precisa el funcionamiento del mercado de gas natural, es necesario analizar la estructura de la comercialización en cada uno de los segmentos de mercado. En particular, resulta fundamental analizar el mercado primario, donde se realiza la primera venta del gas producido o importado, ya que este mercado determina quién pone el gas a disposición del mercado y en qué condiciones contractuales se realiza el suministro inicial.

3.3.2.1. Mercado Primario

Durante el trimestre analizado, el volumen total de transacciones en el mercado primario se ubicó en promedio en 1.246,62 GBTUD, cifra superior al volumen físico, debido a que los agentes pueden sobrecontratarse en contratos interrumpibles, en este segmento de mercado. La estructura de este mercado muestra una participación predominante de los

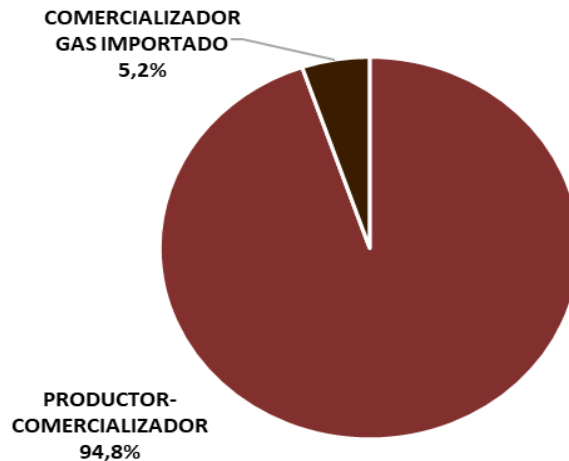
productores–comercializadores, quienes concentraron aproximadamente el 94,8% del volumen total transado, mientras que los comercializadores de gas importado representaron cerca del 5,2% de este segmento.

No obstante, esta baja participación del gas importado en el mercado primario no refleja su peso dentro de la oferta total del sistema. En efecto, una proporción relevante del gas importado es gestionada directamente por agentes de generación térmica, quienes lo destinan prioritariamente al respaldo de sus obligaciones de energía en firme (OEF). En consecuencia, estos volúmenes no se transan en el mercado primario y solo ingresan al mercado cuando no son requeridos para generación, generalmente a través del mercado minorista. Esta dinámica explica por qué, a pesar de su participación limitada en el mercado primario, el gas importado constituye una fuente significativa dentro de la oferta total de gas natural.

Aunque la participación del gas importado en el mercado primario es menor en términos de volumen, su papel es relevante desde el punto de vista económico, ya que el LNG suele actuar como fuente marginal de suministro en el sistema, especialmente en períodos de alta demanda o restricciones en la oferta nacional. En este sentido, aunque el gas nacional determina la mayor parte de los volúmenes contratados, el gas importado puede influir en la formación de precios, particularmente en los mercados de corto plazo.

Desde el punto de vista de la concentración, la alta participación de los productores–comercializadores implica que el mercado primario presenta un elevado nivel de concentración desde el lado de la oferta, ya que el suministro inicial de gas depende principalmente de un número reducido de productores. Esta estructura es consistente con la concentración observada en la producción nacional y refleja que el mercado primario se caracteriza por la negociación bilateral entre un número reducido de vendedores y un conjunto más amplio de compradores.

Figura 44. Participación de Vendedores en el Mercado Primario de gas natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Desde una perspectiva económica, el mercado primario define las condiciones iniciales de suministro del gas natural, ya que en este segmento se establecen los contratos de mediano y largo plazo que determinan los volúmenes, las condiciones de firmeza y los esquemas de formación de precios del gas. Los precios formados en este mercado actúan como referencia para las transacciones posteriores en los mercados secundario y minorista, por lo que la estructura y el nivel de concentración del mercado primario inciden directamente en la formación de precios, en las condiciones de competencia en la comercialización y en la seguridad de abastecimiento del sistema.

El cálculo del Índice HHI para el mercado primario muestra niveles superiores a 9.000 puntos, lo que indica que este mercado presenta un nivel de concentración muy alto desde el lado de la oferta. Este resultado se explica porque el suministro inicial de gas depende principalmente de los productores nacionales, mientras que la participación de otros agentes oferentes es reducida.

En síntesis, el mercado primario de gas natural en Colombia presenta una estructura altamente concentrada desde el lado de la oferta, por lo que las condiciones contractuales establecidas en este mercado no solo determinan el suministro inicial de gas, sino que también influyen en la formación de precios y en la dinámica competitiva de los mercados posteriores.

3.3.2.2. Mercado Secundario

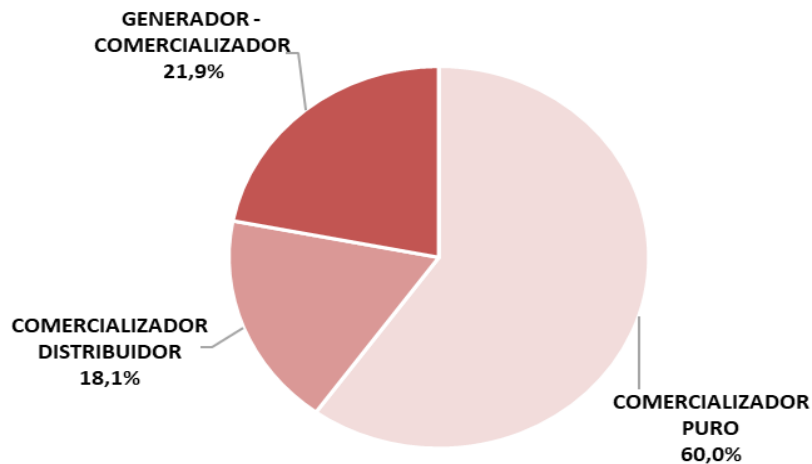
El mercado secundario de gas natural corresponde al segmento en el cual se realizan transacciones de reventa y reasignación de gas entre agentes, permitiendo que el gas inicialmente adquirido en el mercado primario sea comercializado nuevamente por comercializadores y usuarios no regulados. Este mercado actúa como un mecanismo de ajuste y balance comercial del sistema, permitiendo la gestión de portafolios por parte de los agentes y facilitando el ajuste entre la oferta y la demanda en el corto plazo.

Durante el trimestre analizado, el volumen promedio transado en el mercado secundario fue de 528,4 GBTUD, mostrando la importancia de este segmento dentro de la dinámica de comercialización de gas natural. La Figura 3-10 presenta la participación de los vendedores en el mercado secundario de gas natural por tipo de agente, donde se observa que los comercializadores puros concentran la mayor participación en las ventas de este mercado, con aproximadamente el 60% del volumen transado, seguidos por los generadores–comercializadores con cerca del 21,9% y los comercializadores–distribuidores con aproximadamente el 18,1%.

En términos de estructura de mercado, estos resultados indican que el mercado secundario es utilizado principalmente por agentes que gestionan portafolios de gas, como los comercializadores puros y los generadores–comercializadores, los cuales participan activamente en la compra y reventa de gas con el fin de optimizar sus contratos de suministro, gestionar riesgos de demanda y aprovechar oportunidades de arbitraje entre distintos segmentos de mercado. Por su parte, los comercializadores–distribuidores

también participan en este mercado con el fin de ajustar sus balances de gas y atender variaciones en la demanda de sus usuarios.

Figura 45. Participación de Vendedores en el Mercado Secundario de Gas Natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En términos de funcionamiento, la existencia de un mercado secundario activo refleja la posibilidad de realizar ajustes en la asignación de gas entre agentes en el corto plazo, mediante la reasignación de volúmenes conforme a sus necesidades operativas y valoraciones. Este espacio de transacción puede contribuir a la gestión de desbalances y a la formación de señales de precio de corto plazo. No obstante, su dinámica también plantea retos en materia de transparencia, formación eficiente de precios y potenciales asimetrías en el acceso a la información, especialmente en contextos de alta concentración o restricciones de oferta. En este sentido, el mercado secundario debe analizarse como un mecanismo complementario dentro de la estructura del mercado, cuyo desempeño depende de las condiciones de competencia y de la disponibilidad efectiva de gas en el sistema.

El volumen transado en el mercado secundario equivale a cerca del 42,3% del volumen comercializado en el mercado primario (1.246,62), lo que indica que una proporción significativa del gas es objeto de transacciones de reventa entre agentes. Este fenómeno puede generar efectos positivos, como la optimización en la asignación del gas, la gestión de riesgos de suministro y la formación de señales de precio en el corto plazo. Sin embargo, también puede generar efectos como incrementos en los precios finales debido a múltiples transacciones, oportunidades de arbitraje entre agentes y una mayor relevancia de los agentes comercializadores en la dinámica del mercado.

Con el fin de cuantificar el peso del mercado secundario dentro del abastecimiento del sistema, se calcula el índice de reasignación comercial, el cual mide la proporción del gas que es objeto de reventa entre agentes en relación con la demanda total. Durante el trimestre analizado, el índice de intermediación comercial alcanzó el 62% (demanda promedio de 862,23 GBTUD), señalando que una proporción significativa del gas consumido en el país fue previamente objeto de transacciones en el mercado secundario

Este resultado muestra que una parte importante del gas no es consumido directamente por el comprador inicial en el mercado primario, sino que es posteriormente comercializado entre agentes, lo que refleja la existencia de gestión de portafolios de gas, transacciones de corto plazo y reasignación del recurso entre agentes.

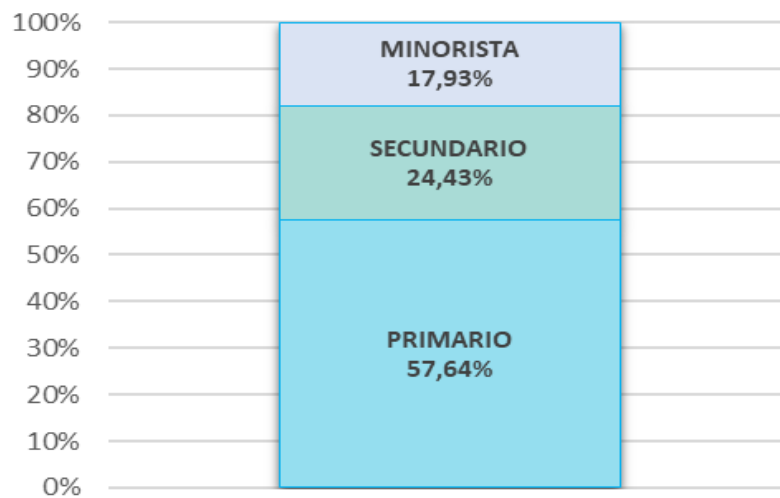
Es importante diferenciar entre la relación del volumen transado en el mercado secundario respecto del mercado primario y el índice de reasignación comercial. Mientras que la primera mide la intensidad de las transacciones de reventa en relación con el volumen vendido inicialmente en el mercado primario, el índice de reasignación mide la proporción de la demanda que es abastecida mediante gas previamente transado en el mercado secundario. En este sentido, los resultados muestran que el volumen de reventa equivale al 42,3% del suministro inicial, mientras que el 60% del gas consumido en el país pasó por el mercado secundario antes de su consumo final.

En conjunto, estos resultados muestran que el mercado secundario no es un segmento marginal, sino un componente central en la asignación del gas y en la formación de precios en el mercado de gas natural. En este sentido, el mercado colombiano no funciona únicamente como un mercado de suministro, sino también como un mercado de comercialización y gestión de portafolios de gas.

Con el fin de analizar la estructura de las transacciones de gas natural, la Figura 3-11 presenta la distribución promedio del volumen transado en los tres segmentos de mercado, durante el trimestre. Esta desagregación permite evaluar la importancia relativa de cada uno dentro de la cadena de comercialización e identificar el papel del mercado secundario en la reasignación del gas y en la dinámica de las transacciones comerciales.

La información muestra que el mercado primario concentra el mayor volumen de transacciones, seguido por el mercado secundario y el mercado minorista. La diferencia entre estos volúmenes se explica porque una parte del gas es objeto de múltiples transacciones entre agentes antes de su consumo final, especialmente a través del mercado secundario. La estructura de transacciones muestra que el mercado de gas natural en Colombia funciona como un mercado de múltiples etapas, donde el mercado secundario desempeña un papel relevante en la comercialización del gas antes de su consumo final.

Figura 46. Evolución del Volumen Transado por Segmento de Mercado de Gas Natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

Por otra parte, el análisis de concentración del mercado secundario muestra resultados diferentes dependiendo del nivel de agregación utilizado. Cuando el HHI se calcula a partir de la participación de las empresas vendedoras, el índice se ubica en 752 puntos, lo que indicaría un mercado poco concentrado en términos del número de agentes participantes. Sin embargo, cuando el análisis se realiza por tipo de agente, el HHI asciende a cerca de 4.400 puntos, implicando una alta concentración de la actividad de reventa en determinados tipos de agentes, principalmente comercializadores y generadores con portafolios de gas.

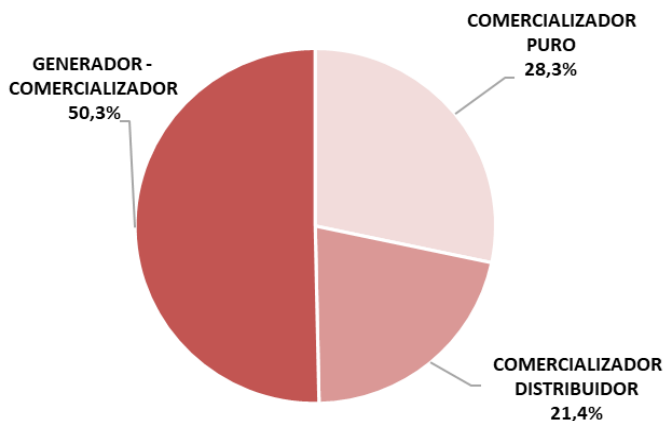
Estos resultados muestran que, aunque existe un número importante de participantes en el mercado secundario, la capacidad efectiva de comercialización y de gestión de portafolios se encuentra concentrada en un grupo reducido de agentes, lo que tiene implicaciones en la dinámica de comercialización y en la formación de precios en el mercado de corto plazo. En estas condiciones, la participación en el mercado está desconcentrada en número de empresas, pero concentrada en capacidad de comercialización y gestión de portafolios.

3.3.2.3. Mercado Minorista

El mercado minorista de gas natural corresponde al segmento en el cual se realizan las ventas de gas a los usuarios finales y constituye el último eslabón de la cadena de comercialización. A diferencia del mercado primario, donde se realiza la venta inicial del gas, y del mercado secundario, donde se realizan transacciones de reventa entre agentes, en el mercado minorista el gas es efectivamente comercializado para su consumo final. Por esta razón, el análisis de la estructura del mercado minorista permite identificar qué tipos de agentes mantienen la relación comercial directa con los usuarios finales y, por tanto, quiénes concentran las ventas finales de gas natural.

Con el propósito de analizar la estructura de este segmento, la Figura 3-12 presenta la participación de las ventas en el mercado minorista por tipo de agente comercializador, lo que permite identificar la composición del mercado según los agentes que realizan la venta final de gas a los distintos segmentos de consumo.

Figura 47. Participación de Vendedores en el Mercado Minorista de Gas Natural



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La composición del mercado minorista muestra que los generadores–comercializadores concentran la mayor participación en las ventas finales de gas natural, con aproximadamente el 50,3% del volumen comercializado en este segmento. Esta participación refleja, por una parte, la importancia del sector de generación térmica dentro de la demanda de gas natural y, por otra, la estrategia de algunos generadores de participar directamente en la comercialización de gas con el fin de gestionar su portafolio de suministro y sus costos de generación.

En segundo lugar, los comercializadores puros participan con cerca del 28,3% de las ventas en el mercado minorista, lo que sugiere que estos agentes desempeñan un papel relevante en el suministro de gas a usuarios no regulados, además de gestionar portafolios de gas y realizar operaciones tanto en el mercado primario como en el mercado secundario, lo que les permite abastecer a distintos tipos de consumidores y participar activamente en la dinámica de comercialización.

Por su parte, los comercializadores–distribuidores representan aproximadamente el 21,4% de las ventas minoristas, participación asociada principalmente al suministro de gas a usuarios regulados y a algunos usuarios no regulados conectados a redes de distribución. Esta participación refleja el papel de las empresas distribuidoras en la comercialización de gas a pequeños consumidores, mientras que los grandes consumidores suelen ser atendidos directamente por comercializadores o por los propios generadores.

Un aspecto relevante en la estructura del mercado minorista es la alta participación de los generadores–comercializadores en las ventas finales de gas natural. La información muestra que los volúmenes comercializados por estos agentes en el mercado minorista superan los volúmenes adquiridos por estos mismos agentes en los mercados primario y secundario, lo que parece indicar que una parte del gas comercializado por los generadores no proviene exclusivamente de compras en el mercado nacional. Este resultado es consistente con la participación de algunos generadores en la importación de

LNG, particularmente en el marco de los contratos asociados a las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad.

En este contexto, una parte del gas importado por los generadores térmicos puede ingresar directamente al mercado minorista sin transarse previamente en el mercado primario, lo que contribuye a explicar la alta participación de estos agentes en las ventas finales de gas natural. Esto implica que los generadores térmicos no solo participan en el mercado como consumidores de gas para la generación eléctrica, sino también como agentes comercializadores, gestionando portafolios de gas que pueden ser utilizados para generación o comercializados a otros agentes dependiendo de las condiciones del mercado.

Desde el punto de vista de la estructura del mercado, este resultado muestra que algunos agentes del sector eléctrico participan simultáneamente como propietarios del gas importado, consumidores y comercializadores de gas natural, lo que evidencia la estrecha relación entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico. En este sentido, la dinámica de la generación térmica, las obligaciones de energía firme y las condiciones del mercado eléctrico pueden influir no solo en la demanda de gas natural, sino también en la oferta disponible en el mercado minorista y en la dinámica de comercialización del gas.

En conjunto, estos resultados indican que el gas natural importado no solo cumple una función de respaldo para la generación eléctrica, sino que también participa activamente en el mercado de gas natural a través de su comercialización en el mercado minorista. En este sentido, el LNG no solo actúa como una fuente de seguridad de suministro para el sistema eléctrico, sino también como una fuente de oferta adicional en el mercado de gas natural, con implicaciones en la formación de precios y en la dinámica de comercialización.

En términos generales la estructura del mercado minorista de gas natural muestra que la comercialización a usuarios finales está concentrada principalmente en generadores–comercializadores y comercializadores puros, mientras que los comercializadores–distribuidores se enfocan principalmente en el suministro a usuarios regulados. Asimismo,

se evidencia que algunos generadores térmicos participan de manera simultánea como dueños del gas importado, consumidores y comercializadores de gas natural, lo que refleja una alta integración entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico.

Esta estructura implica que la dinámica del mercado eléctrico, la disponibilidad de gas importado y las estrategias de gestión de portafolio de los agentes influyen de manera directa en la oferta de gas en el mercado minorista, en las condiciones de competencia en la comercialización y en la formación de precios del gas natural para los usuarios finales.

3.4. Formación de Precios en el Mercado de Gas Natural

La formación de precios en el mercado de gas natural colombiano está determinada por la interacción de distintos segmentos de mercado y por la estructura contractual bajo la cual se realizan las transacciones. A diferencia de mercados con formación de precios en hubs líquidos, el mercado colombiano se caracteriza por una formación de precios basada principalmente en contratos bilaterales de corto, mediano y largo plazo, tanto en el mercado primario como en el secundario, a lo que se suma la formación de precios en el mercado minorista para el suministro a usuarios finales.

En este marco, el precio final del gas natural refleja no solo el costo del gas en boca de pozo o en el punto de importación, sino también los costos asociados al transporte, la distribución y la comercialización, así como las condiciones de competencia en cada segmento de la cadena. Por esta razón, la formación de precios no responde a un único mercado, sino a la vinculación entre la disponibilidad de oferta nacional, el gas importado, la capacidad de transporte, la estructura de contratación y el poder de mercado de los agentes en los distintos segmentos.

En términos generales, puede afirmarse que el mercado primario tiende a reflejar las condiciones estructurales de la oferta y disponibilidad de gas, el mercado secundario refleja condiciones de escasez relativa y señales de precios de corto plazo, y el mercado minorista incorpora los costos de la cadena y las condiciones de competencia en la

comercialización a usuarios finales. En consecuencia, el análisis de la formación de precios debe realizarse de manera segmentada, reconociendo las particularidades de cada mercado y la forma en que estos se interrelacionan.

3.4.1. Formación de Precios en el Mercado Primario

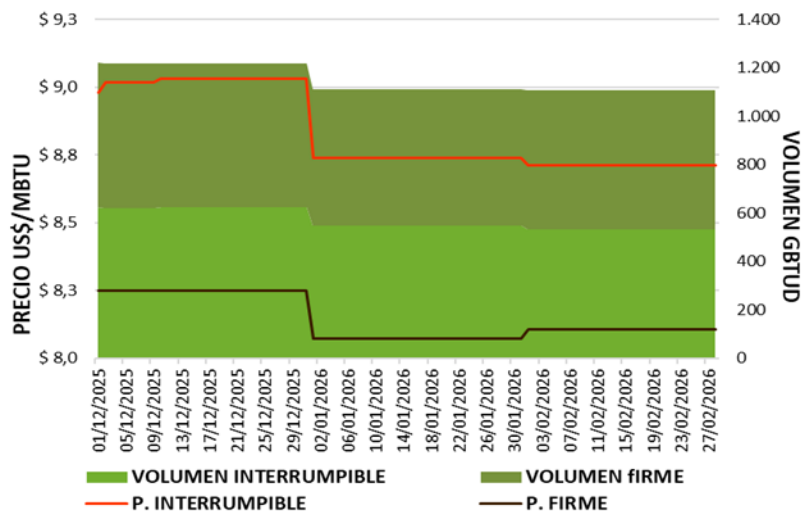
En el mercado primario, la formación de precios del gas natural está asociada a las condiciones estructurales de oferta y demanda y a las características de los contratos de suministro suscritos entre productores o comercializadores de gas importado y los comercializadores o usuarios no regulados. Este mercado se caracteriza por la celebración de contratos bilaterales, generalmente de mediano y largo plazo, en los que se establecen precios fijos, indexados o esquemas mixtos, dependiendo de las condiciones de negociación, la duración del contrato, la firmeza del suministro y el perfil de entrega.

Debido a que la mayor parte del gas natural en Colombia se comercializa mediante contratos bilaterales y no a través de mercados organizados con formación de precios en tiempo real, los precios del mercado primario no responden de manera inmediata a variaciones de corto plazo en la oferta y la demanda. En cambio, reflejan principalmente las expectativas de disponibilidad de gas, los costos marginales de suministro de largo plazo, las condiciones de competencia entre productores, la necesidad de asegurar suministro y el riesgo asociado a la firmeza del contrato.

En este contexto, la disponibilidad de gas nacional, la declinación natural de los campos, el desarrollo de nuevos proyectos de producción y la necesidad de complementar la oferta con gas importado se convierten en los principales determinantes estructurales del precio en el mercado primario. Cuando existen restricciones de oferta o incertidumbre sobre la disponibilidad futura de gas, los precios contractuales tienden a incorporar primas de riesgo asociadas a la seguridad de suministro y al costo de reposición de reservas. De esta manera, el mercado primario cumple una función fundamental en la asignación de riesgo entre productores y compradores y en la formación de señales de inversión de largo plazo.

La siguiente figura presenta el análisis conjunto de precios y volúmenes contratados en el mercado primario durante el trimestre diciembre de 2025 a febrero de 2026. Se observa que el precio promedio de los contratos interrumpibles fue 8,83 US\$/MBTU, superior al precio promedio de los contratos firmes de 8,15 US\$/MBTU, lo cual resulta contrario a la lógica económica tradicional, según la cual los contratos firmes, al garantizar suministro, deberían presentar precios superiores a los contratos interrumpibles. Este resultado sugiere que los contratos interrumpibles estarían reflejando condiciones de mercado más cercanas a la escasez relativa y a señales de precio de corto plazo, mientras que los contratos firmes estarían asociados a contratos de mayor plazo con precios previamente pactados.

Figura 48. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Primario por Modalidad Contractual



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En términos de volúmenes, los contratos firmes y los interrumpibles presentan niveles similares de contratación 578,07 GBTUD en firme y 568,02 GBTUD en interrumpible, indicando que una proporción significativa del suministro se está realizando a través de

contratos interrumpibles, que, desde la perspectiva de seguridad de suministro, esta situación implica que una parte relevante de la demanda depende de contratos que no garantizan suministro en condiciones de escasez.

Asimismo, se observa que los volúmenes contratados no presentan variaciones significativas ante cambios en los precios, lo que sugiere que la demanda en el mercado primario presenta baja elasticidad precio en el corto plazo y que las decisiones de contratación responden principalmente a necesidades de aseguramiento de suministro más que a señales de precio coyunturales.

En este sentido, el patrón observado no necesariamente responde a variaciones marginales de corto plazo, sino a un ajuste discreto en las condiciones contractuales y en la estructura del mercado, lo cual es coherente con la naturaleza del mercado primario como un mercado de contratos.

La presencia de precios interrumpibles superiores a los precios firmes, junto con niveles similares de volúmenes contratados en ambas modalidades, precisa que el mercado interrumpible estaría incorporando señales de escasez relativa del sistema, mientras que el mercado firme refleja condiciones contractuales de más largo plazo. Esto sugiere que el mercado primario no funciona como un mercado de formación de precios marginales, sino como un mercado de contratos donde se establecen precios de mediano y largo plazo.

De manera adicional, se identifica un cambio en los niveles de precios y volúmenes a partir del 1 de enero de 2026, observable tanto en contratos firmes como interrumpibles. Este comportamiento puede estar asociado a la transición entre períodos contractuales y a ajustes en los portafolios de suministro de los agentes. También puede reflejar cambios en las condiciones esperadas del sistema —incluyendo disponibilidad de oferta, requerimientos de generación térmica y expectativas de demanda— que son incorporadas en los contratos al inicio de nuevos períodos de negociación.

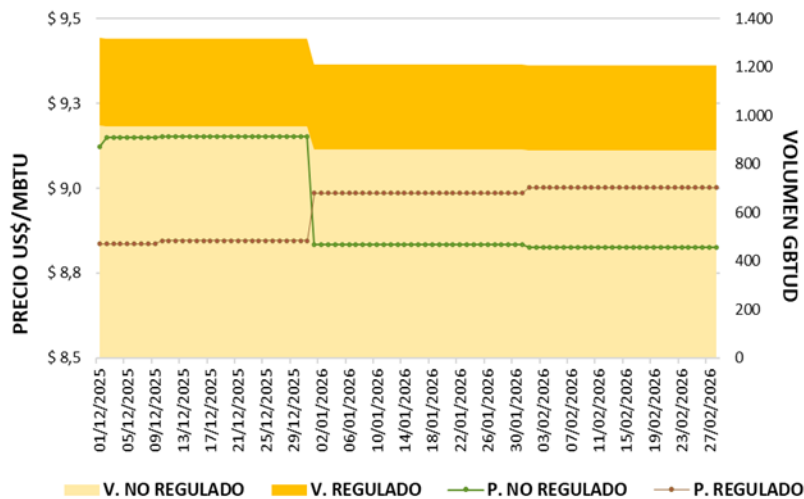
Además de la modalidad contractual, la formación de precios en el mercado primario también depende del tipo de demanda que participa en la contratación. La Figura 3-14 muestra los precios y volúmenes contratados según tipo de demanda, registrando diferencias sistemáticas entre la demanda regulada y la no regulada, lo que sugiere la existencia de segmentación en la formación de precios.

En términos de volúmenes, se observa que la mayor parte del gas comercializado en el mercado primario se destina a la demanda no regulada, con un volumen promedio de 891,74 GBTUD, frente a 354,88 GBTUD correspondientes a la demanda regulada. Esto confirma que la demanda no regulada constituye el principal segmento de compra y, en consecuencia, tiene una incidencia relevante en las condiciones de negociación del mercado.

De manera consistente con lo observado en otros segmentos del mercado, se identifica un cambio importante a partir de inicios de enero de 2026, reflejado en ajustes tanto en precios como en volúmenes contratados para ambos tipos de demanda. Este comportamiento puede estar asociado a la entrada en vigor de nuevos contratos, la renovación de acuerdos existentes y la reconfiguración de portafolios de suministro por parte de los agentes al inicio del año calendario. En particular, este tipo de ajustes responde más a decisiones contractuales y expectativas sobre las condiciones del sistema (oferta disponible, demanda esperada y requerimientos de generación térmica), que a variaciones marginales de corto plazo.

Por otra parte, a pesar de concentrar una mayor proporción del volumen contratado, la demanda no regulada presenta precios promedio inferiores a los de la demanda regulada. Este resultado es consistente con diferencias en condiciones de negociación entre segmentos, donde los grandes consumidores, al contratar mayores volúmenes, pueden acceder a condiciones contractuales más favorables. En contraste, la demanda regulada, con menores volúmenes y mayores requerimientos de aseguramiento de suministro, enfrenta precios relativamente más altos.

Figura 49. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Primario por Tipo de Demanda



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

De manera consistente con lo observado en otros segmentos del mercado, se identifica un cambio importante a partir de inicios de enero de 2026, reflejado en ajustes tanto en precios como en volúmenes contratados para ambos tipos de demanda. Este comportamiento puede estar asociado a la entrada en vigor de nuevos contratos, la renovación de acuerdos existentes y la reconfiguración de portafolios de suministro por parte de los agentes al inicio del año calendario. En particular, este tipo de ajustes responde más a decisiones contractuales y expectativas sobre las condiciones del sistema (oferta disponible, demanda esperada y requerimientos de generación térmica), que a variaciones marginales de corto plazo.

Por otra parte, a pesar de concentrar una mayor proporción del volumen contratado, la demanda no regulada presenta precios promedio inferiores a los de la demanda regulada. Este resultado es consistente con diferencias en condiciones de negociación entre segmentos, donde los grandes consumidores, al contratar mayores volúmenes, pueden acceder a condiciones contractuales más favorables. En contraste, la demanda regulada,

con menores volúmenes y mayores requerimientos de aseguramiento de suministro, enfrenta precios relativamente más altos.

En conclusión, el mercado primario de gas natural en Colombia se caracteriza por ser un mercado bilateral basado en contratos de mediano y largo plazo, en el cual los precios no responden a un único precio de equilibrio, sino que dependen de la modalidad contractual, del tipo de demanda, del volumen contratado, de la firmeza del suministro y de las condiciones de negociación entre las partes.

La evidencia muestra que los grandes consumidores no regulados, al concentrar la mayor parte del volumen contratado, acceden a precios relativamente más bajos, mientras que la demanda regulada enfrenta precios más altos asociados a contratos más firmes y a menores volúmenes de contratación.

En este contexto, el mercado primario cumple principalmente una función de aseguramiento de suministro y de formación de precios contractuales de largo plazo, mientras que las señales de escasez y los precios marginales del sistema probablemente se forman en el mercado secundario y en el suministro de gas importado.

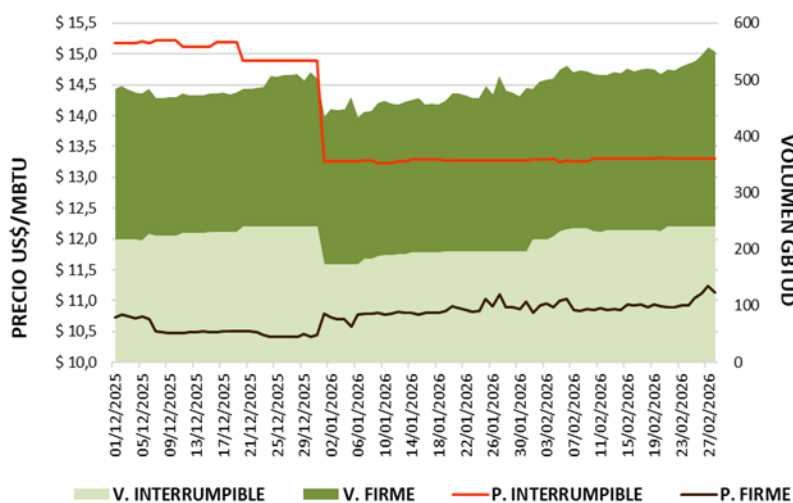
3.4.2. Formación de Precios en el Mercado Secundario

El mercado secundario corresponde al segmento en el cual los agentes pueden revender gas previamente contratado, permitiendo ajustar posiciones contractuales y atender requerimientos de corto plazo. A diferencia del mercado primario, donde predominan contratos bilaterales de mediano y largo plazo, en el mercado secundario los precios y volúmenes transados reflejan con mayor rapidez las condiciones coyunturales de oferta y demanda. Por esta razón, este mercado cumple una función de balance y reasignación de gas dentro del sistema, y los precios observados tienden a incorporar señales de escasez relativa y el costo de oportunidad del gas en el corto plazo.

La Figura 3-15 presenta la evolución de los precios y volúmenes transados en el mercado secundario durante el trimestre diciembre de 2025 a febrero de 2026. En este período, el

precio promedio ponderado del gas en contratos firmes fue de 10,76 US\$/MBTU, mientras que el de los contratos interrumpibles alcanzó 13,93 US\$/MBTU, evidenciando una diferencia significativa entre ambas modalidades contractuales. Este diferencial sugiere que los contratos interrumpibles en el mercado secundario incorporan una prima asociada a la inmediatez del suministro y a condiciones de disponibilidad de gas en el corto plazo.

Figura 50. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Secundario por Modalidad Contractual



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En términos de volúmenes, el mercado secundario incluye transacciones tanto de contratos firmes como interrumpibles, con promedios de 269,73 GBTUD y 217,80 GBTUD, respectivamente. Esto indica que este segmento no se limita a intercambios de corto plazo, sino que también involucra la reventa de gas bajo distintas modalidades contractuales. En este contexto, el mercado secundario opera como un espacio de reasignación de gas previamente contratado, en el cual los agentes ajustan sus balances mediante la venta de excedentes o la cobertura de déficits.

De manera consistente con lo observado en el mercado primario, se identifica un cambio estructural a partir de inicios de enero de 2026, particularmente visible en la reducción del

precio de los contratos interrumpibles y en ajustes en los volúmenes transados. Este comportamiento puede asociarse a la transición entre períodos contractuales y a la reconfiguración de portafolios de los agentes al inicio del año calendario, incluyendo la entrada de nuevos contratos, la disponibilidad de volúmenes previamente asegurados y la actualización de expectativas sobre las condiciones del sistema. En este sentido, el ajuste observado responde principalmente a factores contractuales y estratégicos, más que a variaciones marginales de corto plazo.

Finalmente, la comparación entre el mercado primario y el mercado secundario muestra que los precios en este último son superiores a los observados en el mercado primario, donde los precios promedio fueron de 8,15 US\$/MBTU para contratos firmes y 8,83 US\$/MBTU para contratos interrumpibles. Esta diferencia es consistente con la incorporación de primas asociadas a condiciones de corto plazo y a la necesidad de ajustes operativos, reflejando el costo de oportunidad del gas cuando los agentes requieren volúmenes adicionales fuera de sus contratos iniciales.

Si bien la modalidad contractual permite identificar diferencias de precios asociadas a la firmeza del suministro, el comportamiento del mercado secundario también depende del tipo de demanda que acude a este mercado. El análisis por tipo de demanda muestra que los precios del mercado secundario son superiores a los observados en el mercado primario para ambos segmentos. Se observa además que la demanda regulada enfrenta precios superiores a los de la demanda no regulada durante la mayor parte del período analizado.

La Figura 51 presenta la evolución de los precios y volúmenes transados en el mercado secundario según tipo de demanda. A diferencia de lo observado en el mercado primario, en este mercado los precios entre segmentos de demanda reflejan con mayor intensidad condiciones de corto plazo y la distinta disposición a pagar por el gas entre sectores de consumo.

En términos de precios, se observa que la demanda regulada enfrenta niveles superiores a los de la demanda no regulada durante la mayor parte del período analizado. En promedio, el precio ponderado del gas para la demanda regulada fue de 12,27 US\$/MBTU, mientras que para la demanda no regulada fue de 11,51 US\$/MBTU. Este diferencial es consistente con las características de cada segmento, donde la demanda regulada presenta mayores restricciones operativas y una menor capacidad de ajuste en el corto plazo, lo que incide en su disposición a pagar.

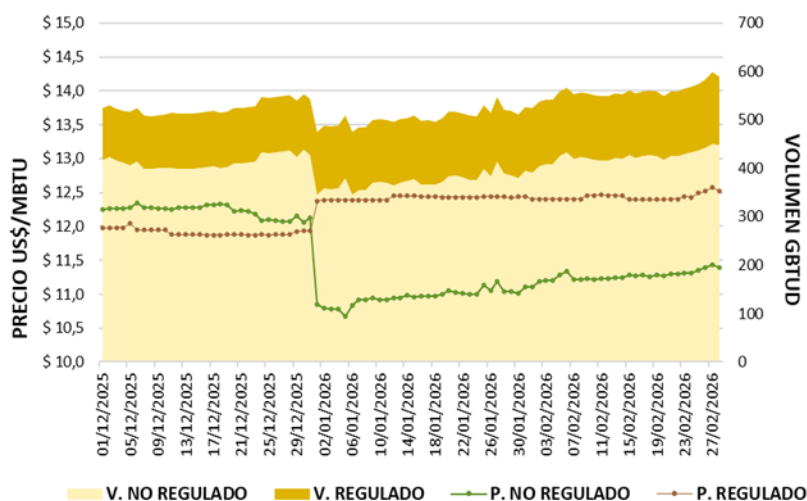
En términos de volúmenes, la demanda no regulada concentra la mayor parte de las transacciones en el mercado secundario, con un volumen promedio de 402,76 GBTUD, frente a 125,65 GBTUD de la demanda regulada. Esto sugiere que la demanda no regulada participa de manera más activa en este mercado, tanto en la compra como en la venta de gas, en el marco de la gestión de portafolios y la optimización de posiciones contractuales.

De manera consistente con lo observado en las figuras anteriores, se identifica un cambio estructural a partir de inicios de enero de 2026, particularmente evidente en la caída del precio de la demanda no regulada y en ajustes en los niveles de volumen transado. Este comportamiento puede estar asociado con la presencia de nuevos contratos, la disponibilidad de volúmenes previamente asegurados y la reconfiguración de portafolios de los agentes al inicio del año calendario. En este contexto, el ajuste observado responde principalmente a factores contractuales y a cambios en las condiciones esperadas del sistema, más que a variaciones marginales de corto plazo.

Por su parte, la participación de la demanda regulada, aunque menor en términos de volumen, se da en condiciones de precios relativamente más altos, lo que sugiere que su presencia en el mercado secundario está asociada principalmente a la cobertura de requerimientos de corto plazo. En este sentido, su comportamiento es consistente con un rol de comprador en escenarios de ajuste del sistema.

La combinación de altos volúmenes transados por la demanda no regulada y precios más altos pagados por la demanda regulada sugiere que el mercado secundario funciona como un mercado de corto plazo en el cual algunos agentes participan de manera estructural gestionando portafolios de gas, mientras que otros agentes participan de manera coyuntural para cubrir faltantes de suministro. En este contexto, el precio del mercado secundario tiende a estar determinado por los agentes con mayor costo de desabastecimiento, lo que explica por qué los precios más altos se observan en los segmentos que requieren garantizar continuidad en el suministro.

Figura 51. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Secundario por Tipo de Demanda



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

La evolución temporal de los precios muestra además un cambio importante a comienzos de enero, cuando se observa un incremento en los precios de la demanda regulada y una reducción en los precios de la demanda no regulada, lo que podría estar asociado a cambios en las condiciones de oferta, en la disponibilidad de gas o en la entrada de gas importado al sistema, afectando de manera diferenciada a los distintos segmentos de demanda.

La combinación de altos volúmenes transados por la demanda no regulada y precios más altos pagados por la demanda regulada sugiere que el mercado secundario funciona como un mercado de corto plazo en el cual algunos agentes participan de manera estructural gestionando portafolios de gas, mientras que otros agentes participan de manera coyuntural para cubrir faltantes de suministro. En este contexto, el precio del mercado secundario tiende a estar determinado por los agentes con mayor costo de desabastecimiento, lo que explica por qué los precios más altos se observan en los segmentos que requieren garantizar continuidad en la prestación del servicio.

Un elemento adicional en la estructura del mercado secundario es la alta participación de los comercializadores puros, quienes concentran aproximadamente el 60% del volumen comercializado. Esto indica que el mercado secundario no solo cumple una función de balance, sino también de gestión de portafolios e intermediación, en el cual los comercializadores compran y venden gas previamente contratado con el fin de optimizar sus posiciones contractuales y aprovechar oportunidades de arbitraje entre mercados

En este contexto, el mercado secundario cumple simultáneamente tres funciones dentro del sistema: i) permite la reasignación de gas entre agentes con excedentes y agentes con déficit en el corto plazo, ii) funciona como un mercado de corto plazo donde se reflejan señales de escasez relativa, y iii) opera como un espacio de intermediación y gestión de portafolios por parte de los comercializadores.

En conclusión, el mercado secundario funciona como un mercado de balance, de corto plazo y de intermediación, en el cual se reasigna el gas previamente contratado y se reflejan las condiciones de escasez relativa del sistema. La evidencia muestra que la demanda no regulada concentra la mayor parte de los volúmenes transados, lo que sugiere una participación estructural asociada a la gestión de portafolios y reventa de gas, mientras que la demanda regulada participa con menores volúmenes, pero enfrenta precios más altos, por lo que su participación está asociada principalmente a la necesidad de cubrir déficits de suministro.

En tal sentido, los precios del mercado secundario reflejan el costo de oportunidad del gas en el corto plazo y actúan como un mecanismo de transmisión de las señales de costo marginal del sistema, el cual en situaciones de escasez está determinado por el costo del gas importado.

3.4.3. Formación de Precios en el Mercado Minorista

El mercado minorista corresponde al segmento en el cual se realiza la venta de gas natural a los usuarios finales y constituye el último eslabón de la cadena de comercialización. A diferencia del mercado primario y del mercado secundario, donde se realizan transacciones entre agentes, en el mercado minorista los precios reflejan las condiciones de suministro del gas y las señales provenientes de los mercados mayoristas, así como los costos asociados al transporte, la distribución y la comercialización a usuarios finales.

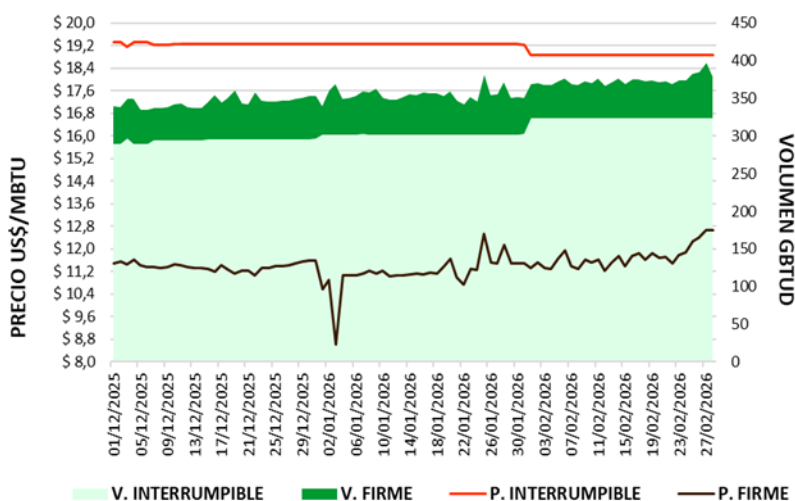
La Figura 52 presenta la evolución de los precios y volúmenes comercializados en el mercado minorista durante el trimestre de análisis, diferenciando entre contratos firmes e interrumpibles. En este período, el precio promedio ponderado del gas en contratos firmes fue de 11,43 US\$/MBTU, mientras que el precio ponderado de los contratos interrumpibles alcanzó los 19,13 US\$/MBTU, evidenciando una diferencia significativa entre ambas modalidades contractuales.

Esta diferencia de precios es superior a la observada en los mercados primario y secundario, lo que indica que los contratos interrumpibles en el mercado minorista reflejan el costo de suministro marginal del gas. Este suministro marginal puede provenir de compras en el mercado secundario o de gas natural importado, cuyos costos son superiores a los del gas contratado en el mercado primario. La alta participación de contratos interrumpibles en el volumen comercializado sugiere que una parte importante del suministro a usuarios finales se realiza con gas adquirido en mercados de corto plazo o con gas importado, lo que explica los mayores niveles de precios observados en esta modalidad contractual.

Un aspecto relevante de la estructura del mercado minorista es la participación de los generadores–comercializadores como oferentes de gas natural. Estos agentes, además de consumir gas para la generación eléctrica, participan como importadores de gas natural licuado en el marco de las obligaciones de energía firme.

Cuando el gas importado no es requerido para la generación eléctrica, puede ser comercializado en el mercado minorista, convirtiéndose en una fuente adicional de oferta en este segmento. Esto implica que el gas importado no solo actúa como respaldo para la generación eléctrica, sino que también puede participar directamente en el mercado minorista, lo que significa que los precios en este segmento, especialmente en los contratos interrumpibles, pueden reflejar directamente el costo del gas importado.

Figura 52. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Minorista por Tipo de Modalidad Contractual



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En este sentido, el mercado minorista refleja el traslado de los costos de suministro del gas natural hacia los usuarios finales, incorporando tanto los precios del mercado primario como las señales de corto plazo del mercado secundario y, en situaciones de escasez, el

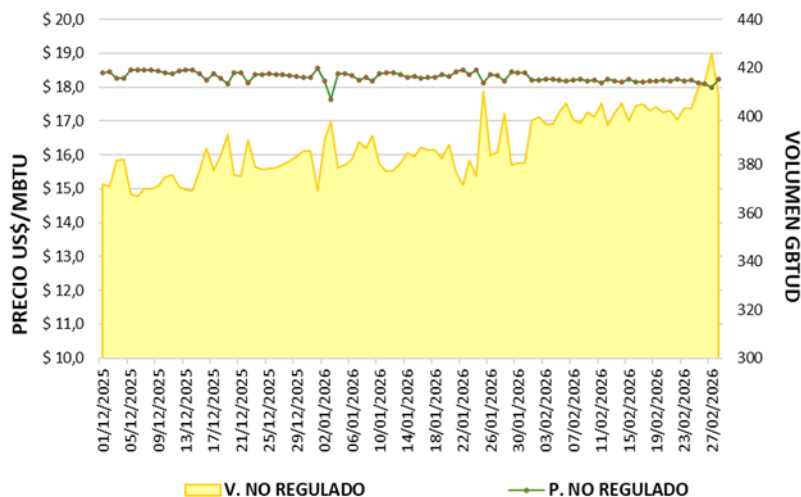
costo del gas importado. Por esta razón, el mercado minorista constituye el segmento en el cual se materializan las señales de escasez y el costo marginal del gas en el sistema.

Además de la modalidad contractual, la formación de precios en el mercado minorista también depende del tipo de demanda atendida por los comercializadores. Es importante tener en cuenta que la regulación vigente no permite que las transacciones de este segmento del mercado se destinen a la atención de demanda regulada, por lo que estas transacciones atienden principalmente demanda no regulada. En consecuencia, los precios observados en este segmento reflejan las condiciones de suministro y los costos de abastecimiento para los usuarios no regulados, quienes enfrentan precios más expuestos a las condiciones de corto plazo del mercado.

La Figura 53 presenta la evolución de los precios y volúmenes comercializados en el mercado minorista para la demanda no regulada durante el trimestre diciembre de 2025 a febrero de 2026. Se observa que el precio del gas para este segmento se mantiene relativamente estable durante el período, con niveles cercanos a 18 US\$/MBTU, mientras que los volúmenes comercializados presentan una tendencia creciente, pasando de niveles cercanos a 370 GBTUD a comienzos del período a niveles cercanos a 420 GBTUD hacia finales de febrero.

La estabilidad relativa del precio, a pesar del aumento en los volúmenes comercializados, sugiere que el precio del gas en el mercado minorista para la demanda no regulada está determinado principalmente por el costo de suministro del gas y no únicamente por variaciones en la demanda en el corto plazo. El nivel de precios observado es consistente con costos de suministro asociados a gas adquirido en el mercado secundario o a gas importado, lo que indica que el mercado minorista refleja el costo final del gas en el sistema.

Figura 53. Precios y Volúmenes Contratados en el Mercado Minorista por Tipo de Demanda



Fuente: Gestor del Mercado de Gas y cálculos internos SSPD

En síntesis, el mercado minorista constituye el punto final de la cadena de comercialización del gas natural, en el cual convergen las señales de precios provenientes del mercado primario, el mercado secundario y, en situaciones de escasez, del gas importado. La participación de generadores–comercializadores como oferentes de gas, incluyendo gas importado no utilizado en generación eléctrica, refuerza la relación entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico y muestra que el mercado minorista no solo traslada costos, sino que también refleja la estructura de oferta disponible en el sistema. En este sentido, el mercado minorista es el segmento donde se determina el precio final del gas natural para los usuarios.

Finalmente, el análisis conjunto de los mercados primario, secundario y minorista muestra que la formación de precios del gas natural en Colombia no se da en un único mercado, sino a través de una secuencia de mercados con diferentes horizontes temporales y funciones económicas. El mercado primario determina precios contractuales de mediano y largo plazo; el mercado secundario permite la reasignación de gas y refleja las condiciones

de corto plazo y las señales de escasez; el gas importado actúa como fuente marginal de suministro en situaciones de escasez y establece el costo de oportunidad del gas; y el mercado minorista constituye el segmento en el cual estos costos se trasladan al usuario final.

Esta estructura evidencia que el precio del gas natural en Colombia resulta de la interacción entre contratos de largo plazo, condiciones de corto plazo, disponibilidad de gas importado y la estructura de comercialización a lo largo de toda la cadena de suministro.

3.5. Implicaciones en la Formación de Precios

El análisis de la estructura de la oferta, la comercialización y la formación de precios del gas natural en Colombia evidencia que el funcionamiento del mercado está determinado por la interacción entre condiciones estructurales de oferta, mecanismos de comercialización, acceso a infraestructura esencial y la relación operativa entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico. En este contexto, la formación de precios del gas natural no responde a un único mercado ni a un único precio de referencia, sino al nexo entre mercados de largo plazo, mercados de corto plazo y fuentes marginales de suministro.

Desde el punto de vista de la estructura de la oferta, el mercado colombiano presenta un nivel de concentración moderado en la producción nacional, con una proporción significativa del suministro proveniente de un número reducido de campos y operadores. Esta característica implica que la disponibilidad de gas nacional depende en gran medida del desempeño operativo de pocos activos productivos, incrementando la exposición del sistema a riesgos de oferta, como mantenimientos, fallas operativas o la declinación natural de los campos. En tal sentido, la incorporación del gas natural importado ha permitido diversificar las fuentes de suministro, pero al mismo tiempo ha introducido una

nueva dependencia asociada al acceso a infraestructura de importación, regasificación y transporte.

A este respecto, la estructura del mercado de gas natural debe analizarse no solo desde la perspectiva de la concentración en la producción, sino también desde la perspectiva del acceso a infraestructura esencial. En mercados donde el suministro marginal depende de infraestructura específica, como plantas de regasificación o sistemas de transporte, el acceso a esta infraestructura se convierte en un factor determinante de la competencia, la seguridad de abastecimiento y la formación de precios. Por lo tanto, las condiciones de acceso abierto, las reglas de asignación de capacidad y la utilización efectiva de la infraestructura son elementos centrales para el funcionamiento competitivo del mercado.

Desde la perspectiva de la comercialización, el mercado presenta una estructura en la que participan diversos tipos de agentes que compran y venden gas en distintos segmentos. El análisis indica que una proporción relevante del gas consumido en el país es objeto de transacciones en el mercado secundario, lo que supone que este cumple un papel importante en la gestión de portafolios contractuales. En este contexto, los agentes realizan operaciones de corto plazo con el fin de ajustar sus balances de gas, responder a variaciones en la demanda y optimizar el uso de los volúmenes disponibles.

En este marco, la existencia de un mercado secundario activo refleja la capacidad del sistema para realizar ajustes de corto plazo mediante la reasignación de gas entre agentes. Este tipo de transacciones puede contribuir a la gestión de desbalances y a la formación de señales de precio en horizontes temporales reducidos. No obstante, la dinámica de este mercado también está influenciada por factores como la concentración de la oferta, la disponibilidad efectiva de gas, la estructura contractual y las estrategias comerciales de los agentes, incidiendo en la formación de precios y en el acceso a los volúmenes transados. En consecuencia, las señales de precio observadas en el mercado secundario no dependen exclusivamente de los costos de producción, sino también de condiciones operativas y comerciales propias de este segmento.

Adicionalmente, la participación del gas natural importado como fuente de suministro introduce un elemento adicional en la formación de precios, ya que en períodos de escasez el LNG actúa como fuente marginal de suministro y, por tanto, como referencia de precio para el mercado de corto plazo. Esto implica que el mercado interno de gas natural está parcialmente indexado a las condiciones del mercado internacional de gas natural, puesto que una porción de esta fuente cubre necesidades de diferentes sectores de consumo.

Por otra parte, la participación de unos generadores térmicos como dueños de gas importado, comercializadores y consumidores, pone de manifiesto la existencia de una integración vertical entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico. Esta integración implica que las condiciones del mercado eléctrico, los precios de la energía y las obligaciones de energía firme influyen directamente en la demanda de gas natural, en la utilización del gas importado y en la oferta disponible en el mercado de gas. En este sentido, el gas natural no solo es un insumo energético, sino también un insumo estratégico para la confiabilidad del sistema eléctrico, lo que refuerza la interdependencia entre ambos mercados.

En conjunto, estos elementos muestran que el mercado de gas natural en Colombia presenta una organización vertical y segmentada, en la cual cada componente cumple una función económica específica dentro del proceso de formación de precios. El mercado primario define las condiciones de suministro de largo plazo y las señales contractuales iniciales; el mercado secundario permite la reasignación del gas y la formación de señales de precio de corto plazo; y el mercado minorista constituye el segmento en el cual se materializan estas señales a través del precio final al usuario, donde el gas importado opera como fuente marginal de suministro.

En este contexto, la dinámica de precios no depende únicamente de los costos de producción o de las condiciones físicas de oferta y demanda, sino también de las estrategias de comercialización y de gestión de portafolios de los agentes que participan en el mercado. La existencia de mercados secundarios y de agentes que compran y

revenden gas implica que los precios de corto plazo también reflejan costos de oportunidad, estrategias de arbitraje entre mercados y decisiones de maximización de beneficios por parte de los comercializadores. En este sentido, el mercado de gas natural no funciona únicamente como un mercado físico de suministro, sino también como un mercado de transacciones y de intermediación comercial.

Esta configuración del mercado hace necesario analizar no solo la concentración en la producción, sino también la estructura de la comercialización, el grado de competencia en la intermediación y las condiciones de acceso a infraestructura esencial. En particular, la alta participación del mercado secundario y de los comercializadores en las transacciones indica que estos agentes desempeñan un papel relevante en la formación de precios de corto plazo y en la asignación del gas entre los distintos segmentos de demanda.

Por tanto, el monitoreo del mercado debe orientarse a comprender el funcionamiento de la cadena de comercialización en su conjunto, incluyendo las estrategias de contratación, la gestión de portafolios de gas, las transacciones en el mercado secundario y las condiciones de acceso a infraestructura, ya que estos elementos inciden directamente en las condiciones de competencia y en la formación de precios del gas natural.

4. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Este capítulo presenta un análisis del mercado de energía eléctrica, abordando los principales indicadores de mercado y las variables operativas relacionadas con los recursos que atendieron la demanda, así como la disponibilidad del recurso hídrico, entre otras.

4.1. Análisis de evolución del sistema y dinámica del mercado

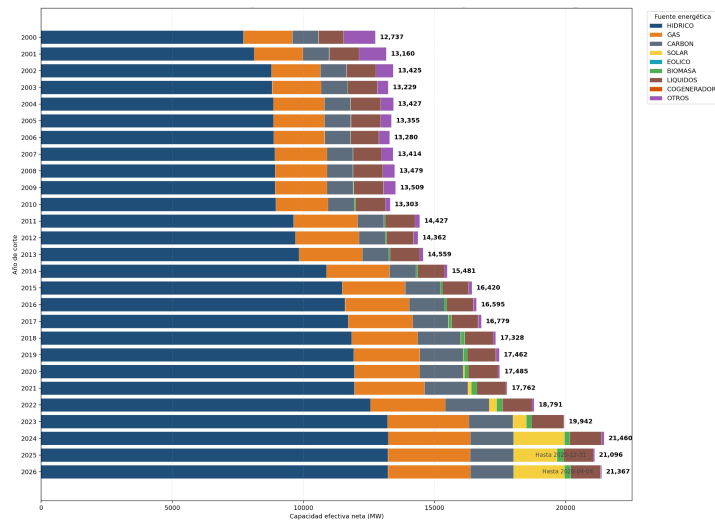
En esta sección se analiza la evolución de la Capacidad Efectiva Neta (CEN) del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el seguimiento a la fijación de precios de bolsa por parte de los agentes y otros indicadores representativos del mercado.

4.1.1. Evolución de la Capacidad Efectiva Neta del SIN

La siguiente figura presenta la evolución de la Capacidad Efectiva Neta anual del SIN por fuente energética desde el año 2000, con corte a abril de 2026. Se destaca la alta participación de la generación hídrica, así como el crecimiento de la energía solar fotovoltaica.

En particular, la capacidad instalada de la fuente solar ha aumentado más de 566% frente a la registrada al 31 de diciembre de 2022, lo que evidencia un proceso de diversificación de la matriz eléctrica.

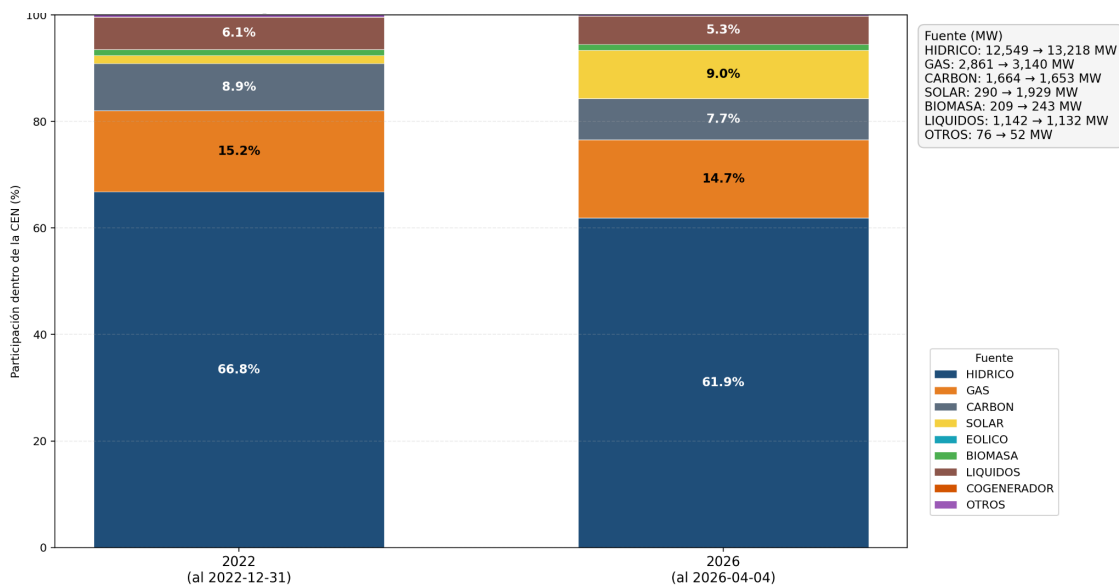
Figura 54. Evolución Capacidad Efectiva Neta por recurso energético



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

La siguiente figura presenta una comparación entre la participación porcentual por fuente de energía entre el año 2022 y la CEN actualizada al 04-04-2026. La principal variación corresponde a la energía solar, que pasa de 1,5% en 2022 a 9%, mientras la participación hídrica disminuye de 66,8% a 61,9%. Aunque varias fuentes como el carbón y el gas incrementaron su capacidad en términos absolutos, esta figura permite observar específicamente el cambio en el peso relativo de cada recurso dentro de la matriz de capacidad del SIN.

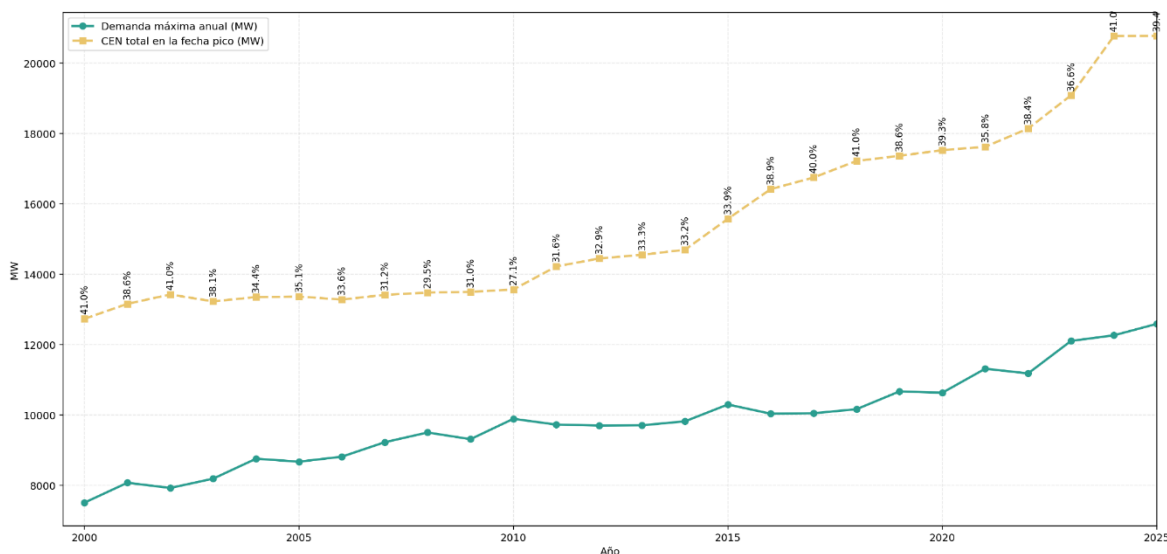
Figura 55. Comparación de la matriz eléctrica 2022-2026



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

La siguiente figura compara la demanda máxima anual del sistema con la Capacidad Efectiva Neta (CEN) disponible en la fecha en que se presenta dicho pico, lo que permite evaluar la holgura estructural del sistema a lo largo del tiempo.

Figura 56. Demanda máxima anual vs CEN total en la fecha de máxima demanda



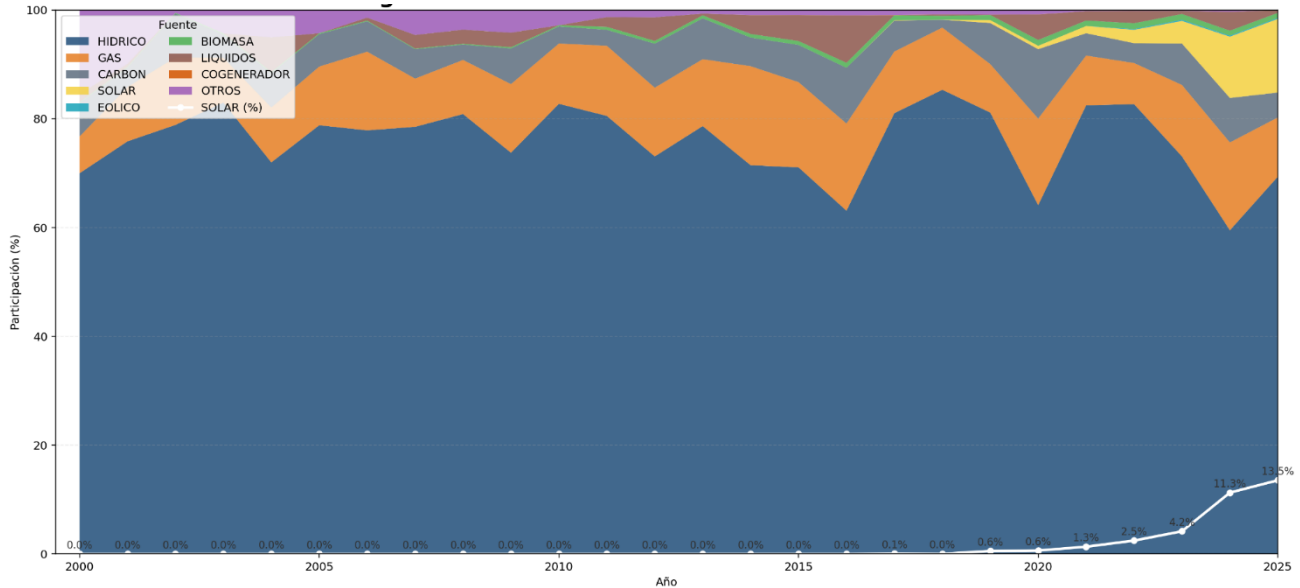
Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

En términos generales, se observa que la CEN ha mantenido un margen positivo frente a la demanda máxima, reflejando una expansión de la capacidad que ha acompañado el crecimiento del consumo. No obstante, la magnitud de este margen ha variado entre periodos, lo que resulta relevante para el análisis de la suficiencia del sistema.

El porcentaje asociado a la serie de CEN representa dicha holgura relativa, es decir, la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima anual. Sin embargo, es importante considerar que no toda esta capacidad corresponde a energía firme, por lo que el margen efectivo de respaldo puede ser inferior al observado.

La siguiente figura muestra la evolución de la participación por fuente en la generación efectiva del SIN durante los momentos de máxima demanda, evidenciando la alta dependencia estructural de la generación hidráulica, que ha representado históricamente la mayor proporción de la oferta. No obstante, se observa una variabilidad relevante en su participación a lo largo del tiempo, lo que refleja la sensibilidad del sistema a las condiciones hidrológicas.

Figura 57. Participación porcentual por fuente en la generación efectiva en la fecha de máxima demanda

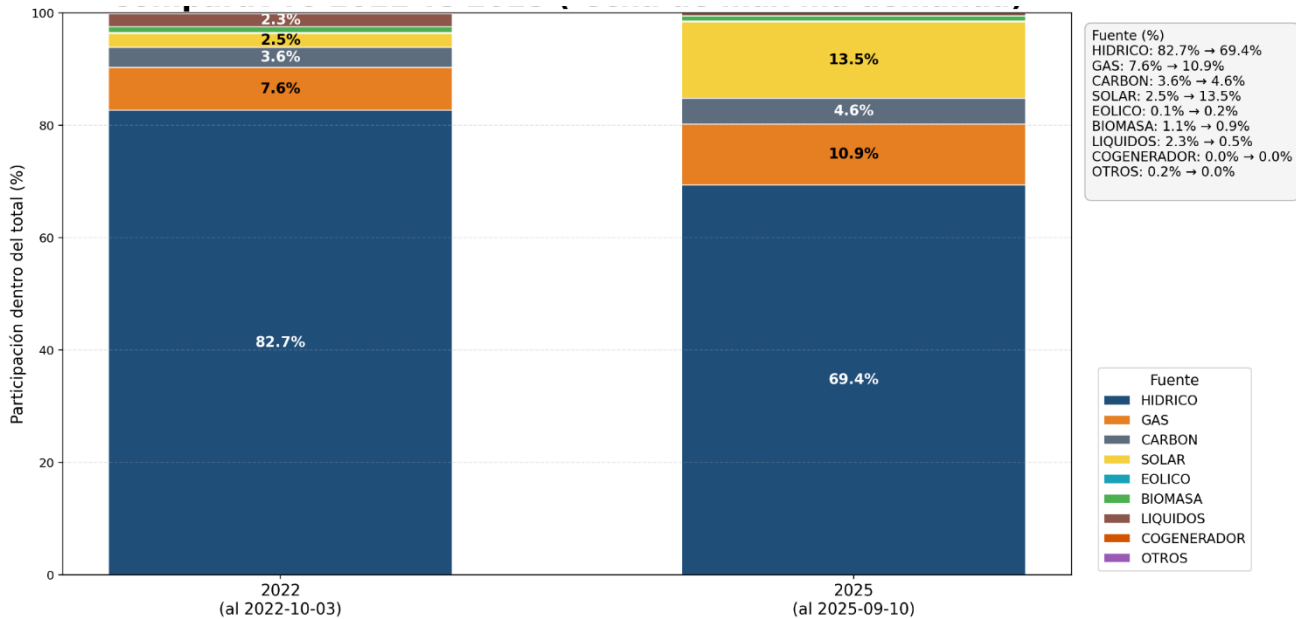


Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

En este contexto, las fuentes térmicas han desempeñado un papel de respaldo, incrementando su participación en periodos en los que la generación hidráulica disminuye, contribuyendo a la atención de la demanda en escenarios de mayor exigencia.

Adicionalmente, se destaca la incorporación reciente de la energía solar fotovoltaica, cuya participación ha mostrado un crecimiento significativo en los últimos años, alcanzando niveles cercanos al 13,5% en 2025. Este comportamiento evidencia un proceso de diversificación de la matriz de generación, con implicaciones relevantes para la operación del sistema en el mediano plazo.

Figura 58. Participación porcentual por fuente en la generación efectiva en la fecha de máxima demanda



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

La figura anterior muestra una reducción significativa en la dependencia de la generación hidráulica en momentos de máxima demanda, acompañada por un mayor aporte de fuentes térmicas y, especialmente, por la incorporación acelerada de la energía solar fotovoltaica. Este cambio evidencia un proceso de diversificación de la matriz de generación, en el que nuevas fuentes comienzan a desempeñar un papel relevante en la atención de los picos de demanda.

En conjunto, el análisis de la participación por fuentes evidencia una reducción en la dependencia de la generación hidráulica en los momentos de máxima demanda, acompañada por un mayor aporte de fuentes térmicas en su rol de respaldo y, de manera destacada, por la incorporación acelerada de la energía solar fotovoltaica.

Este comportamiento refleja un proceso de diversificación de la matriz de generación, en el que nuevas tecnologías comienzan a desempeñar un papel relevante, al tiempo que se

mantiene la necesidad de fuentes que garanticen la confiabilidad del sistema en escenarios de alta exigencia.

A partir de lo anterior, y considerando las implicaciones que estos cambios pueden tener sobre la formación de precios en el mercado, a continuación se presenta el análisis del comportamiento del precio de bolsa de energía.

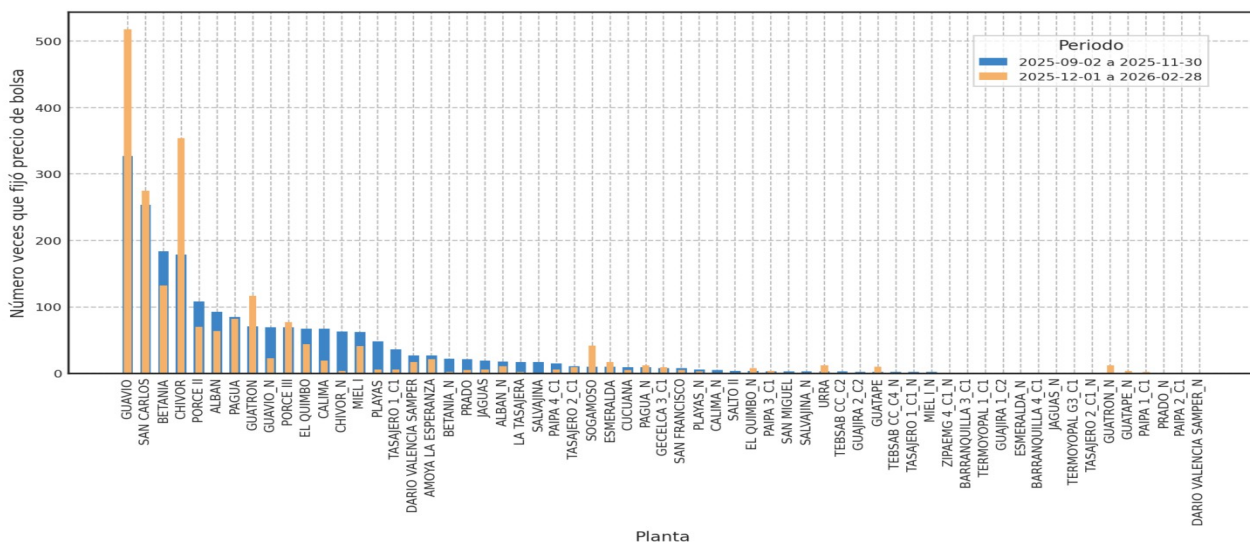
4.2. Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

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, 44 plantas, pertenecientes a 12 agentes, fijaron un precio promedio de bolsa de 207,71 \$/kWh.

Figura 59. Número de fijaciones en bolsa en el trimestre



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

Durante el trimestre de análisis, el precio de bolsa presentó una tendencia decreciente pasando de 278,76 \$/kWh en diciembre, hasta los 123,86 \$/kWh en febrero, lo que representa una variación total de -55,57%. Este comportamiento se explica por bajos niveles de aportes en el sistema en diciembre, elevando el precio de bolsa durante ese mes, en contraste con el incremento de aportes en los meses de enero y febrero de 2026 lo que llevó a precios de bolsa más bajos y estables. Esto sugiere una transición desde un escenario de mayor escasez relativa en diciembre hacia condiciones de mayor holgura de oferta en enero y febrero, con efectos directos sobre la reducción en los niveles de precio.

En conjunto, el trimestre tuvo un precio promedio ponderado de 207,71 \$/kWh, que representa una disminución del 9,40% frente al inmediatamente anterior, cuyo precio promedio fue de 229,26 \$/kWh.

En el agregado del trimestre Guavio, que pertenece a ENEL, fue la planta que más veces fijó el precio, con un total de 327, lo que representa un 15,70% de las fijaciones. San Carlos, de ISAGEN fijó en 254 ocasiones, lo que equivale a un 12,19%, y Betania, de ENEL fijó 184 veces, que representa un 8,83% del total del periodo.

Por agente, ENEL fue el que más veces fijó el precio, con un 799 y una participación del 38,36%, seguido de ISAGEN que tuvo 375 fijaciones de precio, participando con el 18,01% y EPM, que fijó en 340 ocasiones, lo que representa el 16,32% del total.

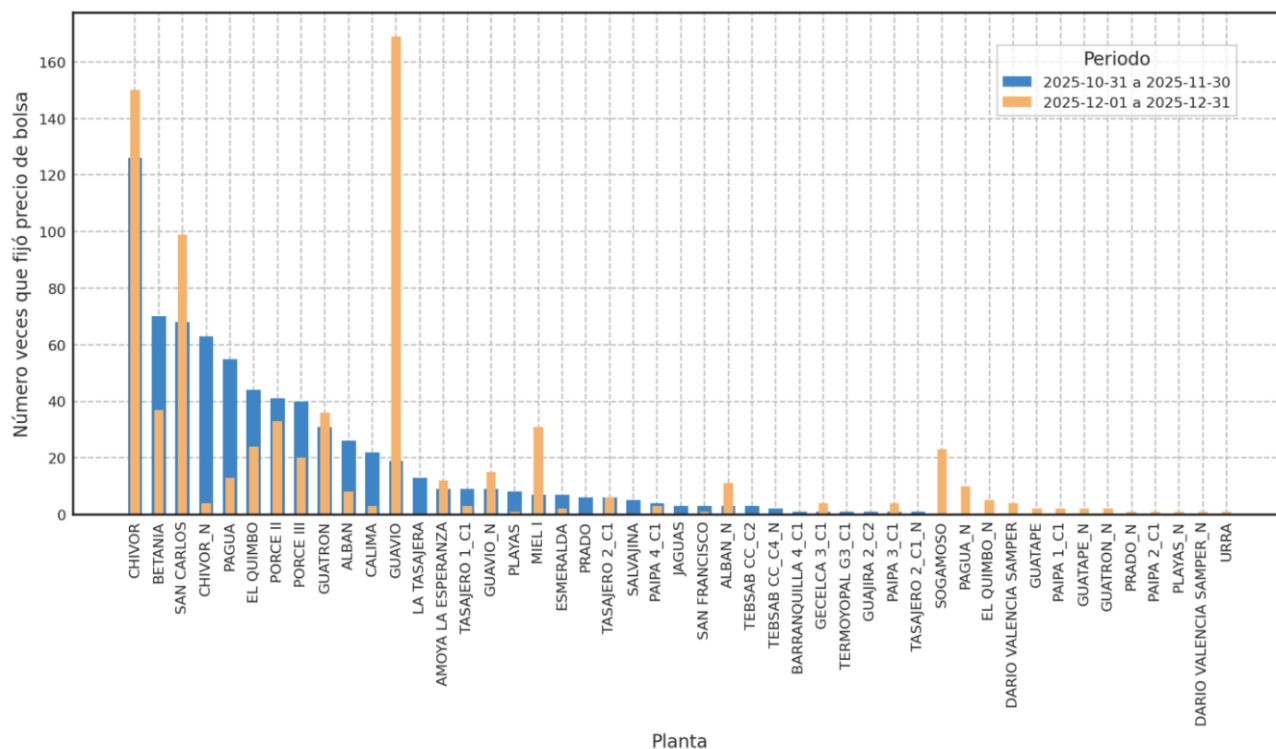
A continuación, se presenta el análisis de la fijación de precios en bolsa, desagregado para cada uno de los tres meses.

DICIEMBRE 2025.

En el mes de diciembre, el precio promedio de bolsa se situó en \$278,76 kWh, con un rango entre los 92,66 y 1071,05 \$/kWh. Además, los datos tuvieron una desviación estándar de 230,11 \$/kWh, que representa un coeficiente de variación de 82,60%, indicando una elevada variabilidad

Durante el mes, 37 plantas, pertenecientes a 11 agentes fijaron el precio, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 60. Número de fijaciones en bolsa en el mes de diciembre de 2025



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

Durante el mes de diciembre, Chivor fue la planta que más veces fijó precio con un total 126 veces y un porcentaje del 17,80%, teniendo un precio marginal promedio de \$177,02 kWh. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 79,66% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 6. Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en diciembre

Planta	Nro. Fijaciones	Precio marginal promedio	Agente	Porcentaje
CHIVOR	126	177,02	CHVG	17,80%
BETANIA	70	161,08	ENDG	9,89%
SAN CARLOS	68	176,61	ISGG	9,60%
CHIVOR_N	63	223,26	CHVG	8,90%
PAGUA	55	197,26	ENDG	7,77%
EL QUIMBO	44	160,11	ENDG	6,21%
PORCE II	41	149,16	EPMG	5,79%
PORCE III	40	152,96	EPMG	5,65%
GUATRON	31	107,8	EPMG	4,38%
ALBAN	26	145,1	EPSG	3,67%

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

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

Tabla 7. Fijaciones por agente en diciembre

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
BETANIA	70	161,08	Enel Colombia S.A. E.S.P. (-27,82%)	9,89%
PAGUA	55	197,26		7,77%
EL QUIMBO	44	160,11		6,21%
GUAVIO	19	269,21		2,68%
GUAVIO_N	9	188,44		1,27%
PORCE II	41	149,16	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (-20,20%)	5,79%
PORCE III	40	152,96		5,65%
GUATRON	31	107,8		4,38%
LA TASAJERA	13	109,25		1,84%
PLAYAS	8	95,92		1,13%

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
ESMERALDA	7	95,59	Isagen S.A. E.S.P. (-12,28%)	0,99%
SAN FRANCISCO	3	95,59		0,42%
SAN CARLOS	68	176,61		9,60%
AMOYA LA ESPERANZA	9	99,88		1,27%
MIEL I	7	232,14		0,99%
JAGUAS	3	315		0,42%
CHIVOR	126	177,02	AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P. (-26,7%)	17,80%
CHIVOR_N	63	223,26		8,90%

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

De lo anterior se puede concluir que ENEL participó con un 27,82% seguido de AES Colombia con 26,70%, EPM con un 20,20% y por último ISAGEN con un 12,28%.

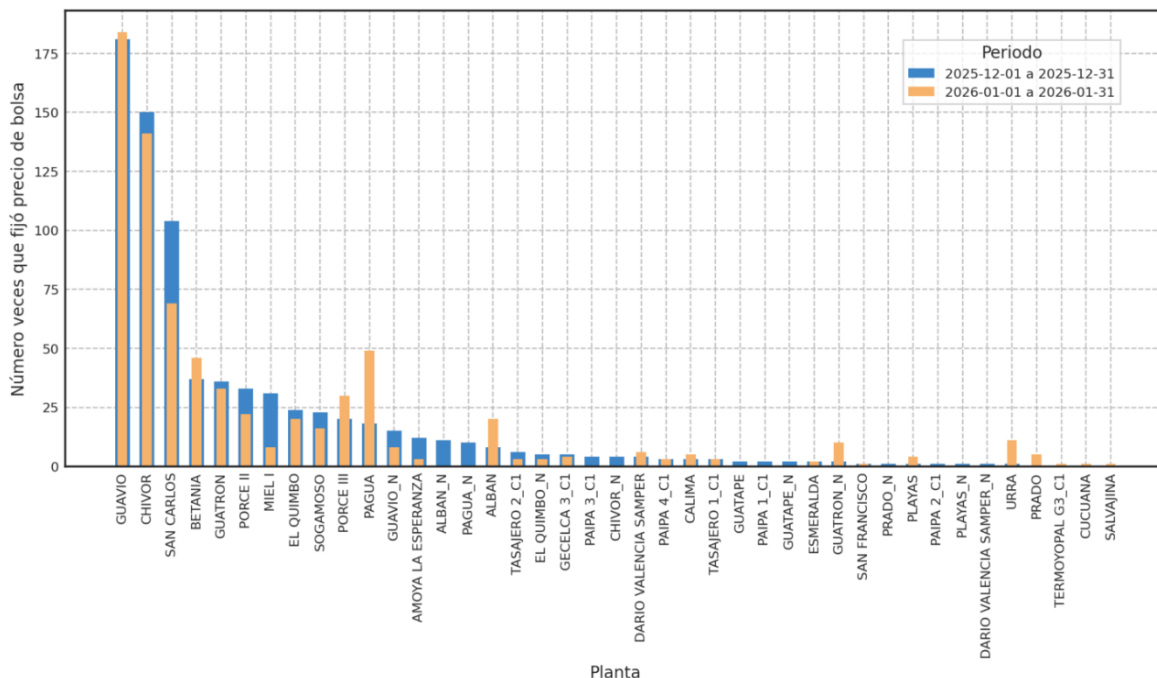
ENERO 2026.

En enero, el precio promedio de bolsa fue de 212,39 \$/kWh, con un rango entre los 94,56 y 356,33 \$/kWh. Además, los datos tuvieron una desviación estándar de 90,11 \$/kWh, que representa un coeficiente de variación de 42,43% que, aunque representa una disminución de cerca de 40 puntos porcentuales frente a diciembre, continúa indicando un nivel de volatilidad elevado.

A diferencia de diciembre, enero muestra una reducción significativa en la dispersión de precios, aunque se mantienen diferencias relevantes entre agentes, lo que sugiere un proceso de ajuste del mercado hacia condiciones de mayor estabilidad.

Durante el mes 30 plantas fijaron precio que corresponde a 11 agentes, cómo se muestra en la siguiente figura

Figura 61. Número de fijaciones en bolsa en el mes de enero



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

Durante el mes de enero de 2026, Guavio fue la planta que más veces fijó precio con 181 y un porcentaje del 26,60% y un precio marginal promedio de \$303,23 kWh. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 83,31% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 8. Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en enero

Planta	Nro. Fijaciones	Precio marginal promedio	Agente	Porcentaje
GUAVIO	181	303,23	ENDG	23,60%
CHIVOR	150	297,4	CHVG	19,56%
SAN CARLOS	104	310,12	ISGG	13,56%
BETANIA	37	247,3	ENDG	4,82%
GUATRON	36	144,98	EPMG	4,69%
PORCE II	33	263,21	EPMG	4,30%

Planta	Nro. Fijaciones	Precio marginal promedio	Agente	Porcentaje
MIEL I	31	182,82	ISGG	4,04%
EL QUIMBO	24	284,17	ENDG	3,13%
SOGAMOSO	23	174,71	ISGG	3,00%
PORCE III	20	350,8	EPMG	2,61%

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

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

Tabla 9. Fijaciones por agente en enero

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
GUAVIO	181	303,23	Enel Colombia S.A. E.S.P. (-38,46%)	23,60%
BETANIA	37	247,3		4,82%
EL QUIMBO	24	284,17		3,13%
PAGUA	18	274,98		2,35%
GUAVIO_N	15	279,33		1,96%
PAGUA_N	10	270,5		1,30%
EL QUIMBO_N	5	348		0,65%
DARIO VALENCIA SAMPER	4	98,46		0,52%
DARIO VALENCIA SAMPER_N	1	98,46		0,13%
GUATRON	36	144,98	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (-13,03%)	4,69%
PORCE II	33	263,21		4,30%
PORCE III	20	350,8		2,61%
GUATAPE	2	94,56		0,26%
GUATAPE_N	2	94,56		0,26%
ESMERALDA	2	101		0,26%
GUATRON_N	2	101		0,26%
SAN FRANCISCO	1	101		0,13%
PLAYAS	1	94,56		0,13%
PLAYAS_N	1	94,56	0,13%	
SAN CARLOS	104	310,12		13,56%

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
MIEL I	31	182,82	Isagen S.A. E.S.P. (-22,16%)	4,04%
SOGAMOSO	23	174,71		3,00%
AMOYA LA ESPERANZA	12	101,59		1,56%
CHIVOR	150	297,4	AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P. (-20,08%)	19,56%
CHIVOR_N	4	290		0,52%

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

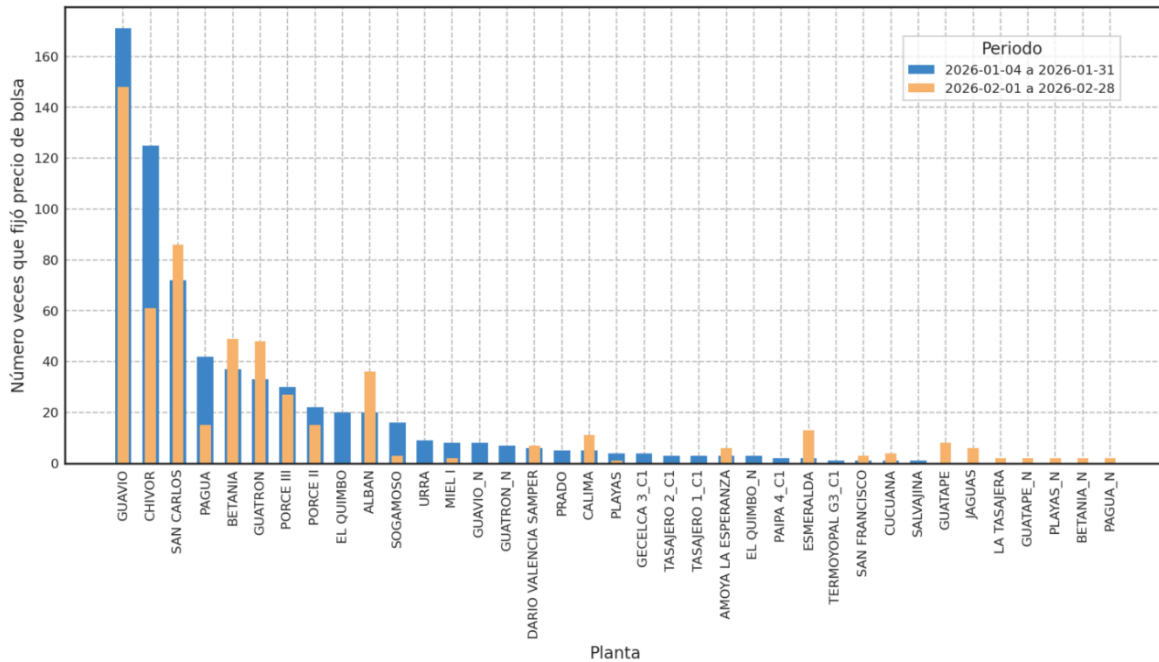
De lo anterior se puede concluir que ENEL participó con un 38,46% de las fijaciones, seguido de ISAGEN con un 22,16%, AES Colombia con 20,08% y por último EPM con 13,03%.

FEBRERO 2026.

En el mes de febrero, el precio promedio de bolsa estuvo ubicado en 123,86 \$/kWh, con un rango entre los 91,42 y \$258 kWh. Además, los datos tuvieron una desviación estándar de 56,14 \$/kWh, que representa un coeficiente de variación de 45,32%, mostrando que se mantiene la volatilidad del precio en bolsa.

El precio promedio de bolsa se fijó en 123,86 \$/kWh, donde 25 plantas, pertenecientes a 5 agentes, realizaron fijaciones de precios.

Figura 62. Número de fijaciones en bolsa en el mes de febrero



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

Durante el mes de febrero de 2026, Guavio fue la planta que más veces fijó precio con 171 un porcentaje del 25,75% y un precio marginal promedio de \$224,91 kWh. Las 10 plantas que más fijaron precio representan un consolidado del 86,14% de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 10. Porcentaje de participación en las fijaciones por planta en febrero

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio	Agente	Porcentaje
GUAVIO	171	224,91	ENDG	25,75%
CHIVOR	125	219,66	CHVG	18,83%
SAN CARLOS	72	164,9	ISGG	10,84%
PAGUA	42	225,95	ENDG	6,33%
BETANIA	37	177,22	ENDG	5,57%
GUATRON	33	102,4	EPMG	4,97%

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio	Agente	Porcentaje
PORCE III	30	140,2	EPMG	4,52%
PORCE II	22	148,23	EPMG	3,31%
EL QUIMBO	20	164,9	ENDG	3,01%
ALBAN	20	179,5	EPGS	3,01%

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

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

Tabla 11. Fijaciones por agente en febrero

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
GUAVIO	171	224,91	Enel Colombia S.A. E.S.P. (-43,21%)	25,75%
PAGUA	42	225,95		6,33%
BETANIA	37	177,22		5,57%
EL QUIMBO	20	164,9		3,01%
GUAVIO_N	8	170		1,20%
DARIO VALENCIA SAMPER	6	95,55		0,90%
EL QUIMBO_N	3	258		0,45%
GUATRON	33	102,4	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (-14,9%)	4,97%
PORCE III	30	140,2		4,52%
PORCE II	22	148,23		3,31%
GUATRON_N	7	184		1,05%
PLAYAS	4	91,42		0,60%
ESMERALDA	2	96,99		0,30%
SAN FRANCISCO	1	97,08		0,15%
SAN CARLOS	72	164,9	Isagen S.A. E.S.P. (-14,9%)	10,84%
SOGAMOSO	16	105,06		2,41%
MIEL I	8	127,93		1,20%
AMOYA LA ESPERANZA	3	98,51		0,45%

Planta	Fijaciones	Precio marginal promedio (\$/kWh)	Agente	Porcentaje
CHIVOR	125	219,66	AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	18,83%

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

De lo anterior se puede concluir que ENEL participó con un 43,21% seguido de AES Colombia con 18,83% y con un 14,90% de participación tanto ISAGEN como EPM.

ANÁLISIS DEL TRIMESTRE.

En diciembre se presentó una alta volatilidad en los precios marginales, la brecha entre el precio máximo de \$1071,05 kWh y el mínimo de \$92,66 kWh fue considerable, con una desviación estándar de \$230,11 kWh. Para febrero, la desviación estándar se contrajo significativamente a \$56,14 kWh lo que se tradujo en una fijación de precios más homogénea con valores más bajos y estables.

En los meses de enero y febrero de 2026, la participación de ENEL en la fijación del precio en bolsa, creció de forma sostenida pasando del 27,82% en diciembre al 38,46% en enero y finalmente al 43,21% en febrero de 2026.

Durante el trimestre objeto de este boletín se observa un incremento en la concentración de las fijaciones de precios en bolsa. Mientras que en diciembre las 10 principales plantas representaban el 79,66% de las fijaciones, para febrero de 2026 esta participación aumentó a 86,14%, evidenciando una mayor centralización de la actividad de fijación en un grupo reducido de plantas.

Durante el trimestre se evidencian cambios relevantes en el comportamiento de los principales agentes del mercado. En particular, ENEL, a través de la planta Guavio, incrementó su protagonismo en la fijación de precios, pasando de un precio marginal

promedio de \$269,21/kWh en diciembre a liderar en enero (\$303,23/kWh) y febrero, aunque con una reducción en sus niveles de precio en este último mes (\$224,91/kWh), en línea con la tendencia decreciente del mercado.

Por su parte, AES Colombia mantuvo una posición estable a través de Chivor, fijando precios sistemáticamente por debajo del promedio de bolsa. Esta estrategia le permitió sostener una participación relevante en la fijación, que osciló entre el 18% y el 26% durante el trimestre.

Al contrastar los niveles de fijación entre agentes, se observan diferencias importantes en sus estrategias. Por ejemplo, en enero, mientras el precio promedio de bolsa fue de \$212,39/kWh, la planta Guavio de ENEL fijó a un nivel significativamente superior (\$303,23/kWh), mientras que Guatrón de EPM lo hizo a niveles considerablemente más bajos (\$144,98/kWh). Esto refleja que las plantas con mayor frecuencia de fijación no necesariamente reflejan el nivel promedio del mercado, dado que participan en momentos específicos del despacho asociados a distintos niveles de precio.

En conjunto, el mercado transitó de un escenario de alta volatilidad y precios elevados en diciembre a uno de precios más bajos y mayor estabilidad en febrero. No obstante, esta mayor estabilidad coincidió con un aumento en la concentración de la fijación en un grupo reducido de agentes, particularmente bajo el liderazgo de ENEL, que cerró el periodo con una participación del 43,21% de las fijaciones.

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

Esta sección presenta un análisis del comportamiento de los agentes más representativos del mercado con generación tanto hídrica como térmica. En particular, se examina la dinámica de sus ventas y compras de energía en bolsa y mediante contratos, en relación con sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF).

Así mismo, se analiza la relación entre la disponibilidad declarada diaria y las obligaciones de cada agente, así como la comparación entre la disponibilidad real y la declarada. Finalmente, se evalúa la relación entre los precios de oferta de las plantas seleccionadas y el precio de bolsa.

Con el fin de facilitar la lectura de las siguientes figuras, se presentan a continuación las principales variables analizadas para cada agente:

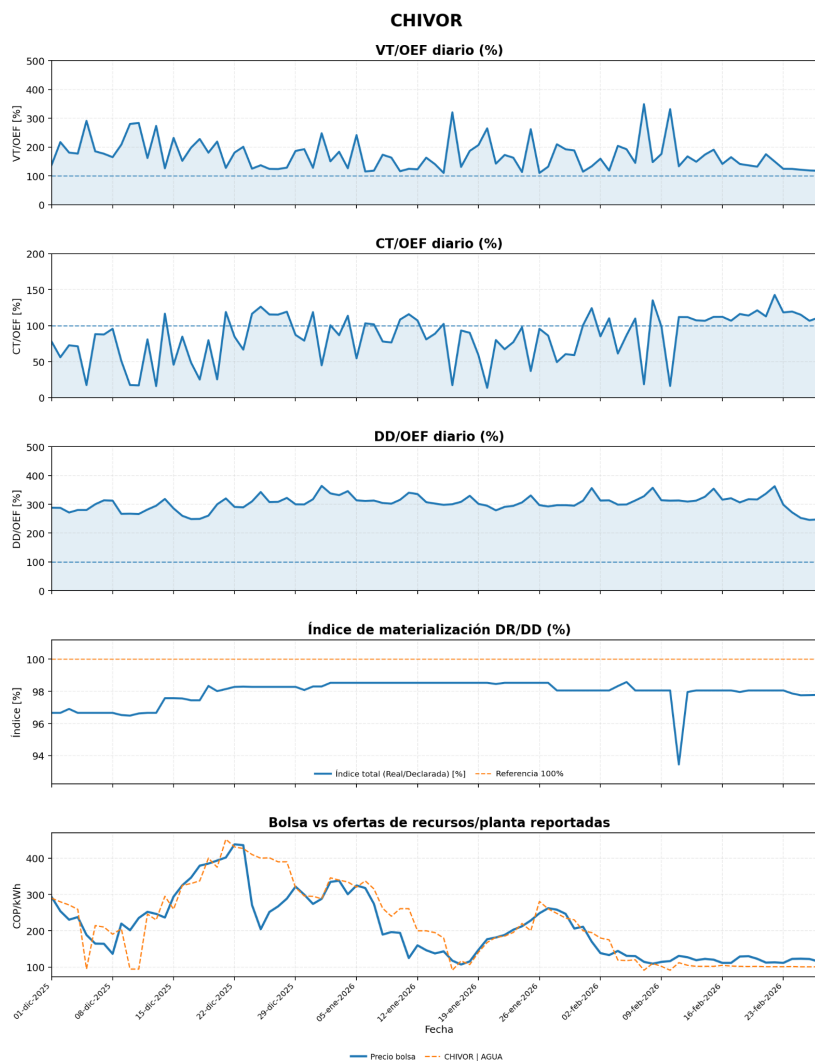
- **VT/OEF (%)**: Relación entre las ventas totales de energía y las Obligaciones de Energía en Firme (OEF), que permite evaluar el nivel de exposición del agente frente al mercado.
- **CT/OEF (%)**: Proporción de la energía respaldada mediante contratos frente a las OEF, como indicador del nivel de cobertura contractual.
- **DD/OEF (%)**: Relación entre la disponibilidad declarada y las OEF, que refleja el respaldo operativo del agente frente a sus obligaciones.
- **DR/DD (%)**: Índice de materialización de la disponibilidad, que compara la disponibilidad real frente a la declarada, permitiendo evaluar el cumplimiento operativo.
- **Bolsa vs. ofertas**: Comparación entre el precio de bolsa y los precios de oferta de las plantas del agente, lo que permite analizar su comportamiento estratégico en el mercado.

AES Colombia:

AES Colombia es el agente encargado de la operación del embalse La Esmeralda, asociado a la central hidroeléctrica de Chivor, ubicada en el municipio de Santa María (Boyacá). Este embalse, alimentado principalmente por los ríos Somondoco y Garagoa, así como por desviaciones de otros afluentes, constituye una de las principales fuentes de generación hídrica del país.

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 63. Comparación de variables - AES Colombia



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

La figura anterior muestra un agente con un perfil comercial predominantemente vendedor, caracterizado por una alta variabilidad diaria. El indicador VT/OEF se mantiene de forma sostenida por encima del 100%, con picos pronunciados que reflejan una utilización intensiva del portafolio frente a sus OEF.

Por su parte, el CT/OEF, aunque más volátil, alcanza en varios periodos niveles cercanos o superiores al 100%, lo que sugiere que el agente complementa su posición mediante compras en el mercado.

En términos operativos, el DD/OEF se ubica consistentemente por encima del 100%, evidenciando un amplio respaldo declarado frente a sus obligaciones. Este comportamiento se ve respaldado por un índice de materialización (DR/DD) estable en niveles altos, con solo una desviación puntual, lo que indica un adecuado cumplimiento de la disponibilidad declarada.

Finalmente, en el componente de precios, la oferta de Chivor sigue de cerca la dinámica del precio de bolsa, ubicándose en distintos momentos en niveles similares o ligeramente superiores, particularmente durante los picos observados en diciembre y finales de enero.

Tabla 12. Estadísticos precios de oferta AES Colombia

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	172,92	110,11	97,29	91,35	452,11

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

En la Tabla anterior se muestra que Chivor presentó un precio de oferta promedio de 172,92 \$/kWh, con una mediana de 110,11 \$/kWh, lo que sugiere una distribución sesgada al alza por la presencia de episodios de precios altos. La desviación estándar de 97,29 \$/kWh y el rango entre 91,35 y 452,11 \$/kWh evidencian una variabilidad importante durante el período.

La siguiente figura presenta la evolución de variables operativas y económicas relevantes para la hidroeléctrica Chivor durante el periodo analizado. En particular, se observa el comportamiento del volumen del embalse frente a sus límites operativos, la dinámica de los aportes hídricos y los niveles de turbinamiento, así como su relación con variables de mercado como el precio de bolsa y el precio de oferta.

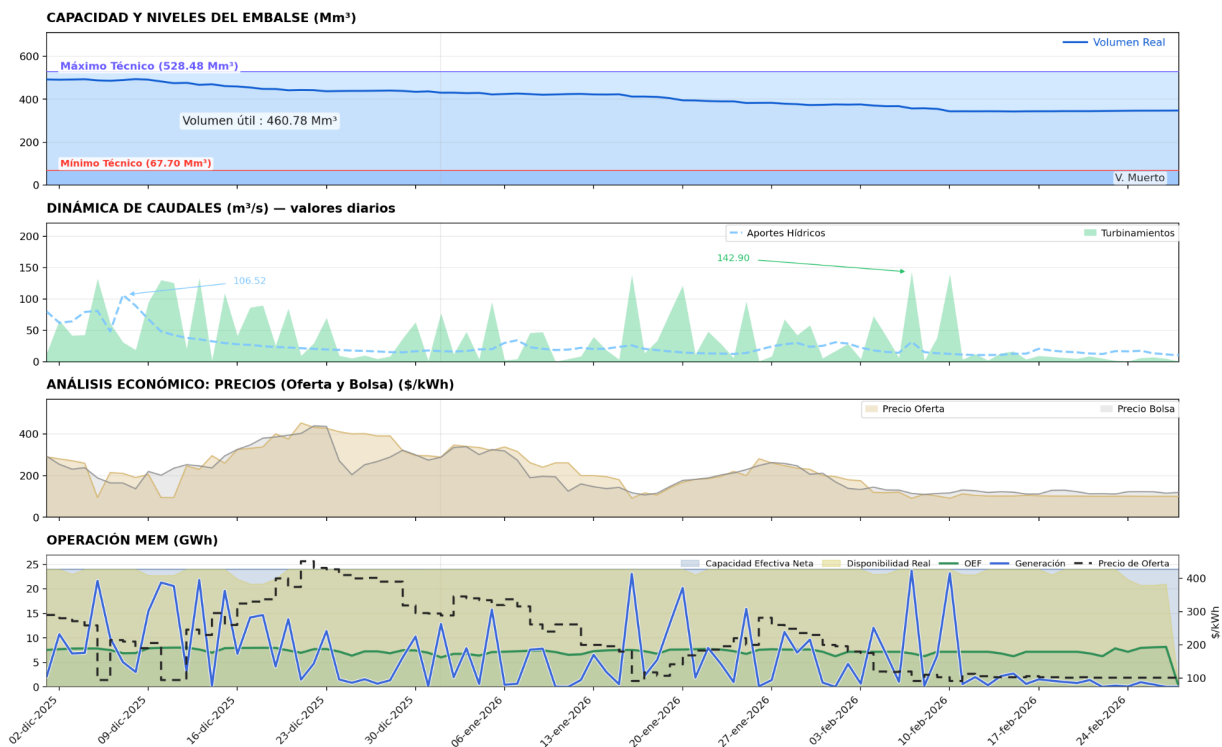
De manera general, se evidencia una operación activa a lo largo del trimestre, con episodios de precios de oferta elevados hacia finales de diciembre, en niveles similares a los observados en el precio de bolsa.

En el componente hidrológico, el embalse se mantuvo por encima del 60% de su volumen útil, aunque con una tendencia descendente a lo largo del periodo. Este comportamiento es consistente con episodios en los que los niveles de turbinamiento superan los aportes hídricos observados.

Finalmente, la disponibilidad real se mantuvo en niveles altos durante el trimestre, lo que refleja condiciones operativas estables para la planta en el periodo analizado.

Figura 64. Comparación de variables operativas AES Colombia, Chivor

Embalse: **ESMERALDA** | Hidroeléctrica: **CHIVOR** | 01-dic-2025 - 28-feb-2026 | PorcVoluUtil = 60.8% (al 28-feb-2026)



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

Celsia:

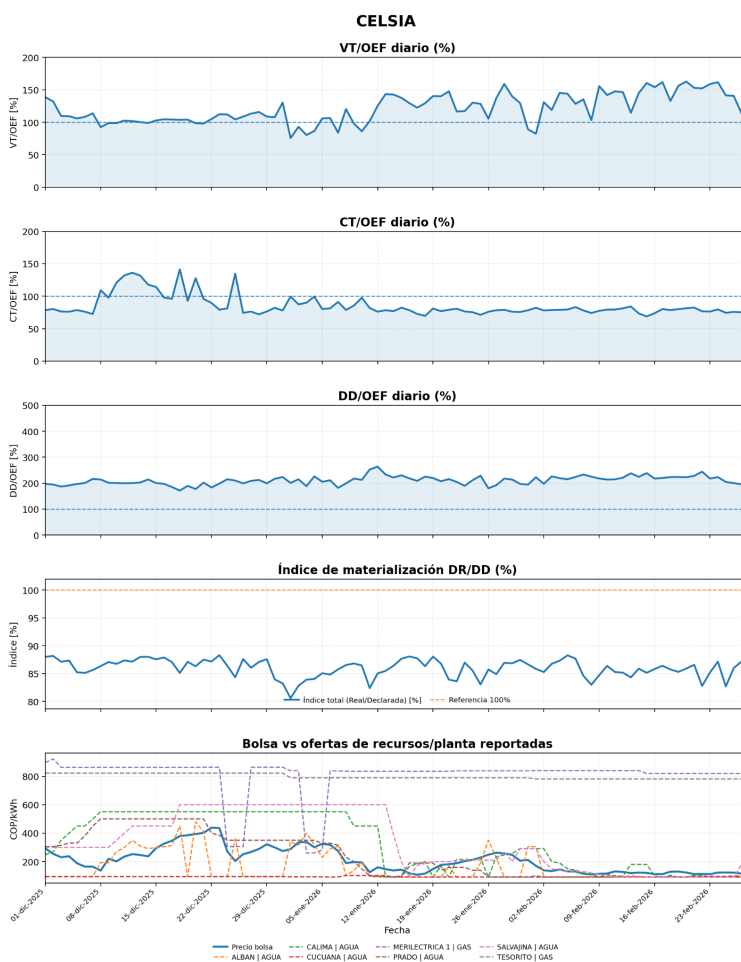
Celsia es un agente de generación con un portafolio mixto que combina activos hídricos y térmicos. Para el presente análisis se consideran las plantas Calima, Alban, Cucuana, Prado, Salvajina, Merilétrica 1 y Tesorito, representativas de su operación en distintos segmentos de generación.

En el componente hidráulico se incluyen la central Calima (Valle del Cauca), con 132 MW; el complejo Alto y Bajo Anchicayá, representado como Alban (Valle del Cauca), con 355 MW; Cucuana (Tolima), con 58 MW; Hidroprado (Tolima), con 51 MW; y Salvajina (Cauca), con 315 MW.

En el componente térmico se destacan Meriléctrica 1 (Santander), con 164 MW, y Tesorito (Córdoba), con 200 MW.

En conjunto, estas plantas suman 1.275 MW de capacidad instalada y reflejan la presencia operativa de Celsia en diferentes regiones del país. Cabe precisar que el análisis se concentra en estas unidades, sin incluir la totalidad del portafolio del agente.

Figura 65. Comparación de variables – CELSIA



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

La figura muestra un agente caracterizado por un nivel de ventas que, en términos generales, se mantiene en torno o por encima de sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF), con episodios de mayor intensidad hacia la segunda mitad del periodo. Este comportamiento sugiere una participación relevante en el mercado, con variaciones diarias en su nivel de exposición.

El indicador CT/OEF se ubica en niveles cercanos, aunque en promedio inferiores al 100%, lo que indica que una proporción de las obligaciones no está completamente cubierta mediante contratos, manteniendo cierto grado de exposición al mercado de corto plazo.

En el componente operativo, el DD/OEF se mantiene consistentemente por encima del 100%, reflejando un nivel de disponibilidad declarada superior a las obligaciones. Sin embargo, el índice de materialización (DR/DD) se ubica de forma persistente por debajo del 100%, con valores alrededor del 85%–90%, lo que se traduce en que la disponibilidad efectiva se encuentra sistemáticamente por debajo de la declarada.

En cuanto al comportamiento de precios, se observa que las ofertas de las distintas plantas presentan trayectorias diferenciadas, con algunos recursos ubicándose en niveles superiores al precio de bolsa durante buena parte del periodo, mientras otros se mantienen más cercanos a esta referencia. En conjunto, no se evidencia un patrón único en la estrategia de oferta, sino comportamientos heterogéneos entre las plantas que conforman el portafolio del agente.

Tabla 13. Estadísticos precios de oferta CELSIA

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
MERILECTRICA 1	872,08	894,40	121,44	259,92	1.002,86
TESORITO	807,40	814,35	23,84	780,74	849,16
CALIMA	389,81	450,00	219,63	91,35	865,00
SALVAJINA	370,57	300,00	187,09	91,35	860,00
PRADO	224,48	199,00	131,22	91,35	520,00
ALBAN	168,22	96,00	125,74	91,35	699,00
CUCUANA	93,91	93,40	2,29	91,36	101,69

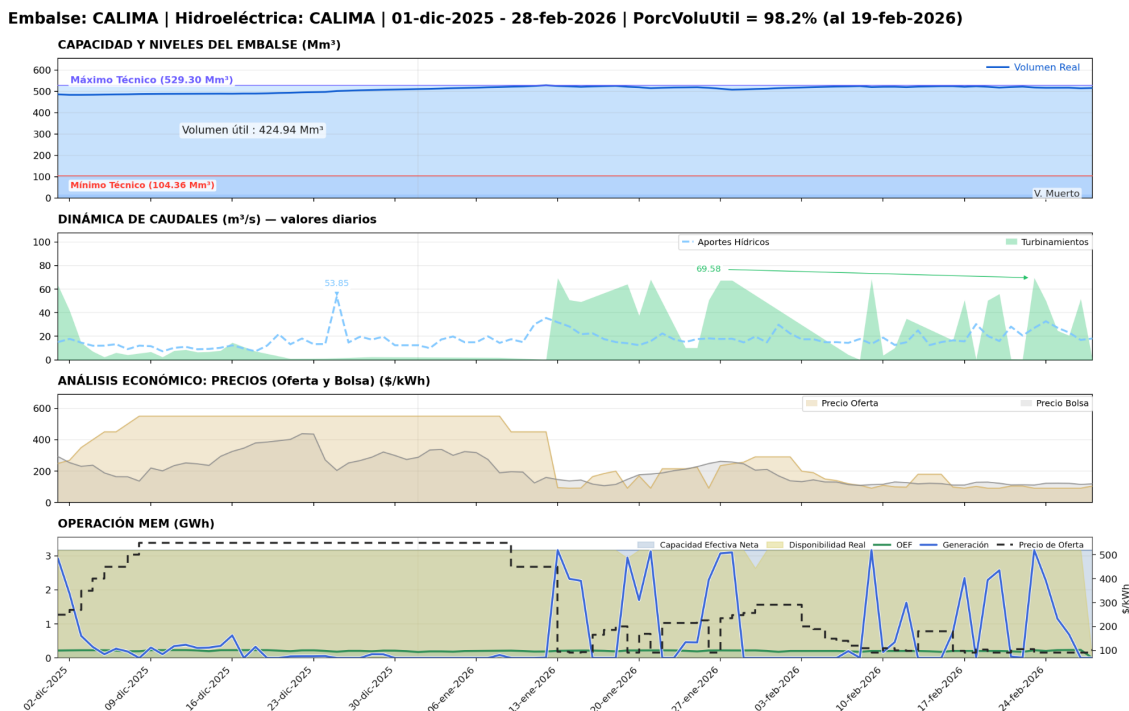
Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

La tabla anterior evidencia diferencias relevantes en los niveles y la dispersión de los precios de oferta entre las plantas analizadas. En el componente térmico, Meriléctrica 1 y Tesorito presentan los niveles promedio más altos, con valores de 872,08 \$/kWh y 807,40 \$/kWh, respectivamente. En particular, Tesorito muestra una menor variabilidad en sus ofertas (desviación estándar de 23,84), mientras que Meriléctrica 1 presenta una mayor dispersión, reflejando un rango más amplio de precios ofertados.

En el componente hidráulico, las plantas presentan en general niveles de precios promedio inferiores, aunque con una mayor variabilidad. Calima y Salvajina registran promedios cercanos a 390 \$/kWh y 370 \$/kWh, respectivamente, con desviaciones estándar elevadas, lo que indica una mayor amplitud en sus estrategias de oferta.

Por su parte, Prado y Alban presentan niveles intermedios, con diferencias entre sus valores promedio y mediana que sugieren la presencia de episodios puntuales de precios altos. Finalmente, Cucuana muestra el nivel promedio más bajo (93,91 \$/kWh) y una baja dispersión, lo que refleja un comportamiento de oferta más estable a lo largo del periodo.

Figura 66. Comparación de variables operativas CELSIA, Calima



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

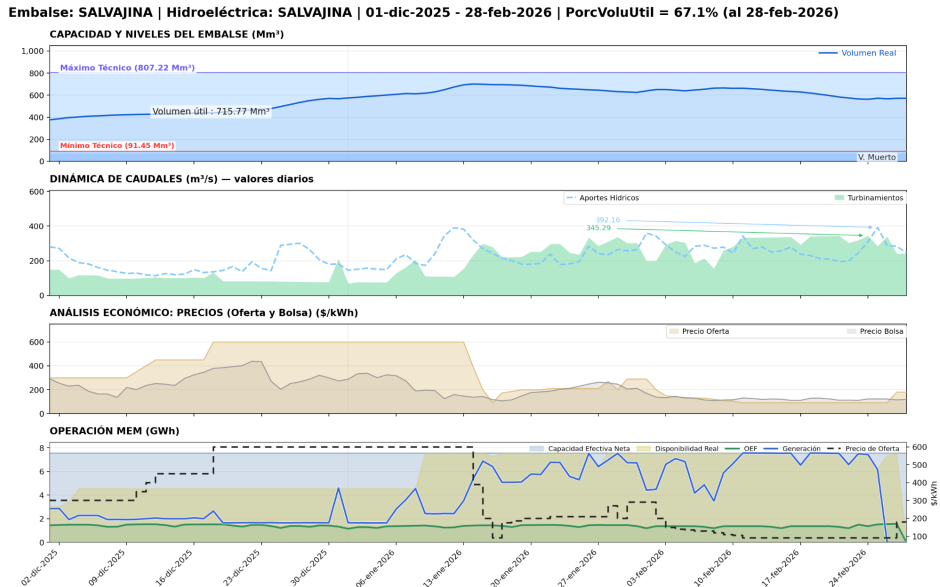
El embalse de Calima se mantiene un porcentaje de ocupación cercano al 100% durante todo el periodo analizado, con niveles cercanos a su máximo técnico y una estabilidad notable en el volumen almacenado, sin variaciones significativas a lo largo del trimestre.

En la dinámica de caudales, los aportes hídricos se mantienen relativamente bajos y estables, mientras que el turbinamiento presenta episodios puntuales, especialmente a partir de la segunda mitad de enero, lo que sugiere una operación más intermitente en términos de generación.

En el componente de precios, la oferta se ubica en niveles elevados durante buena parte de diciembre, por encima del precio de bolsa, con una reducción progresiva hacia enero y un comportamiento más cercano a la bolsa durante febrero.

Finalmente, en la operación del sistema, se observa una generación baja durante la mayor parte del periodo, con incrementos puntuales en algunos días específicos. La disponibilidad se mantiene estable, sin cambios relevantes a lo largo del trimestre.

Figura 67. Comparación de variables operativas CELSIA, Salvajina



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El embalse de Salvajina se mantiene en niveles relativamente altos durante todo el periodo analizado, con una tendencia creciente hasta mediados de enero y una leve disminución hacia el cierre, permaneciendo en todo momento por encima del 60% de su volumen útil.

En la dinámica de caudales, los aportes hídricos y los niveles de turbinamiento presentan comportamientos cercanos en varios momentos del trimestre, con episodios en los que el turbinamiento supera los aportes, particularmente durante enero y febrero.

En el componente de precios, la oferta se ubica en niveles superiores al precio de bolsa durante buena parte de diciembre, con una reducción marcada hacia enero y un comportamiento más cercano al de la bolsa en febrero.

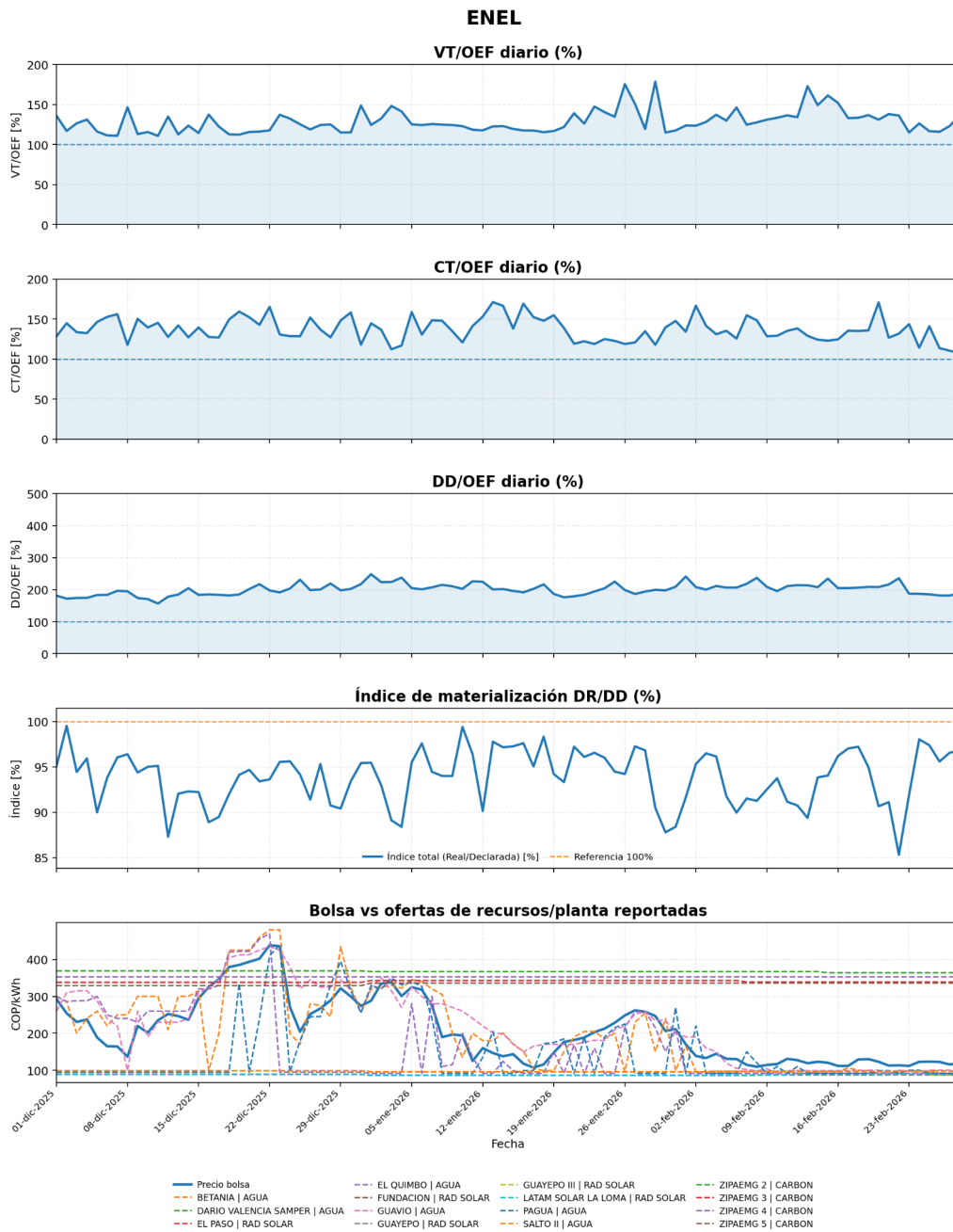
Finalmente, en la operación del sistema, se observa un incremento en la generación a partir de enero, acompañado por una reducción en los niveles de precio de oferta. La disponibilidad se mantiene relativamente estable durante el periodo, sin variaciones abruptas.

Enel:

ENEL Colombia S.A. E.S.P. participa en este análisis con un portafolio diversificado que incluye recursos hidráulicos, solares y térmicos. En el componente hídrico se consideran las plantas Betania, Guavio, El Quimbo, Pagua, Salto II y Darío Valencia Samper; en el componente solar, El Paso, Fundación, Guayepo, Guayepo III y Latam Solar La Loma; y en el componente térmico, las unidades ZIPAEMG 2, 3, 4 y 5.

Esta configuración refleja un portafolio con presencia en distintas tecnologías de generación, lo que le permite participar en diferentes segmentos de la operación y del mercado.

Figura 68. Comparación de variables – ENEL



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El agente presenta un perfil comercial activo, con un indicador VT/OEF que se mantiene de forma sostenida por encima del 100% durante todo el periodo, con variaciones diarias y algunos picos más pronunciados hacia finales de diciembre y enero, lo que refleja una participación relevante en el mercado.

El indicador CT/OEF se ubica en niveles cercanos o superiores al 100% en buena parte del periodo, lo que sugiere un alto nivel de cobertura mediante contratos, con episodios en los que esta relación se incrementa, particularmente durante diciembre y comienzos de enero.

En el componente operativo, el DD/OEF se mantiene consistentemente por encima del 100%, evidenciando un nivel de disponibilidad declarada superior a las obligaciones. Por su parte, el índice de materialización (DR/DD) se ubica en niveles altos, generalmente cercanos al 100%, aunque con algunas desviaciones puntuales, lo que indica diferencias entre la disponibilidad declarada y la efectivamente registrada.

En cuanto al comportamiento de precios, las ofertas de las distintas plantas muestran trayectorias diferenciadas a lo largo del periodo. En diciembre se observan niveles más altos y mayor dispersión entre recursos, mientras que en enero y febrero los precios convergen a niveles más cercanos al precio de bolsa, sin evidenciar un patrón único en la formación de oferta entre las tecnologías del portafolio.

Tabla 14. Estadísticos precios de oferta ENEL

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
ZIPAEMG 2	369,80	369,00	3,28	364,00	374,00
ZIPAEMG 4	356,70	354,00	3,79	354,00	362,00
ZIPAEMG 3	342,51	343,00	4,32	338,00	348,00
ZIPAEMG 5	334,99	336,00	4,58	329,00	340,00
BETANIA	184,73	165,00	95,35	91,35	480,00
GUAVIO	182,82	170,00	92,39	91,35	435,00
EL QUIMBO	141,77	96,06	84,21	91,35	470,00
PAGUA	128,88	94,56	74,97	91,35	440,00
SALTO II	96,96	96,76	2,33	92,66	100,70
DARIO VALENCIA SAMPER	96,94	96,76	2,31	92,66	100,60
EL PASO	88,33	88,36	1,63	85,88	91,03
LATAM SOLAR LA LOMA	88,33	88,36	1,63	85,88	91,02
FUNDACION	88,15	88,36	1,64	85,88	91,03
GUAYEPO	88,15	88,36	1,64	85,88	91,02
GUAYEPO III	87,15	87,15	0,00	87,15	87,15

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

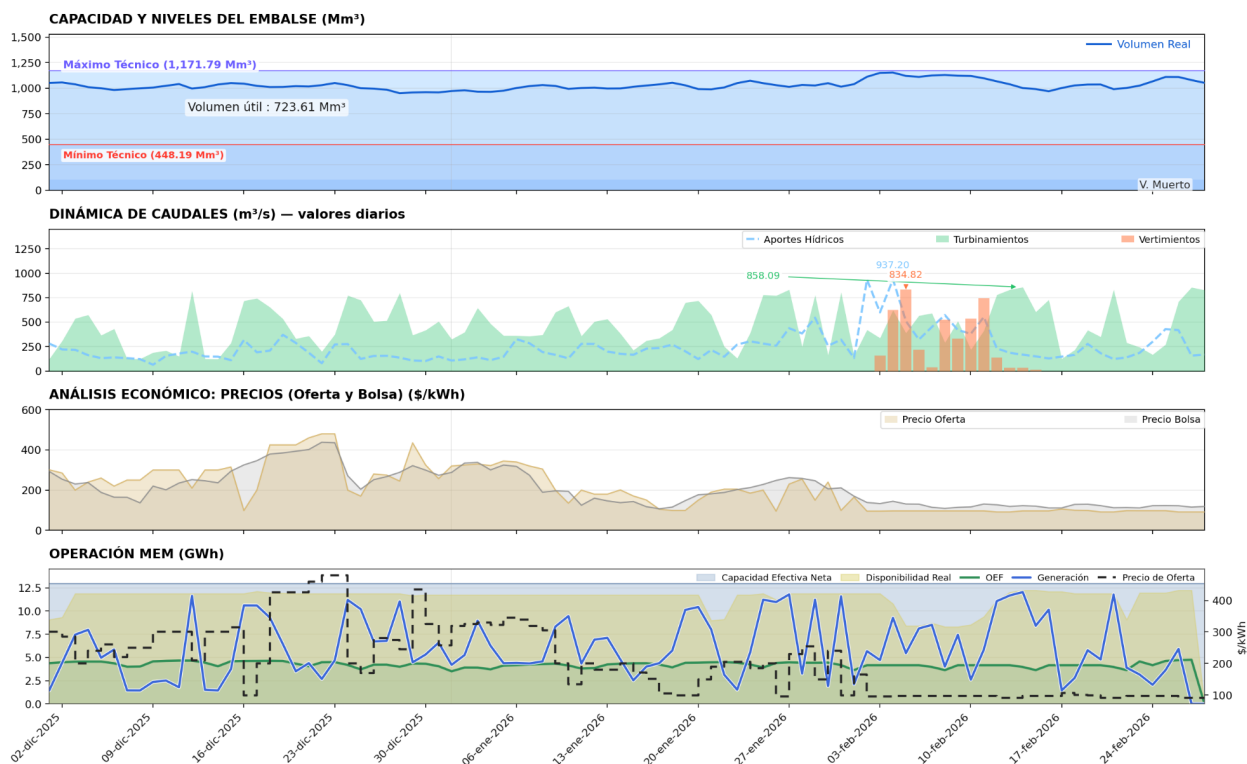
En el caso de Enel, se observa un portafolio amplio y segmentado por tipo de activo. Las unidades ZIPAEMG 2, 3, 4 y 5 presentan los precios promedio más altos, entre 334,99 y 369,80 \$/kWh, con niveles bajos de dispersión, lo que refleja un comportamiento relativamente estable en sus ofertas.

Por su parte, recursos hidráulicos como Betania, Guavio, El Quimbo y Pagua muestran promedios superiores a sus medianas y desviaciones estándar elevadas, lo que indica la presencia de episodios de incrementos en los precios de oferta a lo largo del periodo.

Finalmente, varios recursos solares, como El Paso, Latam Solar La Loma y Fundación, presentan niveles de precio cercanos a 88–89 \$/kWh, con una variabilidad reducida, lo que evidencia un comportamiento de oferta estable durante el periodo analizado.

Figura 69. Comparación de variables operativas – ENEL, Betania

Embalse: BETANIA | Hidroeléctrica: BETANIA | 01-dic-2025 - 28-feb-2026 | PorcVoluUtil = 83.6% (al 28-feb-2026)



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

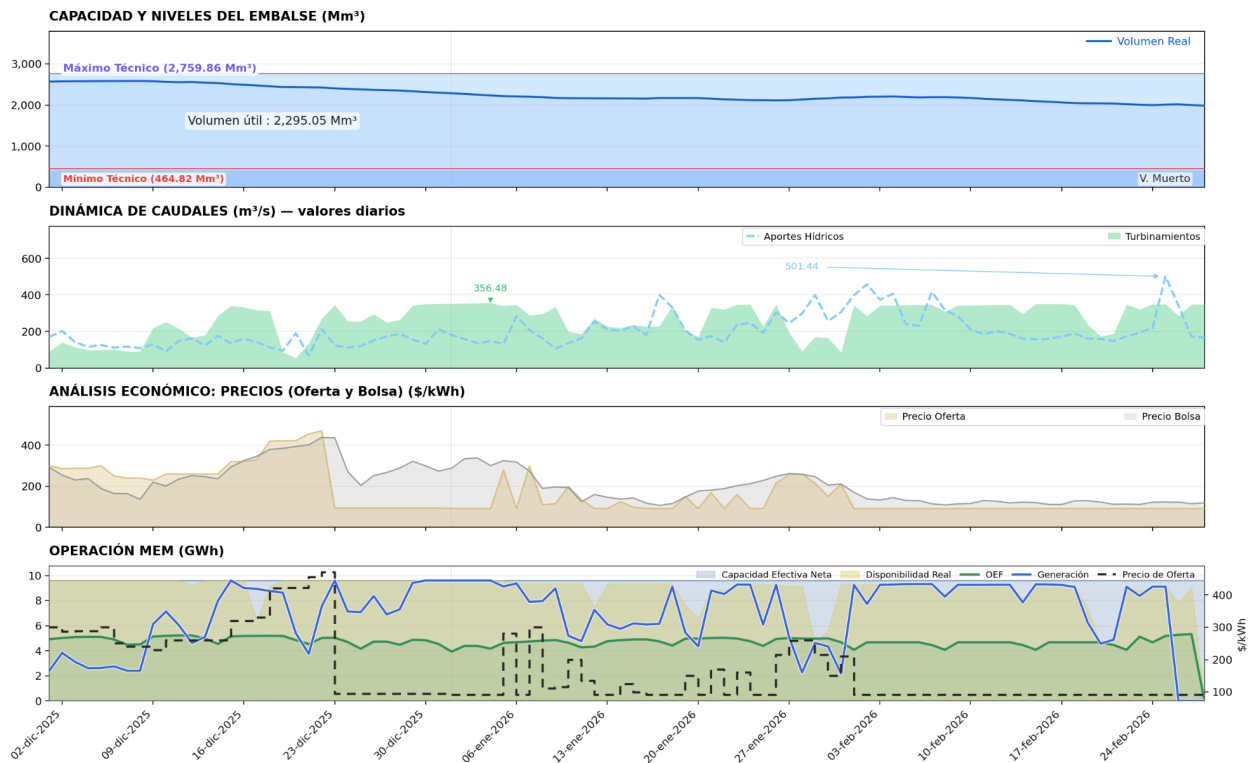
El embalse de Betania se mantiene en niveles altos durante todo el periodo analizado, con variaciones moderadas y una leve tendencia creciente hacia finales de enero, seguida de una estabilización hacia el cierre. En general, el nivel se conserva por encima del 80% de su volumen útil, sin acercarse a los límites mínimos operativos.

En la dinámica de caudales, se observan aportes hídricos variables, con algunos incrementos puntuales, particularmente a finales de enero y comienzos de febrero. Los niveles de turbinamiento se mantienen elevados y relativamente constantes, mientras que los vertimientos aparecen de forma concentrada en ciertos días, lo que sugiere episodios en los que los aportes superan la capacidad de generación o la estrategia operativa de la planta.

En el componente de precios, la oferta presenta niveles más altos y dispersos durante diciembre, con algunos picos relevantes, y una reducción progresiva hacia enero. Durante febrero, los precios se ubican en niveles más cercanos al precio de bolsa, con menor variabilidad.

Figura 70. Comparación de variables operativas – ENEL, El Quimbo

Embalse: ELQUIMBO | Hidroeléctrica: EL QUIMBO | 01-dic-2025 - 28-feb-2026 | PorcVoluUtil = 66.2% (al 28-feb-2026)



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El embalse de El Quimbo presenta una tendencia descendente a lo largo del periodo analizado, pasando de niveles cercanos a su capacidad máxima a valores alrededor del 66% del volumen útil hacia el cierre, sin acercarse a los límites mínimos operativos.

En la dinámica de caudales, los aportes hídricos muestran variaciones a lo largo del trimestre, con incrementos puntuales, mientras que el turbinamiento se mantiene en

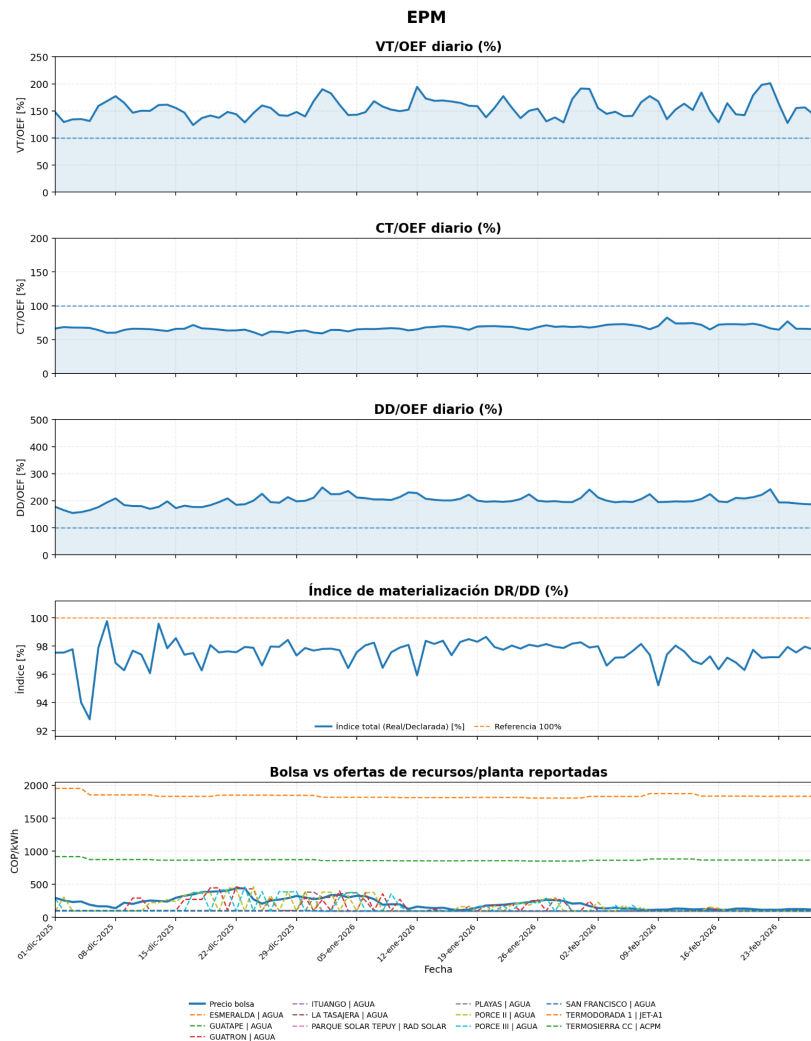
niveles relativamente elevados en varios momentos. Se observan episodios en los que el turbinamiento se aproxima o supera los aportes, lo que es consistente con la reducción gradual del nivel del embalse.

En el componente de precios, la oferta presenta niveles altos durante buena parte de diciembre, por encima del precio de bolsa, con una caída marcada hacia finales de ese mes. Durante enero y febrero, los precios se mantienen en niveles más bajos y cercanos al comportamiento de la bolsa, con menor dispersión.

EPM:

Para este análisis, Empresas Públicas de Medellín (EPM) participa con un portafolio de generación diversificado, compuesto principalmente por recursos hidráulicos, complementados con generación térmica y solar. Dentro de las plantas consideradas se incluyen las hidroeléctricas Guatapé, Playas, San Francisco, Porce II, Porce III, Ituango, La Tasajera, Guatron y Esmeralda, así como el Parque Solar Tepuy y las plantas térmicas Termodorada I y Termosierra CC.

Figura 71. Comparación de variables - EPM



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El agente presenta un indicador VT/OEF ubicado de forma sostenida por encima del 100% durante todo el periodo, acompañado de variaciones diarias y algunos picos puntuales, lo que refleja una participación relevante en el mercado.

El indicador CT/OEF se mantiene por debajo del 100% a lo largo del trimestre, con niveles relativamente estables, lo que indica que una proporción importante de sus obligaciones no

se encuentra cubierta mediante contratos, manteniendo exposición al mercado de corto plazo.

En el componente operativo, el DD/OEF se ubica consistentemente por encima del 100%, evidenciando un nivel de disponibilidad declarada superior a las obligaciones. Por su parte, el índice de materialización (DR/DD) se mantiene en niveles altos, cercanos al 100%, con algunas desviaciones puntuales, lo que sugiere una alta correspondencia entre la disponibilidad declarada y la disponibilidad real.

En cuanto al comportamiento de precios, se observa una diferenciación marcada entre tecnologías. Las plantas térmicas presentan niveles de oferta significativamente superiores al precio de bolsa durante todo el periodo, mientras que los recursos hidráulicos y solares se ubican en niveles más cercanos a esta referencia, con mayor variabilidad en diciembre y una convergencia hacia valores más bajos en enero y febrero.

Tabla 15. Estadísticos precios de oferta EPM

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMODORADA 1	1.958,11	1.963,55	128,59	1.804,91	2.214,75
TERMOSIERRA CC	880,25	873,78	22,21	851,45	948,25
PORCE II	156,52	96,06	102,88	91,35	460,00
GUATRON	131,87	96,86	85,35	91,35	460,00
PORCE III	131,63	94,56	87,78	91,35	460,00
LA TASAJERA	104,59	93,40	51,31	91,35	380,00
ESMERALDA	98,66	98,28	2,60	95,59	103,19
SAN FRANCISCO	98,66	98,28	2,60	95,59	103,19
PLAYAS	96,27	94,56	15,70	91,35	300,00
ITUANGO	93,26	93,39	1,67	91,35	96,06
GUATAPE	93,26	93,39	1,67	91,35	96,06
PARQUE SOLAR TEPUY	89,16	88,83	2,64	86,13	93,74

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

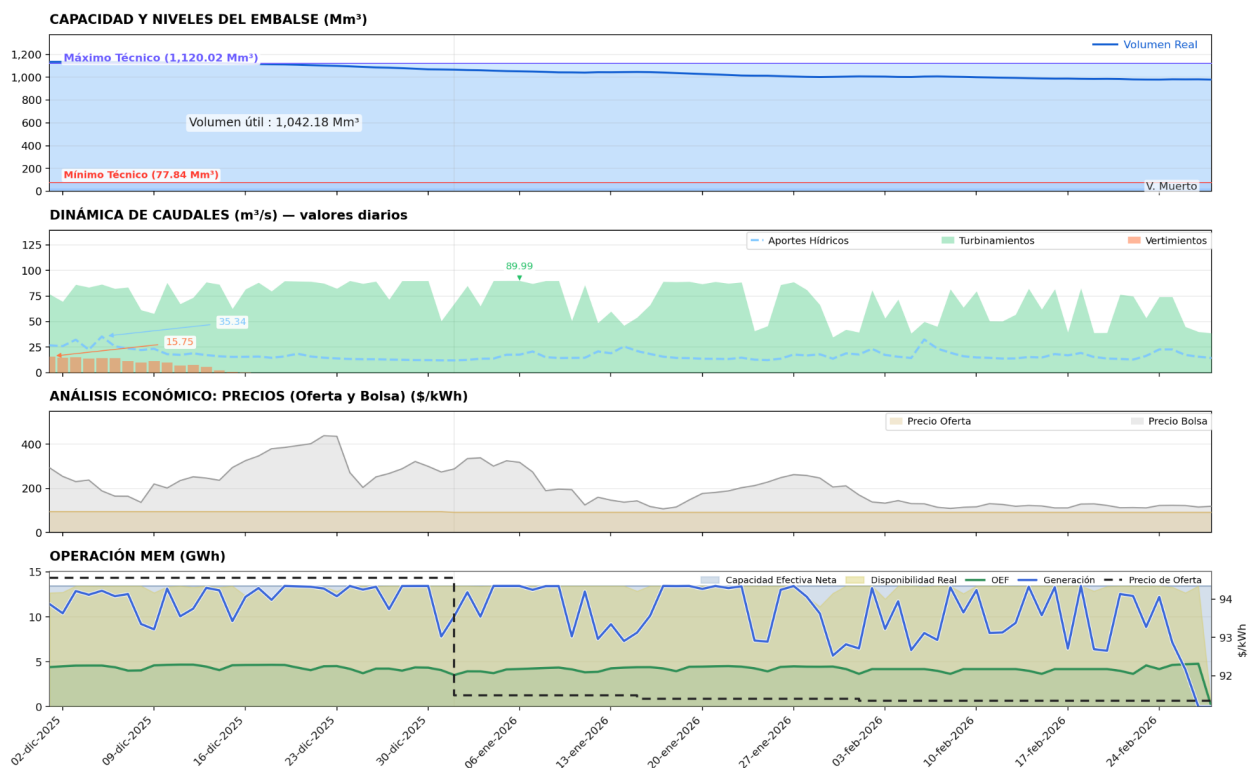
Para EPM se observa un portafolio diversificado dentro del conjunto analizado. Se destaca Termodorada 1, con un promedio de 1.958,11 \$/kWh y un valor máximo de 2.214,75 \$/kWh, en niveles superiores al resto de las plantas. Por su parte, Termosierra CC también presenta niveles de oferta elevados, aunque con menor variabilidad.

En contraste, recursos hidráulicos como Ituango, Guatapé, Esmeralda y San Francisco se ubican en un rango cercano a 93–99 \$/kWh, con baja dispersión en sus precios de oferta.

En conjunto, la tabla refleja la coexistencia de plantas térmicas con niveles de oferta más altos y menor variabilidad, junto con plantas hidráulicas con niveles de oferta más bajos y comportamiento más estable.

Figura 72. Comparación de variables operativas – EPM, Peñol

Embalse: PENOL | Hidroeléctrica: GUATAPE | 01-dic-2025 - 28-feb-2026 | PorcVoluUtil = 86.6% (al 24-feb-2026)



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

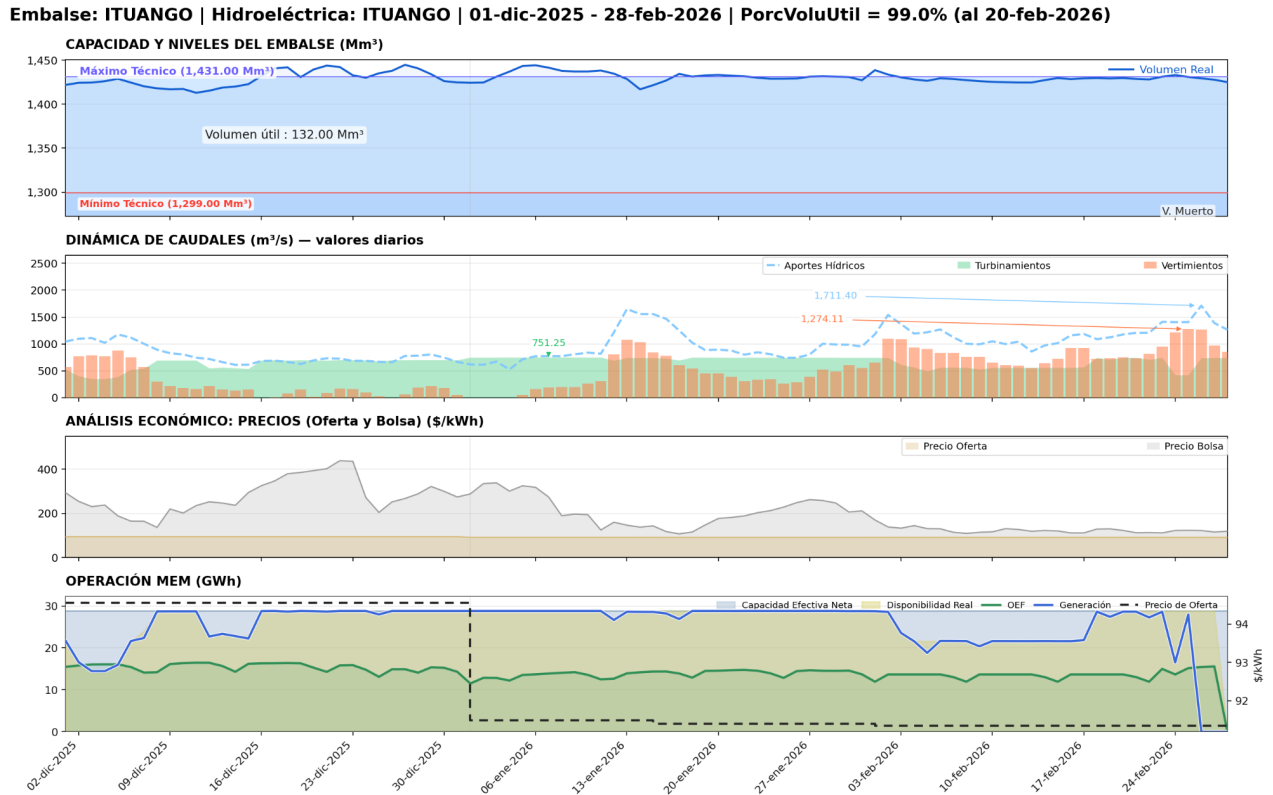
El embalse de Peñol se mantiene en niveles altos durante todo el periodo analizado, con una leve tendencia descendente a lo largo del trimestre, pasando de valores cercanos a su máximo técnico hacia niveles alrededor del 86% del volumen útil al cierre, sin acercarse a los límites mínimos operativos.

En la dinámica de caudales, los aportes hídricos se mantienen en niveles relativamente bajos y estables, mientras que el turbinamiento se ubica de forma consistente por encima de estos en varios momentos del periodo. Se observan además episodios de vertimientos concentrados principalmente en diciembre, lo que sugiere condiciones de mayor disponibilidad hídrica en ese momento.

En el componente de precios, la oferta se mantiene en niveles bajos y prácticamente constantes durante todo el trimestre, mientras que el precio de bolsa presenta mayor variabilidad, con niveles más altos en diciembre y una reducción progresiva hacia enero y febrero.

Finalmente, en la operación del sistema, se observa una generación relativamente alta y variable durante buena parte del periodo, con una reducción hacia finales de febrero. La disponibilidad se mantiene estable, sin cambios relevantes, mientras que las obligaciones presentan una disminución marcada a partir de finales de diciembre y se mantienen en niveles bajos durante el resto del trimestre.

Figura 73. Comparación de variables operativas – EPM, Ituango



Fuente: Sinergo – XM y cálculos internos SSPD

El embalse de Ituango se mantiene prácticamente al tope de su capacidad durante todo el periodo analizado, con niveles cercanos a su máximo técnico y variaciones mínimas a lo largo del trimestre, permaneciendo alrededor del 99% de su volumen útil. Se presentan episodios en los que el volumen supera el máximo técnico.

En la dinámica de caudales, los aportes hídricos presentan variaciones a lo largo del periodo, con incrementos puntuales, mientras que el turbinamiento y los vertimientos se mantienen en niveles elevados, especialmente hacia enero y febrero. Se observan varios episodios en los que los vertimientos son significativos, lo que sugiere condiciones de alta disponibilidad hídrica en el sistema.

En el componente de precios, la oferta se mantiene en niveles bajos y estables durante todo el periodo, mientras que el precio de bolsa presenta mayor variabilidad, con niveles más altos en diciembre y una reducción progresiva hacia enero y febrero.

En la operación del sistema, se observa una generación elevada durante buena parte del trimestre, cercana a los niveles de capacidad, con una disminución hacia finales de febrero. La disponibilidad se mantiene estable, sin cambios abruptos, mientras que las obligaciones presentan una reducción marcada a partir de finales de diciembre y se mantienen en niveles bajos durante el resto del periodo.

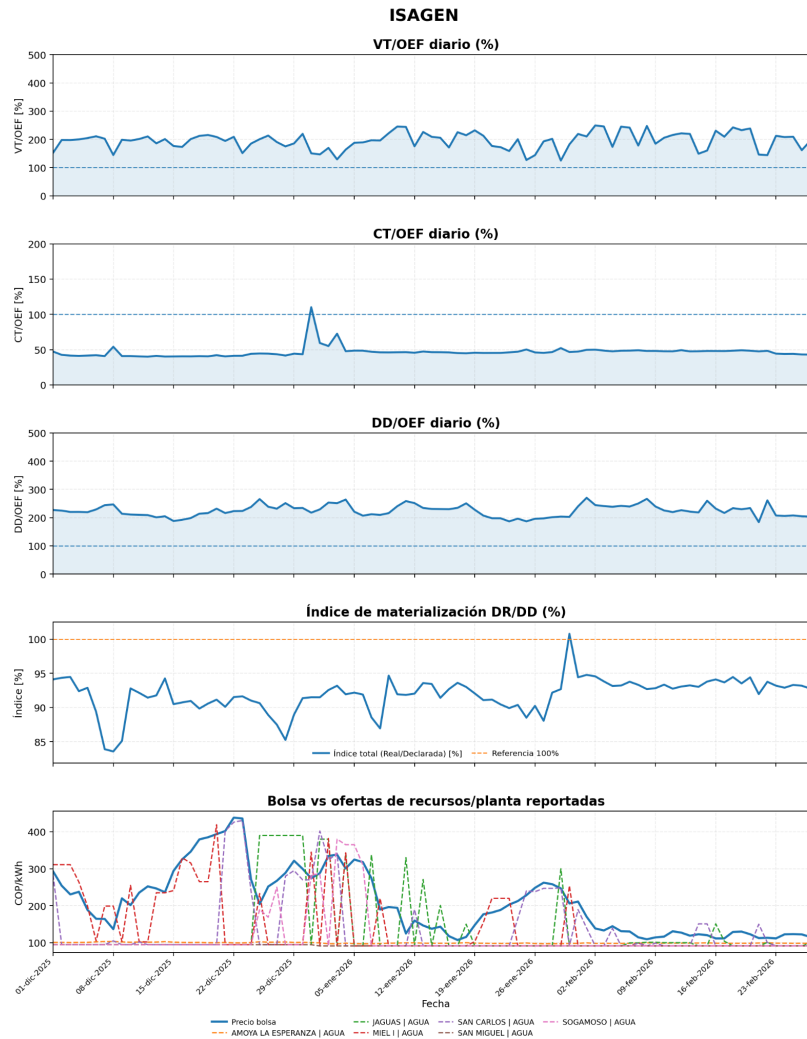
Isagen:

Para este análisis, ISAGEN participa con un portafolio compuesto principalmente por plantas hidráulicas, dentro de las que se incluyen Amoyá La Esperanza, Miel I, Jaguas, San Carlos, San Miguel y Sogamoso.

Este conjunto corresponde a recursos asociados al componente hídrico del sistema, con presencia en distintas regiones del país y participación en la operación a través de generación basada en embalses.

En conjunto, las plantas seleccionadas reflejan un portafolio predominantemente hidráulico, con participación en la dinámica operativa y comercial del mercado durante el periodo analizado.

Figura 74. Comparación de variables – ISAGEN



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El agente presenta un perfil comercial activo, con un indicador VT/OEF que se mantiene de forma sostenida por encima del 100% durante todo el periodo, acompañado de variaciones diarias y algunos picos puntuales, lo que refleja una participación constante en el mercado.

El indicador CT/OEF se ubica en niveles bajos durante la mayor parte del trimestre, con algunos incrementos puntuales, lo que indica que una proporción importante de sus

obligaciones no está cubierta mediante contratos, manteniendo una exposición relevante al mercado de corto plazo.

En el componente operativo, el DD/OEF se mantiene consistentemente por encima del 100%, evidenciando un nivel de disponibilidad declarada superior a las obligaciones. Por su parte, el índice de materialización (DR/DD) se ubica en niveles altos, aunque por debajo del 100%, con algunas variaciones a lo largo del periodo, lo que refleja diferencias entre la disponibilidad declarada y la disponibilidad efectiva.

En cuanto al comportamiento de precios, las ofertas de las plantas presentan una alta variabilidad durante diciembre y comienzos de enero, con varios episodios de precios elevados. Posteriormente, hacia finales de enero y durante febrero, los precios convergen hacia niveles más bajos y cercanos al precio de bolsa, mostrando una menor dispersión entre recursos.

Tabla 16. Estadísticos precios de oferta ISAGEN

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
MIEL I	207,61	105,00	161,65	91,30	675,00
SAN CARLOS	134,30	93,40	84,11	91,30	501,00
JAGUAS	130,12	93,40	94,25	91,30	440,00
SOGAMOSO	103,00	93,40	45,54	91,30	380,00
AMOYA LA ESPERANZA	100,22	99,95	1,69	96,87	104,46
SAN MIGUEL	93,26	93,40	1,68	91,30	96,06
SHANGRI LA	89,00	89,09	3,00	85,00	100,69

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

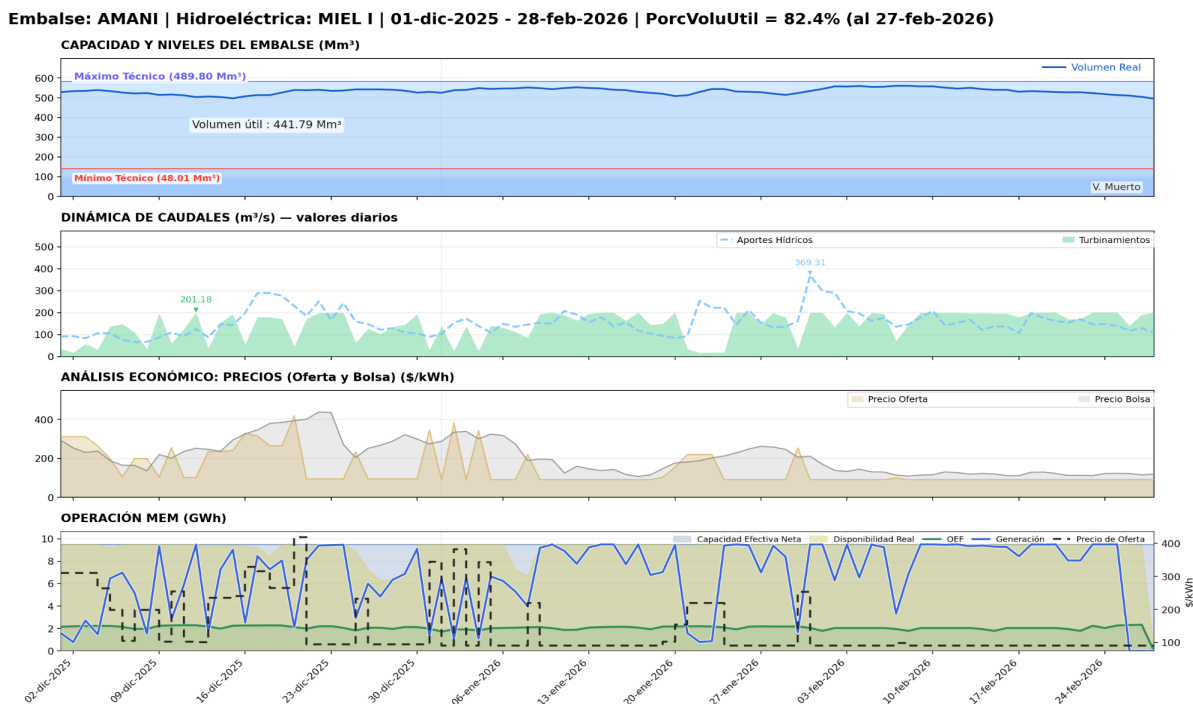
En el caso de ISAGEN, se observan diferencias en los niveles y la variabilidad de los precios de oferta entre las plantas analizadas. Miel I presenta el promedio más alto (207,61 \$/kWh) y una desviación estándar elevada, lo que se traduce en una mayor dispersión en sus precios de oferta, acompañada de episodios puntuales de valores altos.

San Carlos, Jaguas y Sogamoso se ubican en niveles intermedios, con promedios entre 103 y 134 \$/kWh y desviaciones estándar moderadas, lo que refleja variabilidad en sus ofertas a lo largo del periodo.

Por su parte, Amoyá La Esperanza y San Miguel presentan niveles de precio cercanos a 100 \$/kWh, con muy baja dispersión, lo que evidencia un comportamiento más estable. Finalmente, Shangri La muestra el nivel promedio más bajo (89,00 \$/kWh), con una variabilidad reducida en sus ofertas.

En conjunto, la tabla refleja un comportamiento heterogéneo entre plantas, tanto en niveles de precio como en su dispersión, sin un patrón único en las estrategias de oferta dentro del portafolio analizado.

Figura 75. Comparación de variables operativas – ISAGEN, Amaní



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El embalse de Amaní se mantiene en niveles superiores al 80% todo el periodo analizado, con variaciones moderadas y una ligera tendencia descendente hacia el cierre, ubicándose alrededor del 82% del volumen útil.

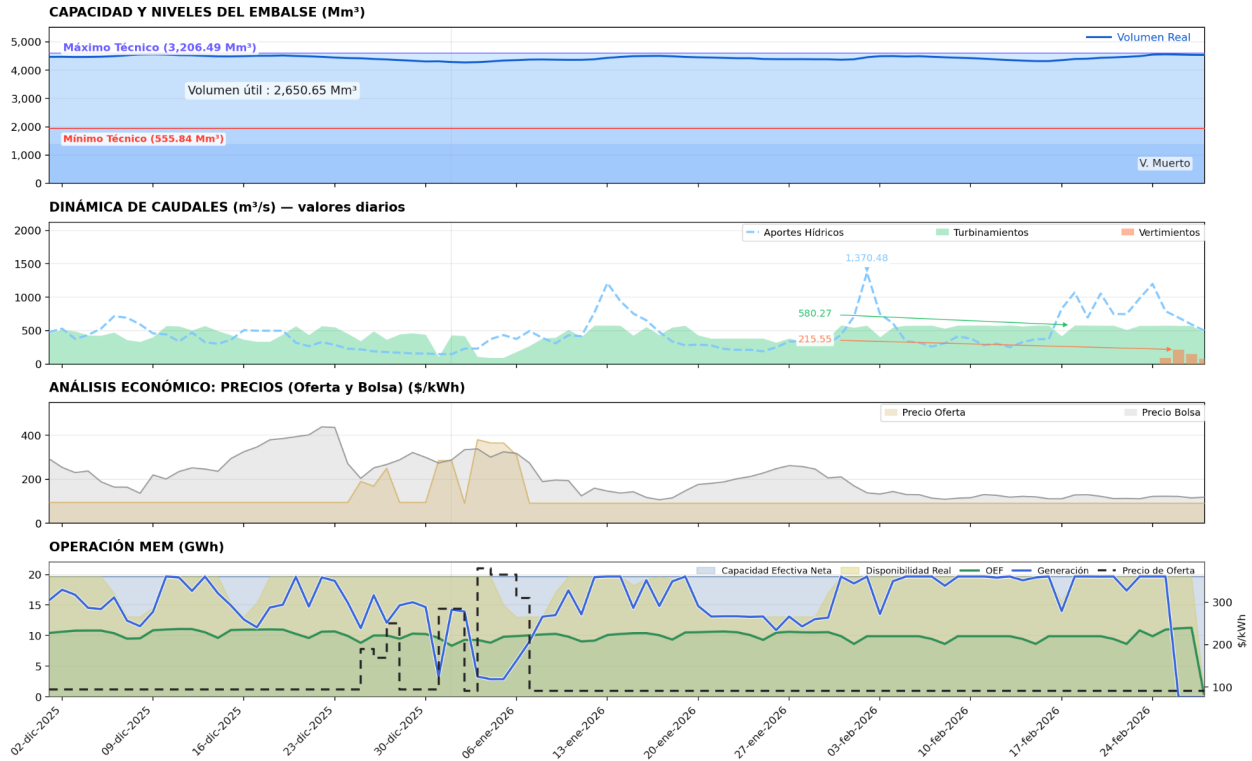
En la dinámica de caudales, los aportes hídricos presentan variaciones a lo largo del trimestre, con algunos incrementos, mientras que el turbinamiento se mantiene en niveles relativamente constantes. En varios momentos del periodo se observan valores cercanos entre aportes y turbinamientos, con episodios en los que estos últimos los superan.

En el componente de precios, la oferta muestra niveles elevados y mayor dispersión durante diciembre, con algunos picos relevantes, seguida de una reducción hacia enero. Durante febrero, los precios se ubican en niveles más bajos y cercanos al comportamiento del precio de bolsa.

Finalmente, en la operación del sistema, se observa una generación variable a lo largo del periodo, con incrementos puntuales en algunos días. La disponibilidad se mantiene estable, sin cambios relevantes, mientras que las obligaciones presentan una reducción a partir de finales de diciembre y se mantienen en niveles bajos durante el resto del trimestre.

Figura 76. Comparación de variables operativas – ISAGEN, Sogamoso

Embalse: TOPOCORO | Hidroeléctrica: SOGAMOSO | 01-dic-2025 - 28-feb-2026 | PorcVoluUtil = 95.2% (al 22-feb-2026)



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El embalse de Topocoro se mantiene en niveles altos y relativamente estables durante todo el periodo analizado, con variaciones moderadas y una leve tendencia ascendente hacia el cierre, ubicándose alrededor del 95% de su volumen útil, cercano a su capacidad máxima.

En la dinámica de caudales, los aportes hídricos presentan variaciones a lo largo del trimestre, con algunos incrementos puntuales de mayor magnitud. El turbinamiento se mantiene en niveles relativamente constantes, mientras que los vertimientos aparecen de forma puntual hacia finales del periodo, lo que sugiere episodios de mayor disponibilidad hídrica en esos días.

En el componente de precios, la oferta se mantiene en niveles bajos durante la mayor parte del trimestre, con algunos incrementos hacia finales de diciembre e inicios de enero. Posteriormente, los precios se reducen y se mantienen en niveles cercanos al precio de bolsa durante enero y febrero.

Finalmente, en la operación del sistema, se observa una generación variable con algunos picos a lo largo del periodo, junto con una caída puntual a comienzos de enero. La disponibilidad se mantiene estable, sin cambios abruptos, mientras que las obligaciones presentan variaciones en diciembre y una reducción hacia el resto del trimestre.

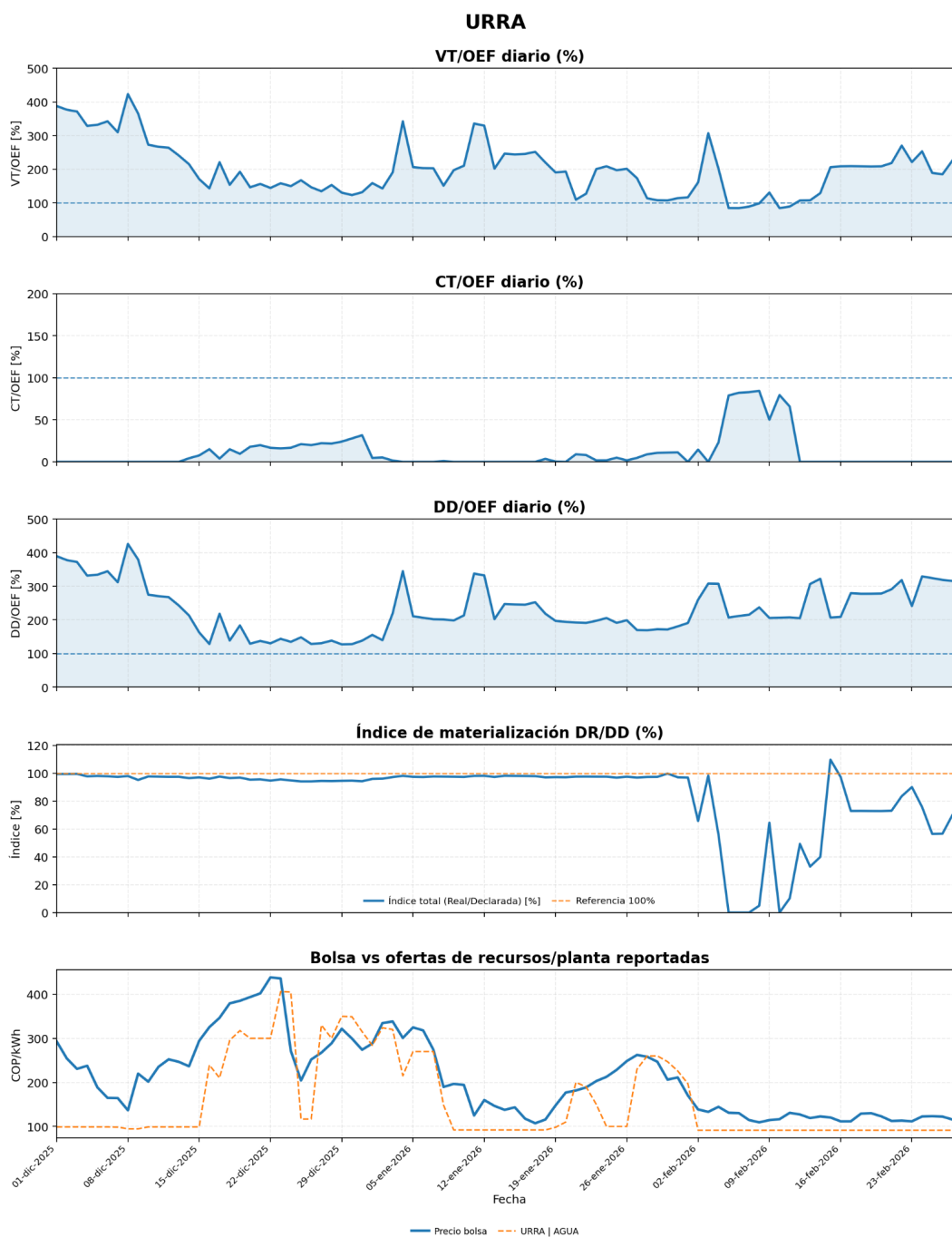
Urrá:

URRÁ S.A. E.S.P. participa en este análisis con un portafolio concentrado en generación hidráulica, representado por la central Urrá.

Este recurso corresponde a generación asociada a embalse, cuya operación está vinculada a las condiciones hidrológicas y al manejo del volumen almacenado.

En este sentido, el agente refleja un portafolio de generación predominantemente hidráulico, con participación en la operación del sistema durante el periodo analizado.

Figura 77. Comparación de variables – URRÁ



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El agente presenta un perfil comercial variable a lo largo del periodo, con un indicador VT/OEF que se mantiene en niveles superiores al 100% en la mayor parte del periodo, pero con fluctuaciones importantes y episodios en los que se ubica cerca o por debajo de este umbral, reflejando cambios en su nivel de participación en el mercado.

El indicador CT/OEF se mantiene en niveles bajos durante la mayor parte del trimestre, con algunos incrementos, particularmente hacia finales de enero, lo que indica una cobertura limitada mediante contratos y una mayor exposición al mercado de corto plazo.

En el componente operativo, el DD/OEF se ubica consistentemente por encima del 100%, aunque con variaciones relevantes a lo largo del periodo, evidenciando cambios en el nivel de disponibilidad declarada frente a las obligaciones. Por su parte, el índice de materialización (DR/DD) se mantiene cercano al 100% durante buena parte del trimestre, pero presenta caídas significativas en febrero, lo que indica episodios en los que la disponibilidad efectiva se aleja de la declarada.

En cuanto al comportamiento de precios, la oferta muestra una trayectoria variable durante diciembre y enero, con episodios en los que se ubica en niveles cercanos o superiores al precio de bolsa.

Tabla 17. Estadísticos precios de oferta URRÁ

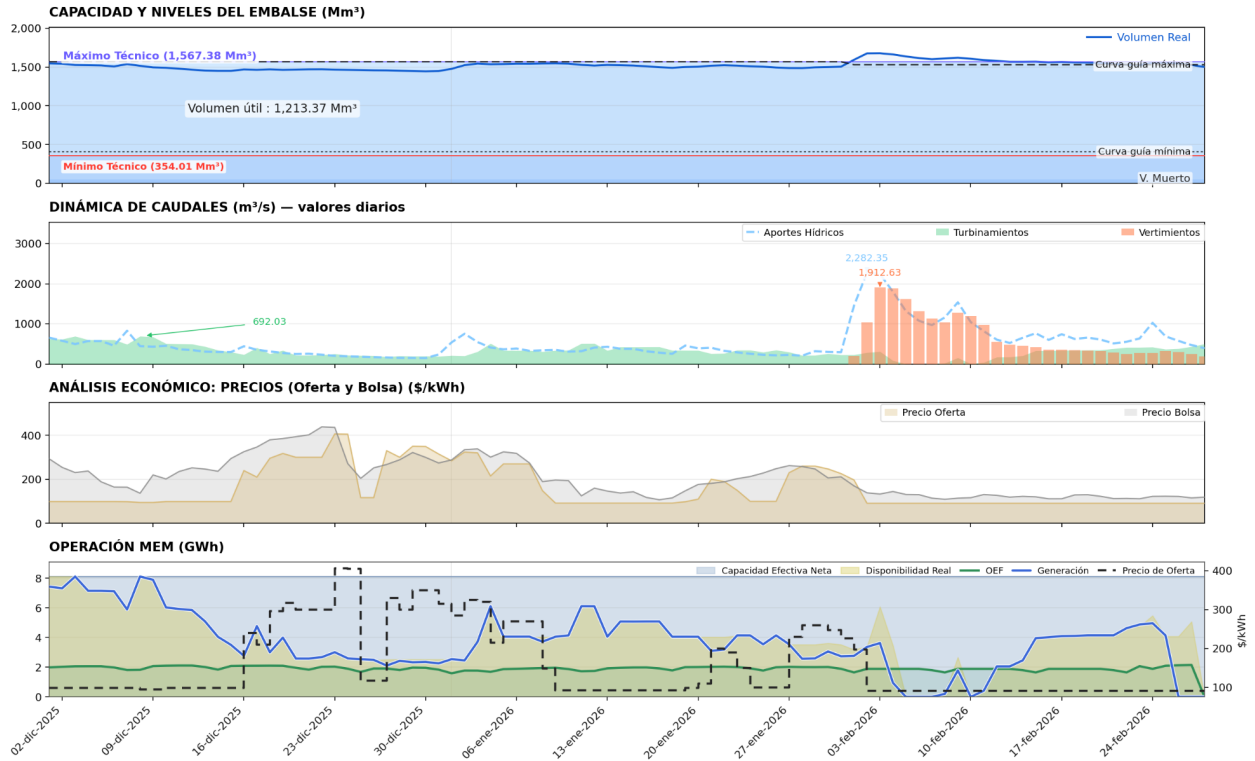
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
URRA	131,78	100,00	72,10	91,35	406,00

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

En el caso de Urrá, se observa un precio promedio de oferta de 131,78 \$/kWh, superior a su mediana (100,00 \$/kWh), lo que indica la presencia de episodios con valores más altos durante el periodo. La desviación estándar (72,10) refleja una variabilidad moderada en sus precios de oferta, acompañada de un rango amplio entre el valor mínimo (91,35 \$/kWh) y el máximo (406,00 \$/kWh).

Figura 78. Comparación de variables operativas – URRÁ

Embalse: URRÁ | Hidroeléctrica: URRÁ | 01-dic-2025 - 28-feb-2026 | PorcVoluUtil = 94.5% (al 28-feb-2026)



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El embalse se mantiene en niveles altos durante todo el periodo analizado, con una leve tendencia creciente hacia finales de enero e inicios de febrero, alcanzando valores superiores al 95% de su volumen útil.

En la dinámica de caudales, se observan incrementos significativos en los aportes hídricos a comienzos de febrero, acompañados por un aumento en los niveles de vertimiento durante ese mismo periodo. Estos eventos se concentran en un intervalo corto de tiempo, tras el cual los caudales retornan a niveles moderados. El turbinamiento, por su parte, se mantiene en niveles relativamente bajos en comparación con los aportes durante estos días.

En el componente de precios, la oferta presenta niveles más altos y mayor variabilidad durante diciembre y comienzos de enero, con una reducción hacia finales de enero. Durante febrero, los precios se mantienen en niveles más bajos y cercanos al comportamiento del precio de bolsa.

Finalmente, en la operación del sistema, se observa una generación variable a lo largo del periodo, con una disminución puntual a comienzos de febrero y una recuperación posterior. La disponibilidad se mantiene estable durante el trimestre, mientras que las obligaciones presentan variaciones en diciembre y se mantienen en niveles bajos durante el resto del periodo.

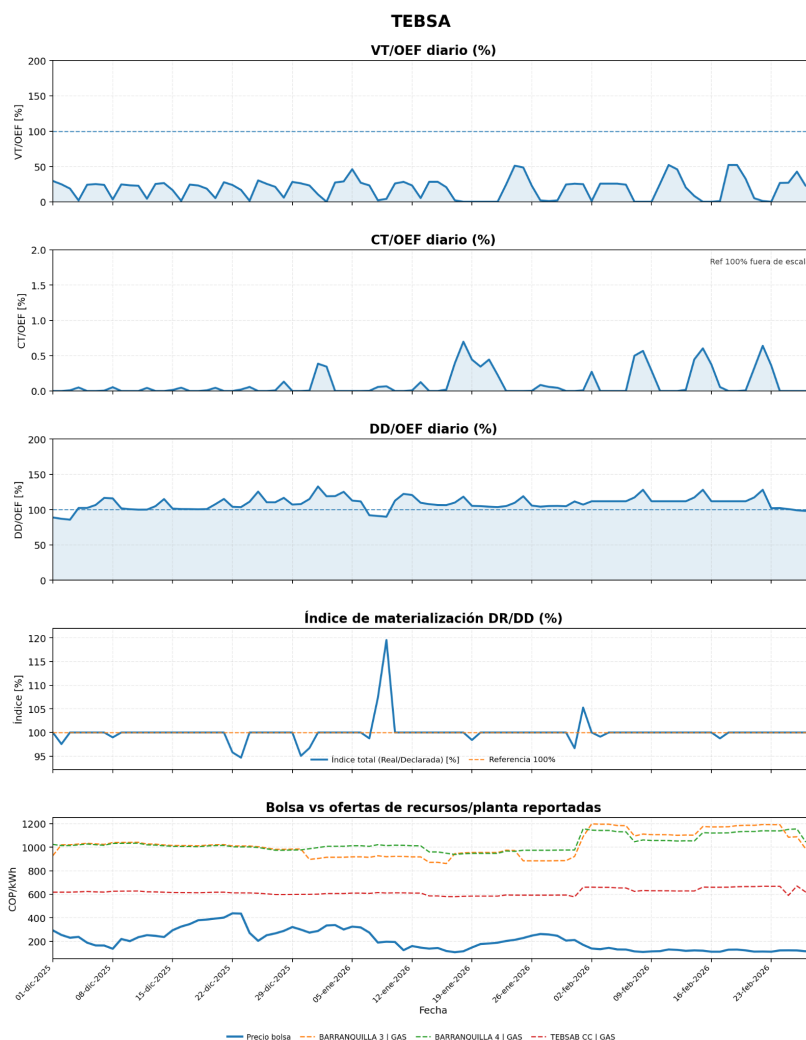
TEBSA:

TEBSA S.A. E.S.P. participa en este análisis con un portafolio de generación térmica a gas, representado principalmente por las unidades Barranquilla 3, Barranquilla 4 y TEBSAB CC.

Este conjunto corresponde a recursos térmicos asociados al uso de gas natural, con presencia en la operación del sistema a través de generación despachable.

En este sentido, el agente refleja un portafolio de generación predominantemente térmico, con participación en la dinámica operativa y comercial del mercado durante el periodo analizado.

Figura 79. Comparación de variables – TEBSA



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El agente presenta un nivel de participación comercial bajo durante la mayor parte del periodo, con un indicador VT/OEF que se mantiene por debajo del 100% y con episodios puntuales de incremento, sin alcanzar niveles elevados de forma sostenida.

El indicador CT/OEF se ubica en niveles cercanos a cero a lo largo del trimestre, con algunos incrementos marginales, lo que indica una cobertura prácticamente inexistente mediante contratos.

En el componente operativo, el DD/OEF se mantiene ligeramente por encima del 100%, con variaciones moderadas, lo que refleja un nivel de disponibilidad declarada cercano a las obligaciones. Por su parte, el índice de materialización (DR/DD) se ubica en niveles cercanos al 100%, con algunas desviaciones puntuales, lo que sugiere una correspondencia entre la disponibilidad declarada y la disponibilidad efectiva.

En cuanto al comportamiento de precios, las ofertas de las plantas se mantienen en niveles elevados y relativamente estables durante todo el periodo, significativamente por encima del precio de bolsa, mientras que este último presenta una tendencia descendente hacia enero y febrero con menor variabilidad.

Tabla 18. Estadísticos precios de oferta TEBSA

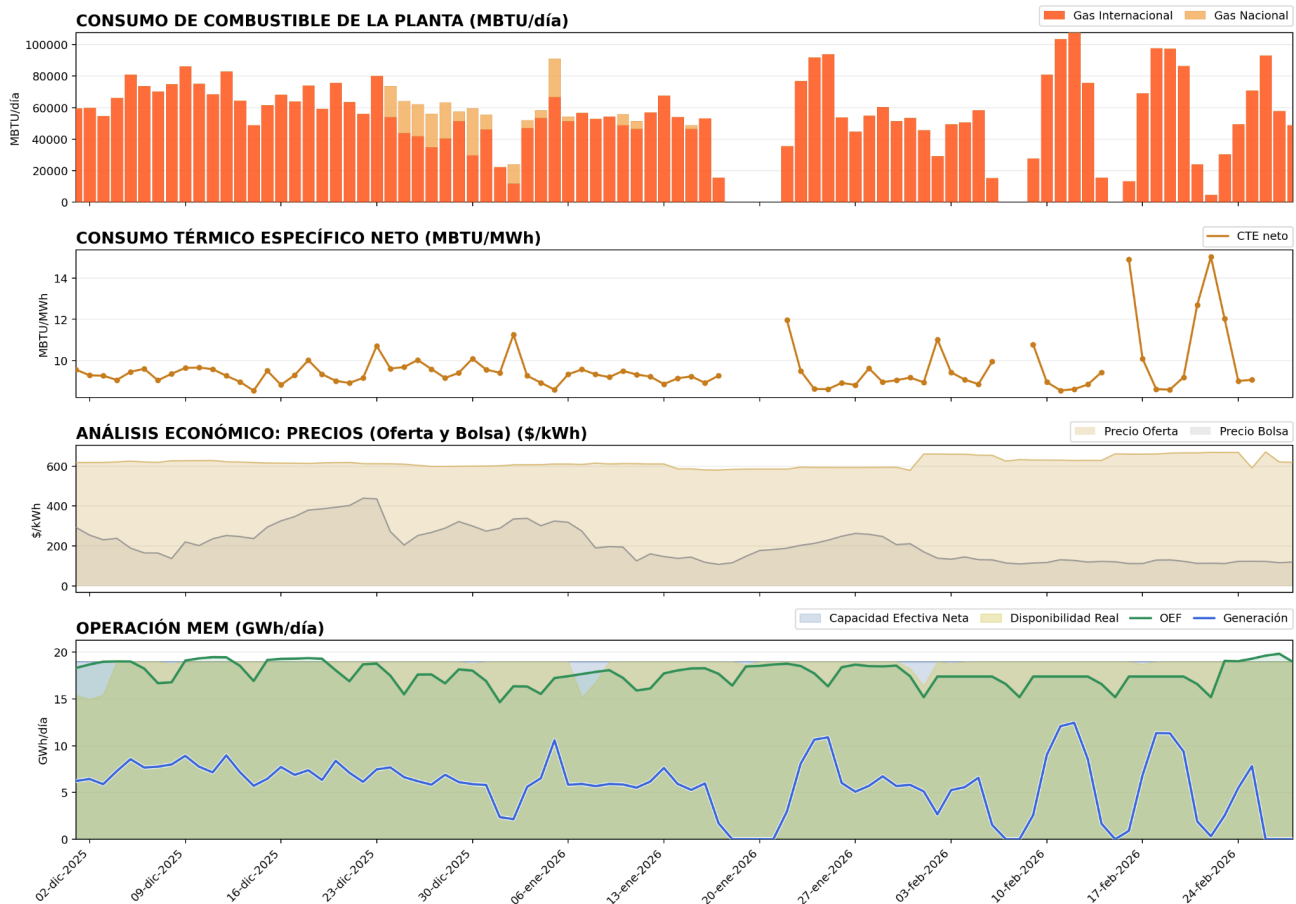
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
BARRANQUILLA 4	1.047,72	1.058,25	59,94	850,32	1.168,67
BARRANQUILLA 3	1.024,70	1.027,71	89,59	773,18	1.198,78
TEBSAB CC	637,90	638,23	44,28	578,24	879,35

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

Para TEBSA se muestran precios altos en todas las unidades del portafolio. Barranquilla 4 y Barranquilla 3 lideran con promedios de 1.047,72 y 1.024,70 \$/kWh, mientras TEBSA CC se ubica en una franja inferior, aunque todavía alta, con 637,90 \$/kWh. La dispersión es moderada, particularmente en Barranquilla 3, cuyo máximo alcanza 1.198,78 \$/kWh. En conjunto, la tabla refleja una estructura de oferta térmica elevada y relativamente rígida.

Figura 80. Comparación de variables operativas – TEBSA

Planta Térmica: TEBSAB CC | Recursos: Gas Internacional | Gas Nacional | 2025-12-01 - 2026-02-28



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El consumo de combustible de la planta presenta una alta variabilidad a lo largo del periodo, con predominio del uso de gas internacional en la mayoría de los días. Se observan algunos episodios puntuales de mayor participación de gas nacional, así como intervalos en los que el consumo total disminuye de forma significativa o incluso se interrumpe temporalmente.

El consumo térmico específico neto se mantiene en niveles relativamente estables durante buena parte del periodo, con algunos incrementos puntuales, especialmente hacia febrero, lo que refleja variaciones en la eficiencia operativa de la planta en ciertos días.

En el componente de precios, la oferta se mantiene en niveles elevados y relativamente estables durante todo el trimestre, mientras que el precio de bolsa presenta mayor variabilidad, con niveles más altos en diciembre y una reducción progresiva hacia enero y febrero.

Finalmente, en la operación del sistema, se observa una generación intermitente, con varios periodos en los que la planta reduce significativamente su producción o no genera. La disponibilidad se mantiene en niveles altos y estables, mientras que las obligaciones se ubican en valores relativamente constantes durante el periodo.

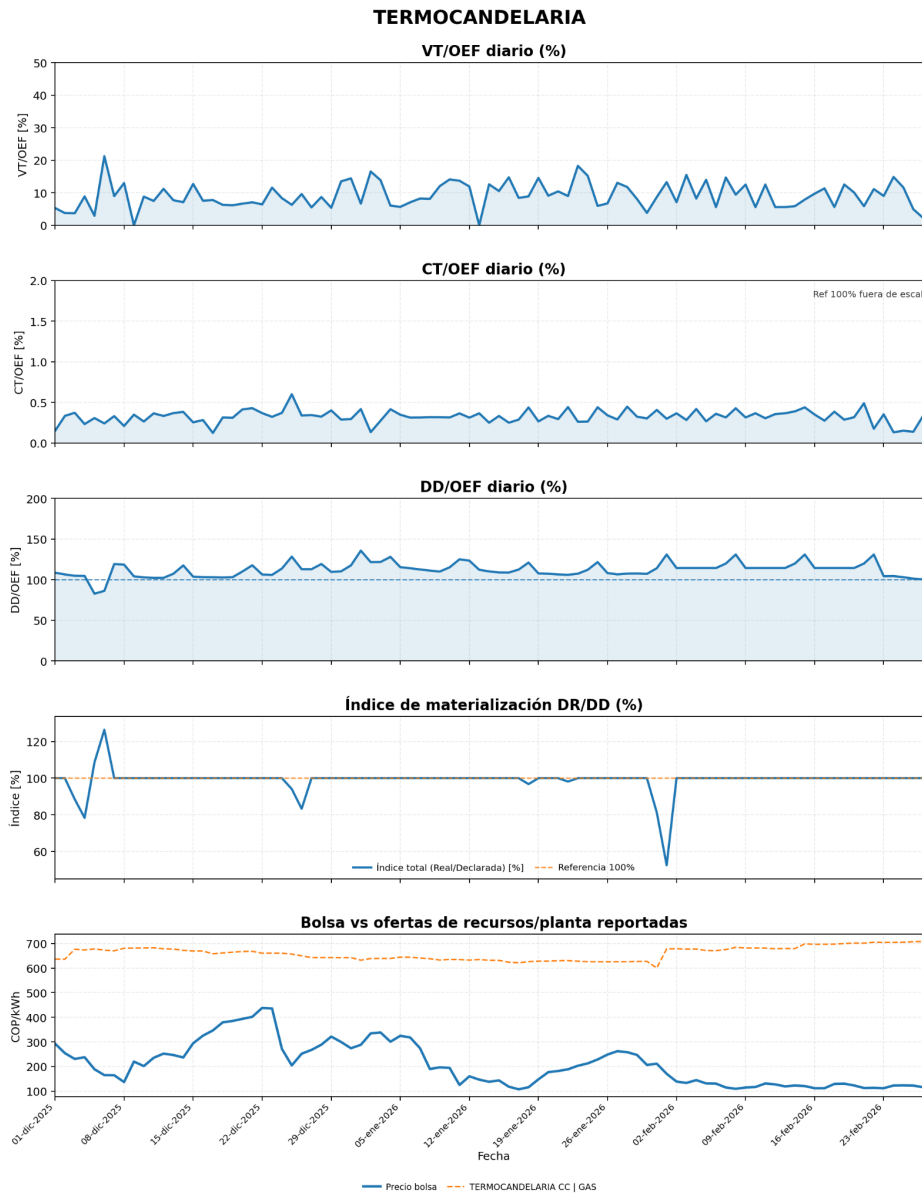
Termocandelaria:

Termocandelaria S.C.A. E.S.P. participa en este análisis con un portafolio de generación térmica a gas, representado principalmente por la unidad Termocandelaria CC, que opera con gas internacional y, de forma complementaria, con gas nacional.

Este recurso corresponde a generación térmica despachable, con participación en la operación del sistema durante el periodo analizado.

En este sentido, el agente refleja un portafolio de generación predominantemente térmico, con presencia en la dinámica operativa y comercial del mercado.

Figura 81. Comparación de variables – Termocandelaria



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El agente presenta un nivel de participación comercial bajo durante todo el periodo, con un indicador VT/OEF que se mantiene muy por debajo del 100%, mostrando variaciones diarias sin alcanzar niveles elevados de forma sostenida.

El indicador CT/OEF se ubica en niveles cercanos a cero a lo largo del trimestre, lo que muestra una cobertura prácticamente inexistente mediante contratos.

En el componente operativo, el DD/OEF se mantiene ligeramente por encima del 100%, con variaciones moderadas, reflejando un nivel de disponibilidad declarada cercano a las obligaciones. Por su parte, el índice de materialización (DR/DD) se ubica en niveles cercanos al 100% durante buena parte del periodo, incluyendo una caída marcada en febrero.

En cuanto al comportamiento de precios, la oferta se mantiene en niveles elevados y relativamente estables durante todo el trimestre, significativamente por encima del precio de bolsa, mientras que este último presenta mayor variabilidad, con una tendencia descendente hacia enero y febrero.

Tabla 19. Estadísticos precios de oferta TERMOCANDELARIA

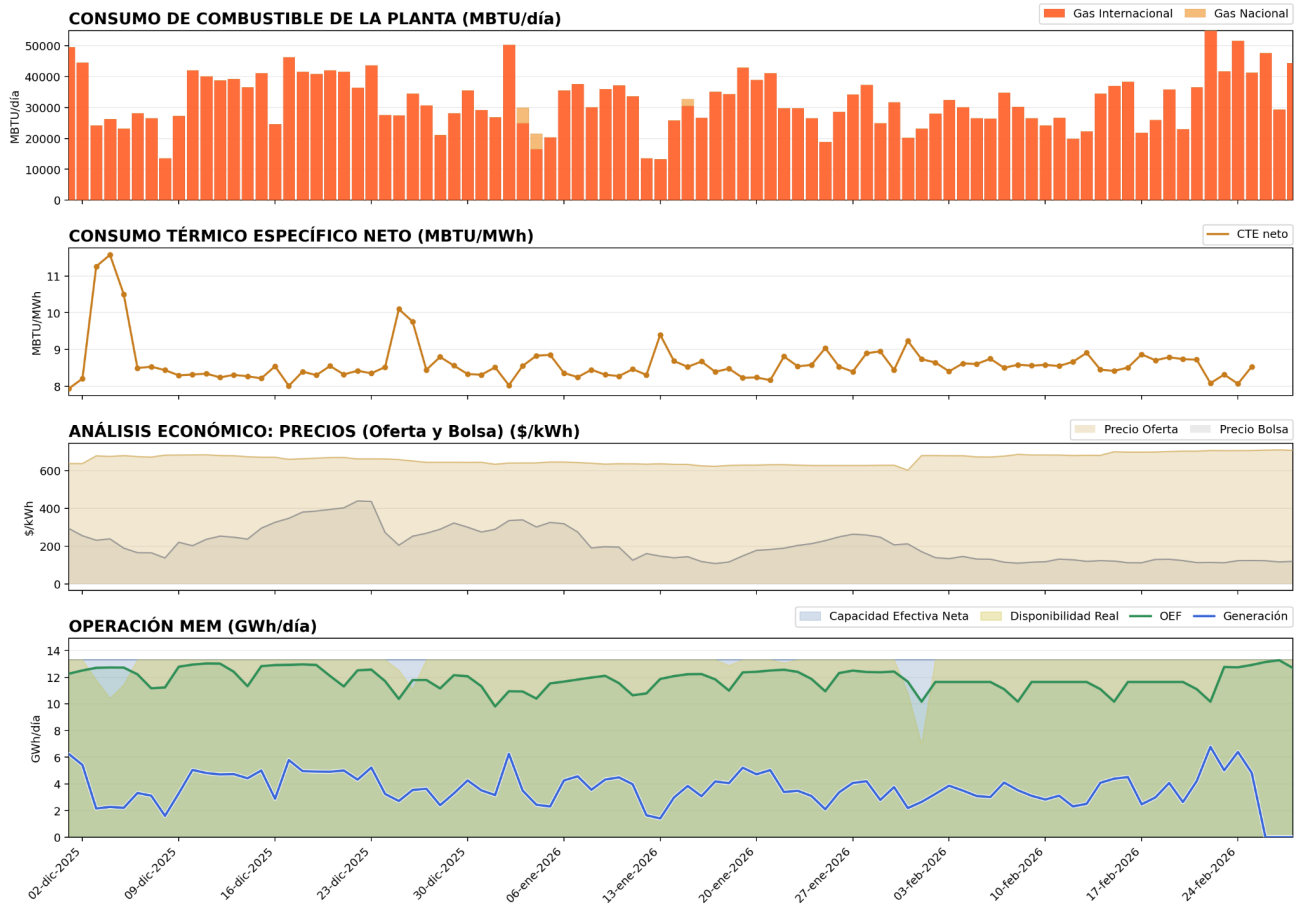
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TERMOCANDELARIA CC	644,03	639,10	32,09	531,18	708,28

Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

Para Termocandelaria CC se observa un precio promedio de 644,03 \$/kWh y una mediana de 639,10 \$/kWh, con una desviación estándar de 32,09 \$/kWh. El rango entre 531,18 y 708,28 \$/kWh refleja una variación moderada en sus precios de oferta, concentrada dentro de una franja relativamente acotada en comparación con otros recursos.

Figura 82. Comparación de variables operativas – Termocandelaria

Planta Térmica: TERMOCANDELARIA CC | Recursos: Gas Internacional | Gas Nacional | 2025-12-01 - 2026-02-28



Fuente: Sinergox – XM y cálculos internos SSPD

El consumo de combustible muestra una operación continua a lo largo del periodo, con predominio del uso de gas internacional. Se observan variaciones diarias en los niveles de consumo, así como algunos picos puntuales, especialmente hacia finales del periodo, sin que se evidencien interrupciones prolongadas en la operación.

El consumo térmico específico neto (CTE) se mantiene en una franja relativamente estable durante la mayor parte del trimestre, con algunos incrementos aislados al inicio de

diciembre y en ciertos momentos intermedios. En general, no se observan cambios persistentes en este indicador.

En el componente de precios, la oferta se ubica en niveles altos y presenta una trayectoria relativamente estable durante todo el periodo, mientras que el precio de bolsa muestra mayor variabilidad, con valores más elevados en diciembre y una reducción progresiva hacia enero y febrero.

Finalmente, en la operación del sistema, la generación se mantiene en niveles bajos en relación con la capacidad disponible, con variaciones diarias y algunos incrementos puntuales hacia el final del periodo. La disponibilidad se mantiene estable, mientras que las obligaciones presentan leves variaciones, sin cambios abruptos a lo largo del trimestre.

4.3. Seguimiento operativo

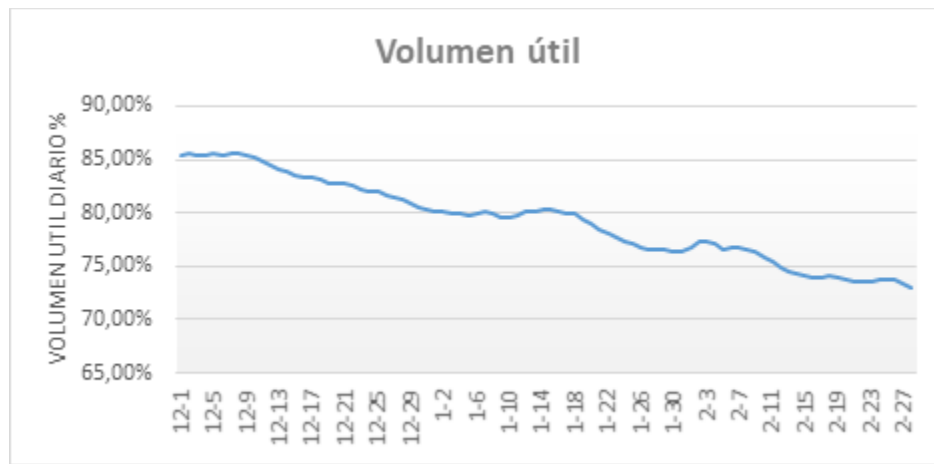
En esta sección se analizan las principales variables operativas del sistema de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM Expertos en Mercados S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico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

4.3.1. Volumen Útil del Sistema

Durante el trimestre comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, el volumen útil del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presenta una reducción cercana a 12 puntos porcentuales frente al inicio del periodo, comportamiento consistente con la dinámica estacional observada históricamente.

No obstante, las reservas hídricas del sistema se mantienen en niveles superiores al promedio histórico para este mismo periodo.

Figura 83. Comportamiento general dic-25 a feb-26 del volumen útil de los embalses



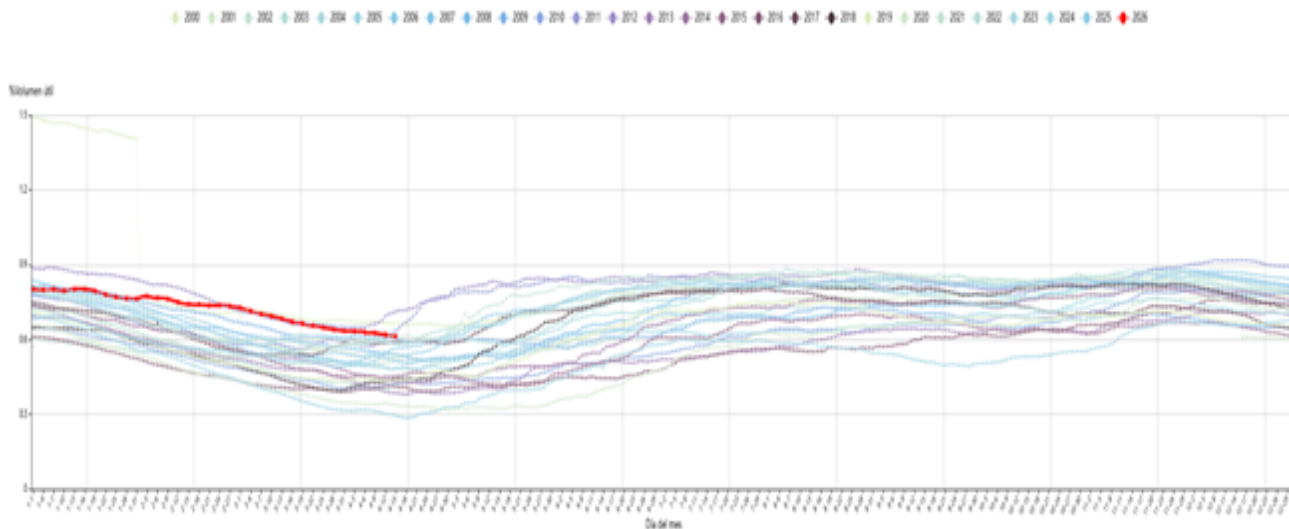
Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

En el mes de diciembre, el volumen útil diario inició en 85,44% y presentó un comportamiento descendente a lo largo del mes, fluctuaciones moderadas. Durante la primera quincena se observaron valores cercanos y superiores al 83%, alcanzando un máximo de 85,61% el 8 de diciembre. Posteriormente, el volumen útil mostró una tendencia a la baja, cerrando el mes en 80,29%, lo que representó una reducción aproximada de alrededor de 5 puntos porcentuales frente al inicio del mes.

Para el mes de enero de 2026, el volumen útil registró inicialmente valores ligeramente inferiores a los observados al cierre de diciembre, con un mínimo cercano al 76,33% el 30 de enero. A partir de la segunda semana del mes, se mantiene la disminución, presentando un volumen promedio diario del 77%. El mes cerró con un valor de 76,35%, reflejando continuidad de la tendencia descendente observada a comienzos del periodo.

Durante febrero, el comportamiento del volumen útil fue inicialmente creciente llegando a un valor máximo de 77,4%. Para la segunda semana del mes, el volumen bajó a valores cercanos al 74%, siendo, aun así, valores mayores a los históricos del sistema. Para la última quincena, continúa la tendencia decreciente y el sistema se sitúa en 73,01% al finalizar el mes.

Figura 84. Comportamiento histórico del volumen útil de los embalses y aportes hídricos del SIN



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

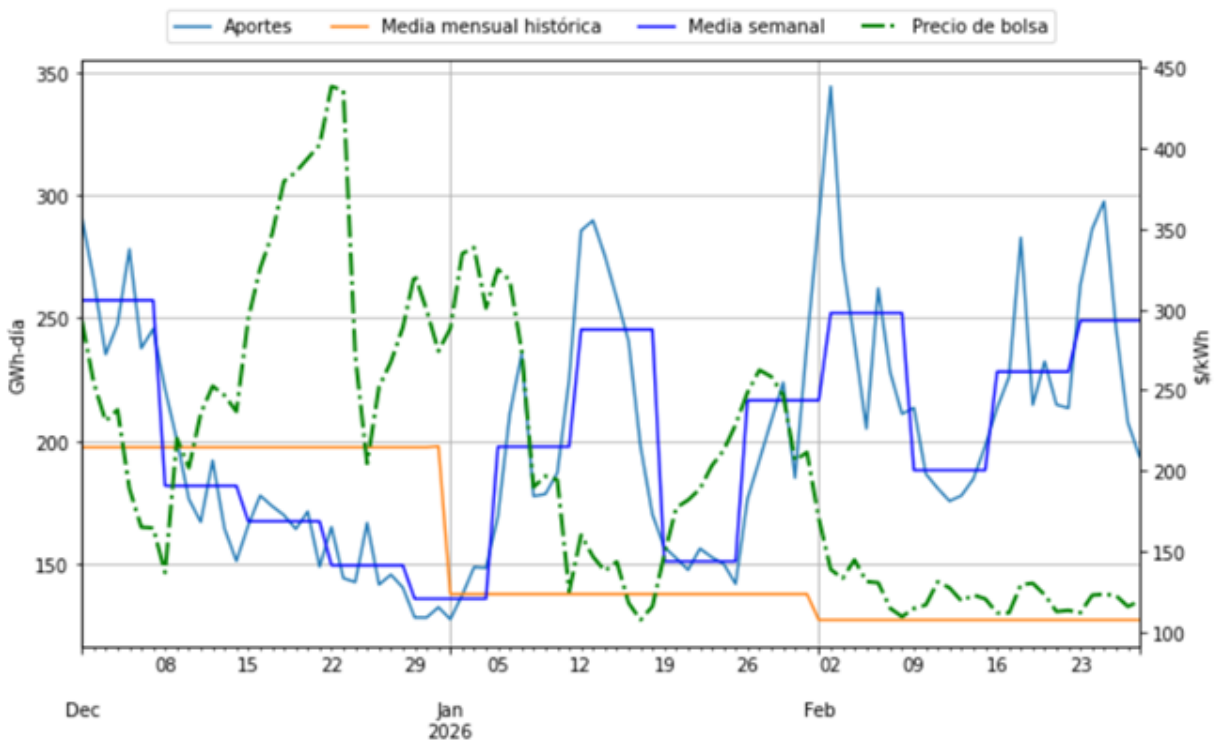
La figura anterior muestra el comportamiento histórico del porcentaje del volumen útil de los embalses y los aportes hídricos del SIN desde 2020, destacando la línea en rojo para el año 2026 se evidenció una tendencia por encima de los valores históricos registrados en el sistema. Tras iniciar el año con niveles moderados, en torno al 80%, y con una tendencia a la disminución durante el inicio de año, aun así, reflejando una condición hidrológica favorable y una operación prudente del sistema, lo cual ha contribuido a consolidar la seguridad energética nacional.

4.3.2. 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. Durante el trimestre comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, los aportes presentaron un aumento marcado con respecto a la media mensual

histórica, principalmente desde mitad de enero y presentando un pico considerable en los primeros días del mes de febrero, con valores superiores a las medias históricas y finalizando el periodo con una leve disminución, aun así, sin sobrepasar la media mensual histórica.

Figura 85. Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

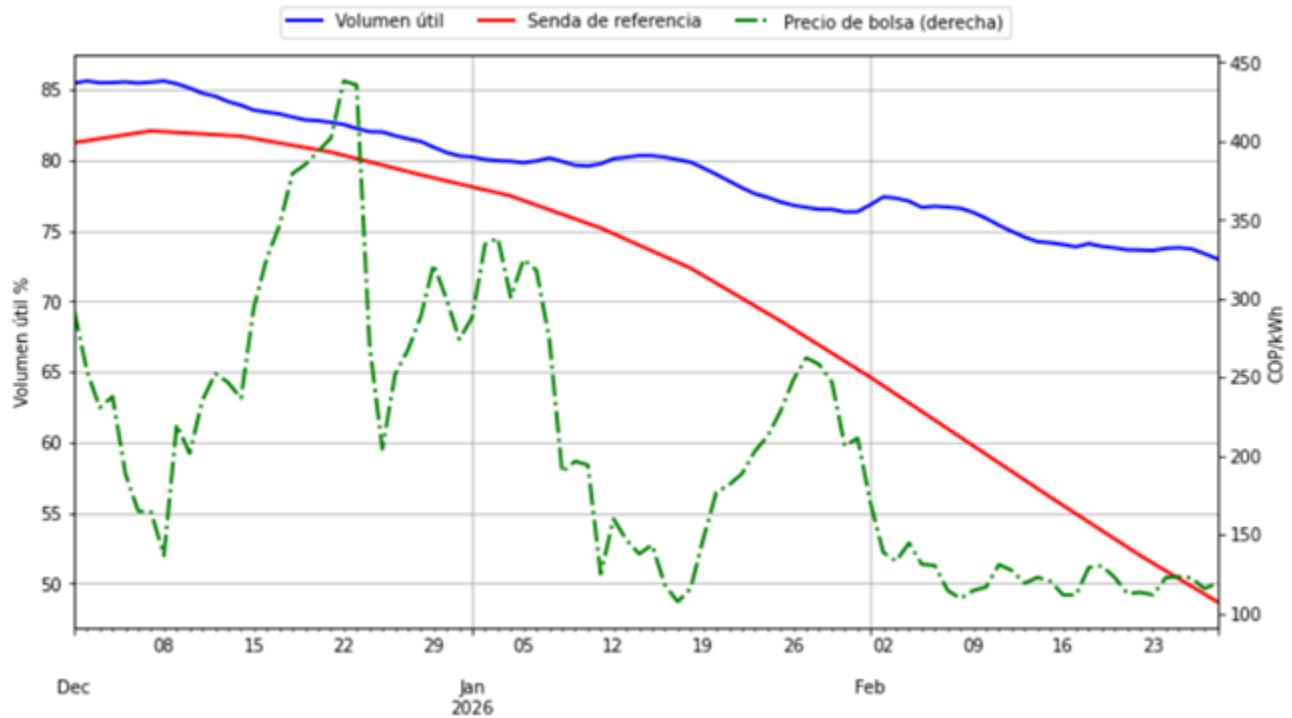
En diciembre, los aportes promediaron 215 GWh/día, estando en niveles inferiores a la media histórica mensual. Esta condición desfavorable no logró mantener una oferta hídrica sólida, lo cual se refleja en precios de bolsa con el pico más alto en todo el periodo de análisis de 348 \$/kWh. Durante gran parte del mes, los aportes se situaron por debajo del promedio histórico, alcanzando valores diarios inferiores a 145 GWh/día, lo que se tradujo en una baja disponibilidad de generación hidráulica.

En el mes de enero, los aportes mostraron tendencia al alza hasta llegar a un promedio de 285 GWh/día a mitad del mes, lo cual hace que estuvieran por encima de la media histórica (146 GWh/día). El sistema mostró una recuperación de su estabilidad operativa. En cuanto a precios de bolsa estos promediaron los 199 \$/kWh, mostrando oscilaciones a la baja hacia finales del mes. Sin embargo, la variabilidad diaria de los aportes aumentó, mostrando un cambio hacia condiciones hidrológicas más favorables.

Por último, en febrero se observó un pico de los aportes en los primeros dos días, alcanzando 346 GWh/día, los cuales son superiores a la media mensual histórica (110 GWh/día), para todo el mes. Aunque los aportes bajan hasta la segunda semana, esto se tradujo en el descenso de los precios de bolsa, que alcanzaron un promedio mensual de 140 \$/kWh.

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

Figura 86. Volumen Útil, Precio de bolsa y senda de referencia XM



Fuente: Sinergox 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).

Durante el trimestre comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, el volumen útil inicio con una tendencia estable y posteriormente fue descendiendo, iniciando el 1 de diciembre en un valor de 85,44% y alcanzando su punto mínimo el último día del periodo, esto acorde a las tendencias y valores históricos, tal como lo señala la senda de referencia, sin embargo, los valores alcanzados son superiores en casi todos los años de seguimiento de variables hidrológicas para este mismo periodo. Este comportamiento evidencia una

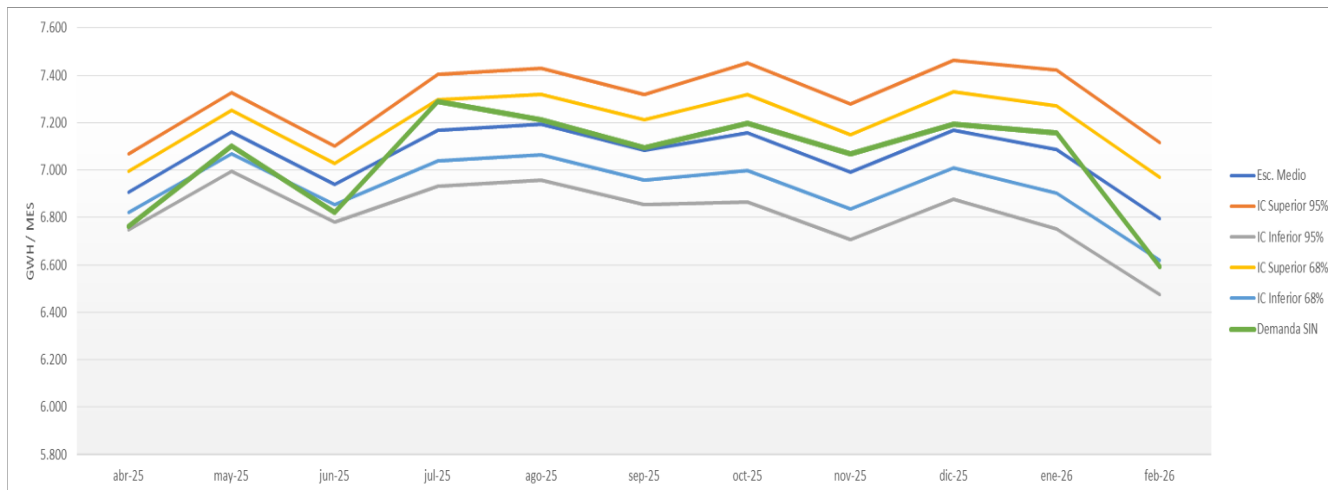
condición estable de almacenamiento en el sistema, permitiendo contar con una mayor holgura operativa frente a las demandas energéticas para este lapso de análisis.

Por su parte, la senda de referencia mostró un decrecimiento marcado, iniciando el periodo en 81,4% y alcanzando un máximo de 82,1% en la primera semana de diciembre y llegando a un nivel cercano de 73% a finalizar este periodo, en todo caso, siempre por encima de la senda de referencia. En cuanto al precio en bolsa, presentó fluctuaciones en todo el periodo, con tendencia a disminuir en momentos marcados, y de aumento en varios momentos, en especial en la segunda y última semana diciembre, la primera de enero y en la segunda semana de enero, posteriormente un precio estable en promedio a 114 \$/Kwh para el mes de febrero.

4.3.3. 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 febrero 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 68%.

Figura 87. Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037.

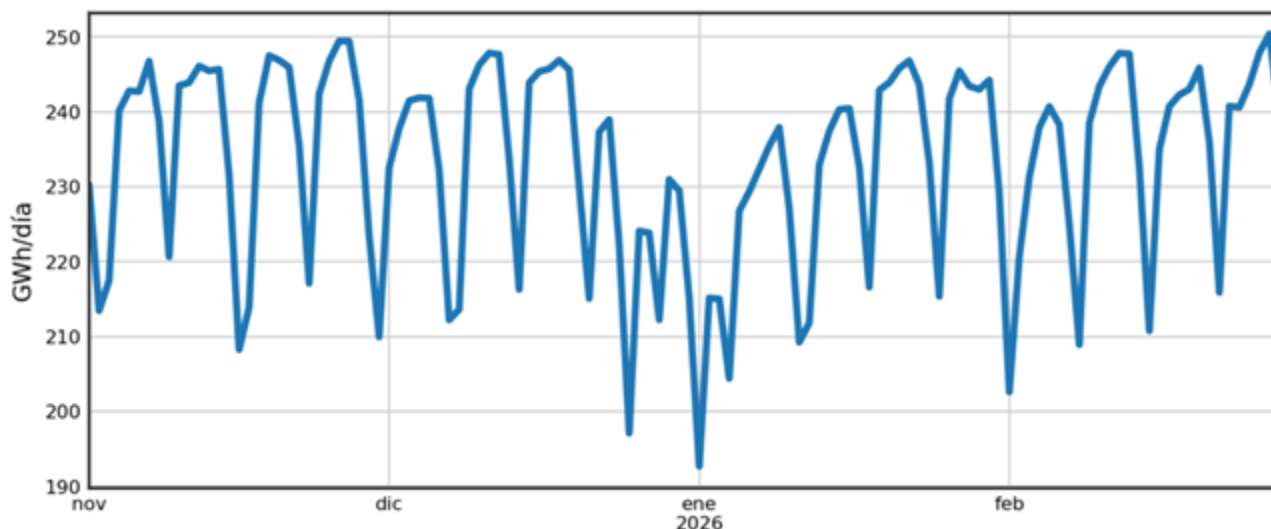


Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

Según las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la revisión de febrero de 2026, la demanda de energía eléctrica del SIN durante los meses de diciembre de 2025 y enero de 2026 se ubicó por encima del límite del escenario medio, aunque por debajo del límite superior del intervalo al 68%. Por el contrario, en el mes de febrero se encuentra al mismo nivel del escenario medio y por encima del límite inferior al 95%, reflejando un comportamiento dentro del rango esperado de variabilidad. Dicho esto, la demanda real en el SIN se encuentra sin variaciones en este periodo, evidenciando una evolución coherente con las proyecciones establecidas por la UPME.

En la siguiente figura se presenta la evolución diaria de la demanda del SIN durante el periodo de estudio. Para el mes de diciembre, la demanda promedio fue de 229,30 GWh/día, con un valor máximo alcanzado de 244,59 GWh/día.

Figura 88. Evolución de la demanda diaria del SIN



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

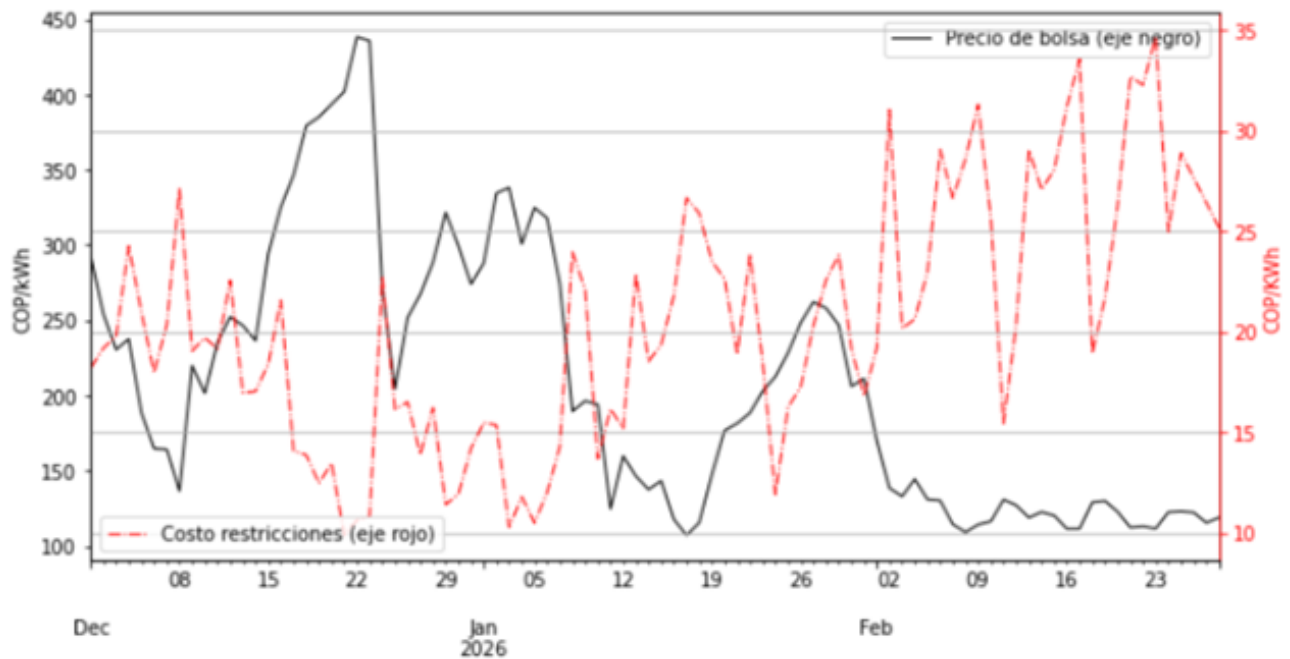
Durante el mes de enero, la demanda promedio se mantuvo prácticamente inalterada, alcanzando los 229,24 GWh/día, con picos de 245,22 GWh/día y mínimos en torno a 191,34 GWh/día, a inicios del mes.

En el de febrero, la demanda presenta una tendencia creciente, registrando un promedio de 233,98 GWh/día, con valores máximos de 248,99 GWh/día y mínimos de 201,03 GWh/día. En general, el comportamiento para este trimestre mostró una demanda estable, con una tendencia al alza hacia finales del periodo, consistente con la evolución observada en el sistema eléctrico nacional.

4.3.4. 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 \$/kWh, sus niveles difieren significativamente, por lo que se emplean ejes separados para facilitar su lectura y comparación.

Figura 89. Costo de restricciones y precio de bolsa



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

El comportamiento conjunto de ambas series evidencia una divergencia durante el trimestre analizado. Mientras el costo de las restricciones presenta una tendencia creciente, el precio de bolsa muestra una trayectoria descendente en términos generales.

En particular, el costo de las restricciones registra un promedio trimestral de 20,46 COP/kWh, con valores de 17,11 COP/kWh en diciembre, 18,43 COP/kWh en enero y un incremento más marcado en febrero, cuando alcanza 26,42 COP/kWh.

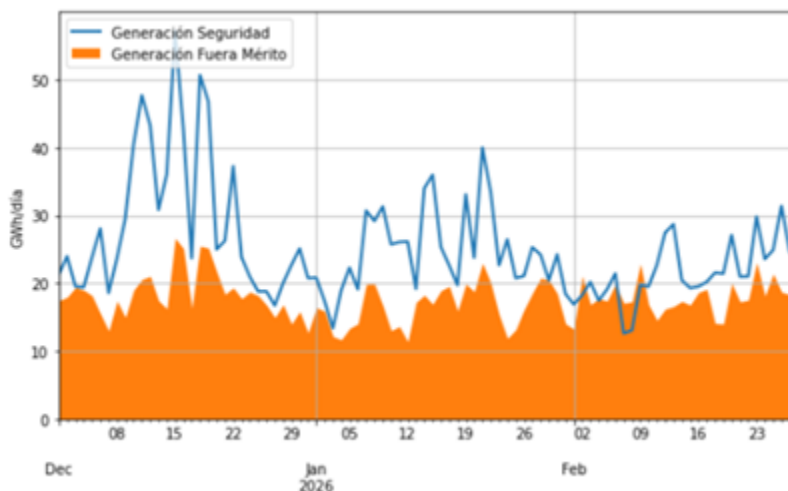
Por su parte, el precio de bolsa presenta un comportamiento opuesto: parte de un promedio de 293,50 COP/kWh en diciembre, disminuye a 231 COP/kWh en enero y continúa su reducción en febrero, con un promedio cercano a 135 COP/kWh, a pesar de algunos incrementos puntuales a inicios del mes.

En cuanto al comportamiento de la generación fuera de mérito y la generación de seguridad durante el trimestre diciembre de 2025 – febrero de 2026, se observó una

dinámica estable para la generación fuera de mérito y algunos picos en la generación de seguridad en este lapso.

La generación de seguridad presentó para este trimestre promedios diarios de 25,35 GWh/día, representados en 29,15 GWh/día para diciembre, 24,91 GWh/día en enero y 21,65 GWh/día para febrero, siendo el mes de diciembre el de mayor representación. En términos generales, mantuvo un comportamiento variado a lo largo del periodo, con incrementos en diciembre y la tercera semana de enero, esto asociado al aumento de la demanda y a condiciones operativas que requirieron mayor respaldo en el sistema.

Figura 90. Generación de seguridad vs fuera de mérito



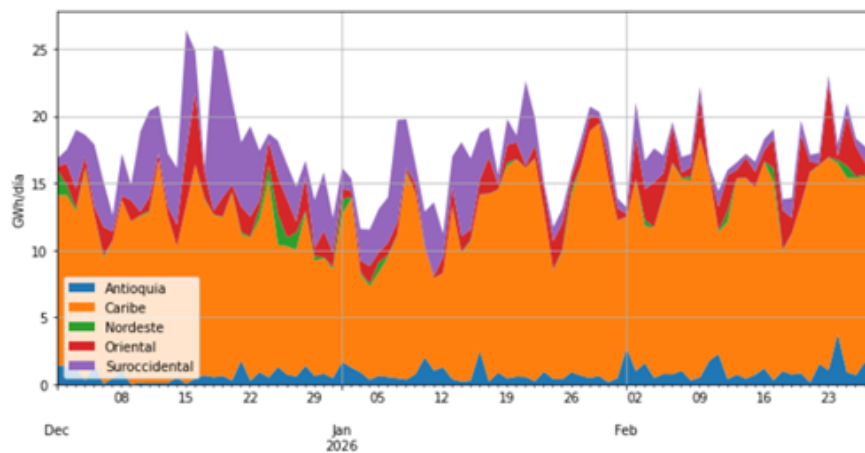
Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

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 diciembre–febrero de 2026. Este tipo de generación corresponde a la energía requerida para atender restricciones operativas del sistema.

Figura 91. Generación fuera de mérito por área



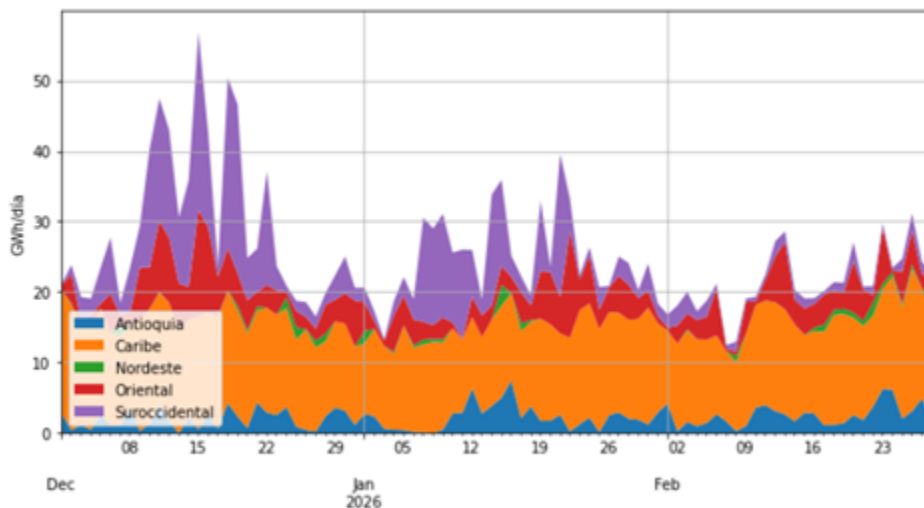
Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

Durante el periodo analizado, se observó que la mayor participación se concentró en el área Caribe, la cual aportó en promedio el 71% de la generación fuera de mérito total, reflejando su papel predominante en la atención de las restricciones. En segundo lugar, se ubicó el área Suroccidental, con una participación del 14%, seguida por el área Oriental, que representó el 8%. De otra parte, el área Antioquia contribuyó con aproximadamente el 5%, mientras que el área Nordeste tuvo una participación marginal del 1%.

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 92. Generación de seguridad por área



Fuente: Sinergox y cálculos internos SSPD

En términos generales, se observa un incremento de la generación en diciembre, decreciendo levemente en enero y reduciendo en el mes de febrero y con rangos más estables, lo cual está asociado principalmente a requerimientos operativos en algunas áreas del país.

Al desagregar por regiones, se observa que el mayor peso provino del área Caribe, con una participación mayor al 71% del total trimestral, consolidándose como la zona con mayores requerimientos de generación de seguridad. Le siguen en su orden las áreas Suroccidental, Oriental y Antioquia.

En conjunto, tanto la generación de seguridad como la generación fuera de mérito se presentan como elementos relevantes en la operación del SIN. En ambos casos, está se concentra principalmente en el área Caribe, reflejando la necesidad de respaldo local ante restricciones estructurales del sistema, de la misma manera, evidenciando un papel fundamental en la atención de requerimientos operativos y de confiabilidad.

5. Energía Eléctrica: Cargo por Confiabilidad

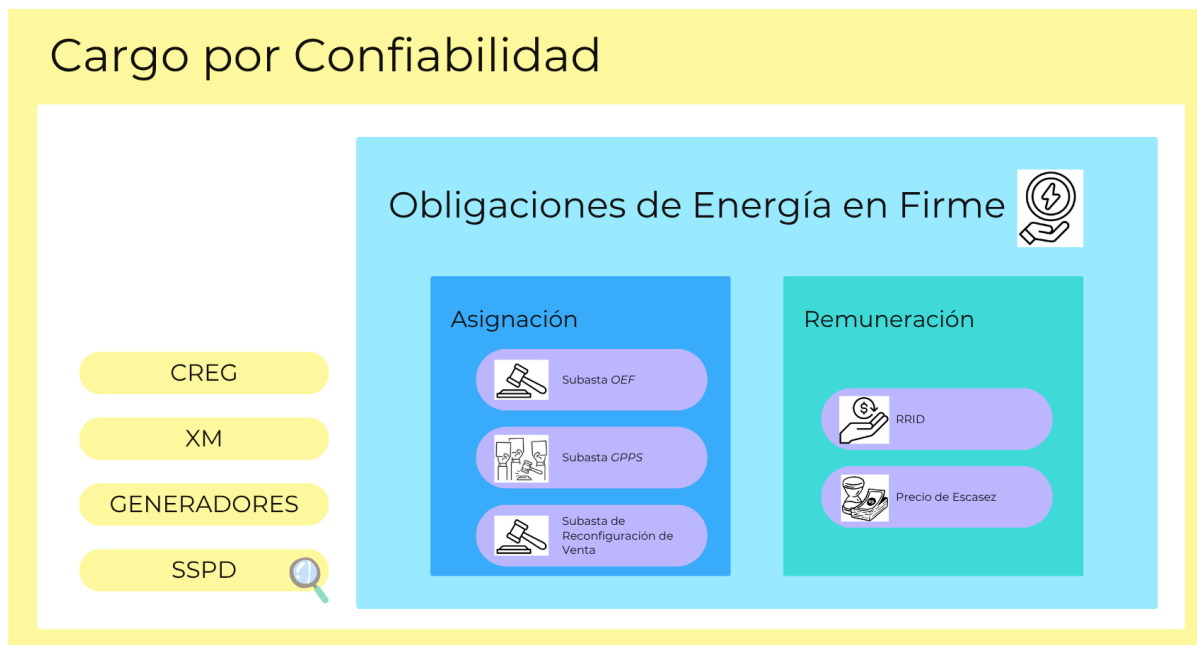
Entre los mecanismos económicos implementados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG -, en cumplimiento del objetivo básico de la función de regulación³, se encuentra el Cargo por Confiabilidad. Esta remuneración a favor del agente generador busca garantizar a los usuarios la confiabilidad⁴ en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas. El CREG expidió la Resolución CREG 71 de 2006, por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad, reemplazando el mecanismo de Cargo por Capacidad.

El presente capítulo presenta un análisis sobre el funcionamiento del mecanismo, a partir del monitoreo de algunas variables asociadas al Cargo por Confiabilidad, las subastas de Obligaciones de Energía Firme - OEF -, la Remuneración Real Individual Diaria - RRID - y los agentes participando en este mecanismo, detallando las plantas y sus tecnologías involucradas.

³ 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."

⁴ Asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994.

Figura 93. Actores y elementos del mecanismo Cargo por Confiabilidad.



Fuente: Elaboración propia SSPD

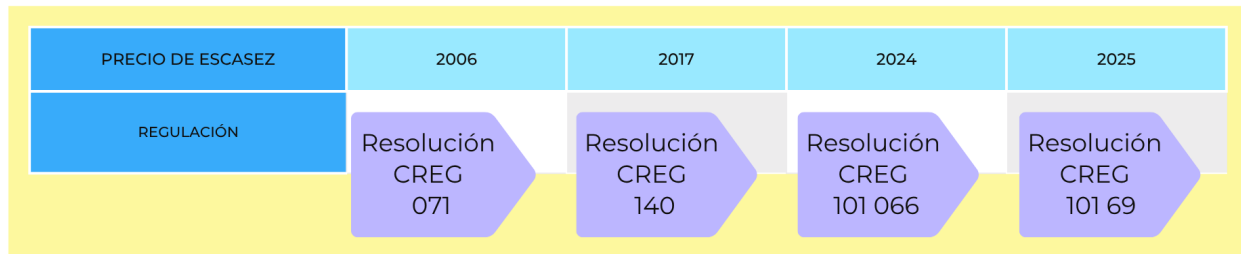
Bajo el enfoque de garantizar confiabilidad en la generación, el mecanismo se estructuró para que las empresas generadoras participen voluntariamente en subastas administradas por XM (en sus funciones como ASIC) para asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF -, por las cuales reciben una remuneración fija a cambio de garantizar su disponibilidad para producir la energía comprometida cuando el sistema lo requiera.

5.1. Precio de Escasez

En escenarios de escasez, las empresas generadoras asumen la responsabilidad de entregar dicha energía, recurriendo si es necesario a mecanismos de respaldo o “anillos de seguridad”. Esta energía es transada a un valor máximo predefinido, denominado Precio de Escasez - PE -. De esta manera, se busca que el riesgo de escasez se traslade a las empresas generadoras y no a los usuarios, lo que contribuye a mantener ingresos más estables de las empresas generadoras y a garantizar la confiabilidad del servicio eléctrico.

La evolución de la activación del Cargo por Confiabilidad y de la aplicación del precio de escasez ha atravesado tres etapas regulatorias principales. A continuación, se presenta un comparativo de los cambios normativos con base en la regulación vigente:

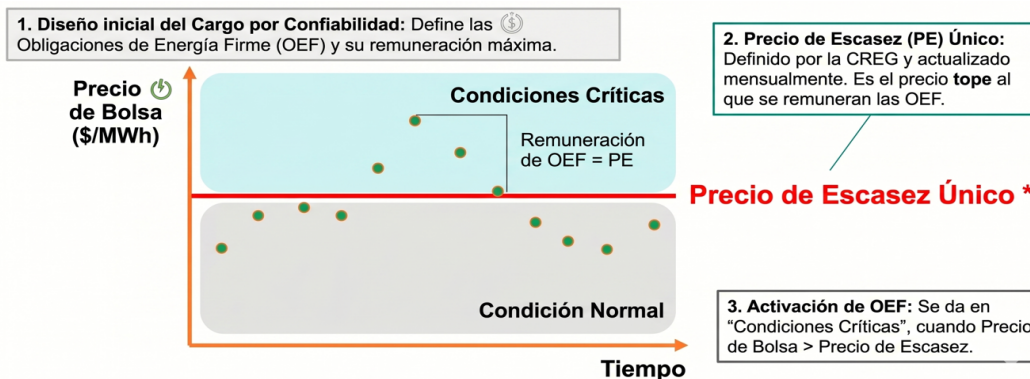
Figura 94. Línea de tiempo de la regulación del cargo por confiabilidad



. Fuente: Elaboración propia SSPD

5.1.1. Resolución CREG 071 de 2006

Figura 95. Precio de escasez según Resolución CREG 071 de 2006



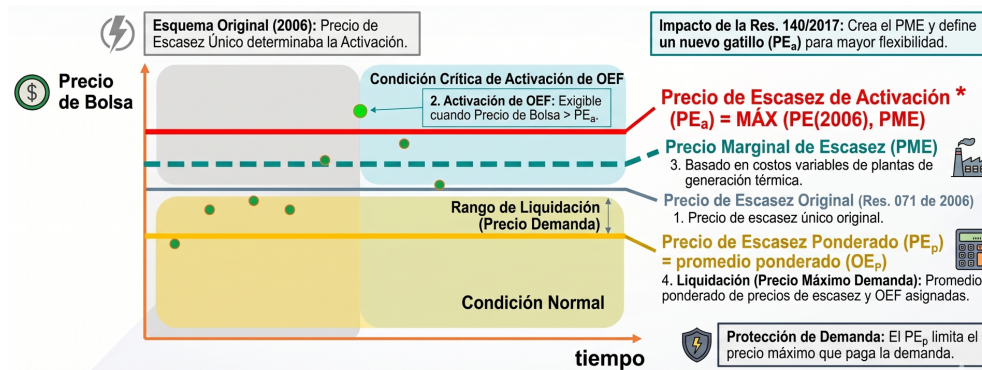
Fuente: Elaboración propia SSPD

En la metodología inicial adoptada por la CREG para el Cargo por Confiabilidad, la activación de las OEF se fundamentó en el concepto de "Condiciones Críticas", el cual se declara cuando el precio de bolsa supere un Precio de Escasez único, definido y actualizado mensualmente por la CREG. No obstante, este mecanismo presentaba una

limitación estructural: estaba indexado a un indicador internacional que no guardaba relación con los costos reales de los combustibles en Colombia. Esta desconexión se manifestó en ineficiencias operativas, ya que el techo de remuneración de las OEF no siempre reflejaba la realidad económica de la generación térmica en el país durante periodos de estrés hídrico.

5.1.2. Resolución CREG 140 de 2017

Figura 96. Precio de escasez según Resolución CREG 140 de 2017



Fuente: Elaboración propia SSPD

Con esta resolución se introdujo una nueva metodología y se ajustó la regla de activación, con el fin de hacerla compatible con los generadores que ya contaban con obligaciones bajo el esquema anterior (Resolución CREG 071 de 2006).

En primer lugar, se definió el Precio Marginal de Escasez - PME - como un nuevo referente basado en los costos variables de las plantas de generación térmica, lo que permitió alinear mejor la señal de escasez con las condiciones reales del sistema.

Adicionalmente, se unificó la regla de activación mediante la creación del Precio de Escasez de Activación - PE_a -, estableciendo que las OEF se hacen exigibles cuando el precio de bolsa supera este valor. El PE_a se definió como el máximo entre el PE original

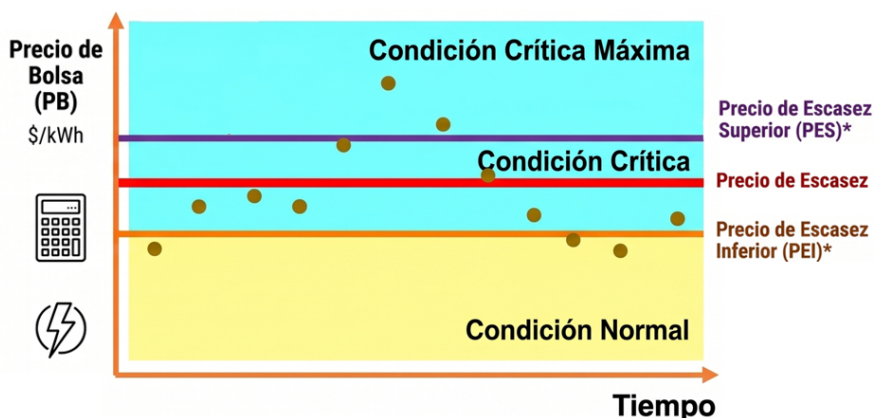
establecido en la Resolución CREG 071 de 2006 y el nuevo PME, no obstante, el PME siempre es el valor máximo.

Finalmente, en materia de liquidación, se estableció el Precio de Escasez Ponderado - PEp -, con el objetivo de proteger a la demanda. Este precio corresponde a un promedio ponderado entre los precios de escasez y las cantidades de OEF asignadas, y actúa como el precio máximo que los usuarios pagan por sus compras en bolsa durante periodos de escasez.

Con la entrada en vigor de esta metodología, se evidenció la necesidad de realizar la verificación de las OEF a nivel de planta y no de agente. Esto responde a que las unidades de generación presentan estructuras de costos diferenciadas, lo que hace inapropiado el uso de un umbral único. En este sentido, la metodología introduce un esquema de activación diferenciado, acorde con las características operativas de cada planta.

5.1.3. Resolución CREG 101 066 de 2024

Figura 97. Precio de escasez según Resolución CREG 101 066 de 2024.



Fuente: Elaboración propia SSPD

La Resolución CREG 101 066 de 2024 entró en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial, la cual, de acuerdo con los registros normativos, se realizó el 2 de diciembre de 2024. No obstante, desde su entrada en aplicación no se ha presentado su activación, dado que este mecanismo está diseñado para operar en condiciones críticas del sistema, particularmente en escenarios de baja hidrología o hidrología crítica, asociados al Fenómeno de El Niño en el país.

El cambio más reciente y significativo, motivado por la necesidad de reconocer que las plantas tienen diferentes estructuras de costos. Se eliminó el umbral único y se pasó a un sistema de activación diferenciado:

- Clasificación de plantas: Los generadores se dividieron en dos grupos:
 - Plantas con Costos Variables Superiores - PCVS -: Aquellas que respaldan sus OEF con combustibles líquidos o gas.
 - Plantas con Costos Variables Inferiores - PCVI -: Aquellas que respaldan sus OEF con recursos renovables o carbón en más del 50%.
- Múltiples Precios de Escasez: Se crearon el Precio de Escasez Superior - PES - (que corresponde al PME y aplica a las PCVS) y el Precio de Escasez Inferior - PEI - (con un valor base de referencia de 359 \$/kWh, que aplica a las PCVI).
- Nueva regla de Activación individualizada: Las "Condiciones Críticas" ahora ocurren cuando el precio de bolsa es mayor a alguno de los precios de escasez. Ya no hay un umbral máximo unificado; en su lugar, las OEF son exigibles para cada generador específico cuando el precio de bolsa supera el "precio de escasez de activación que le corresponda" según su tecnología y asignación.

5.1.4. Resolución CREG 101 069 de 2025

La Resolución CREG 101 069 de 2025 introduce varias modificaciones a la Resolución CREG 101 066 de 2024. Las más importantes son:

- Ajuste en los plazos de implementación y pruebas: Se modifica el artículo 40 para establecer que el ASIC tendrá 15 días calendario para implementar las reglas del Anexo 7.
- Tratamiento de la Energía Vendida y Embalsada (EVE): Se modifica la numeración y el contenido relacionado con el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) para generadores. Se estipula que la energía vendida y embalsada contará como generación para cumplir con las OEF, y si hay excedentes, estos se podrán utilizar para cubrir contratos de energía firme en el mercado secundario.
- Definición de la variable OEFm: Se actualiza el Anexo 1 para aclarar que esta variable representa la sumatoria de las OEF respaldadas mensuales del periodo de cargo 2024-2025, la cual aplica con independencia del precio del Cargo por Confiabilidad que se haya asignado originalmente.
- Nuevas variables para la liquidación de las Obligaciones de Energía Firme (Anexo 7) Estas variables se utilizan cuando el precio de bolsa supera los precios de escasez de activación:
 - ODEF con el mecanismo DDV: Obligación Diaria de Energía Firme que ahora integra específicamente la Demanda Desconectable Voluntaria Verificada (DDV) de cada planta.
 - FA (Factor de Ajuste Diario): Factor proporcional que se aplica cuando la demanda doméstica, la reducción de demanda (RDV) y el racionamiento son menores que la suma total de las obligaciones de energía firme de todas las plantas.

- ODEFA (Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada): Resulta de multiplicar la ODEF original de cada planta por el Factor de Ajuste Diario (FA).
- DOEF (Desviación de la ODEFA): Mide la diferencia entre la generación ideal nacional de una planta y su ODEFA.
- OHEFA (Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada): Distribuye la obligación diaria ajustada hora por hora basándose en la generación ideal de las plantas que tienen desviaciones positivas o nulas.
- VOHEFA (Valor de la Desviación de la OHEFA): Es el valor económico (un pago a efectuar al generador) resultante de la diferencia entre la generación ideal y la OHEFA, valorado a la diferencia entre el Precio de Bolsa Nacional (PB) y el Precio de las transacciones en bolsa (PTB).

En este contexto, el nuevo esquema diferenciado de precios de escasez introducido por las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 se evaluará cuando el mercado enfrente condiciones de elevado estrés.

5.2. Recaudo de la remuneración del Cargo por Confiabilidad

La remuneración que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC - paga a cada agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y cumplimiento de la OEF que le fue asignada por subasta, se monitorea por medio de las variables RRID y Remuneración Real Total - RRT - publicada por el mismo ASIC. La Remuneración Real Individual Diaria es calculada por el ASIC como parte del procedimiento de conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Confiabilidad indicado en la regulación.

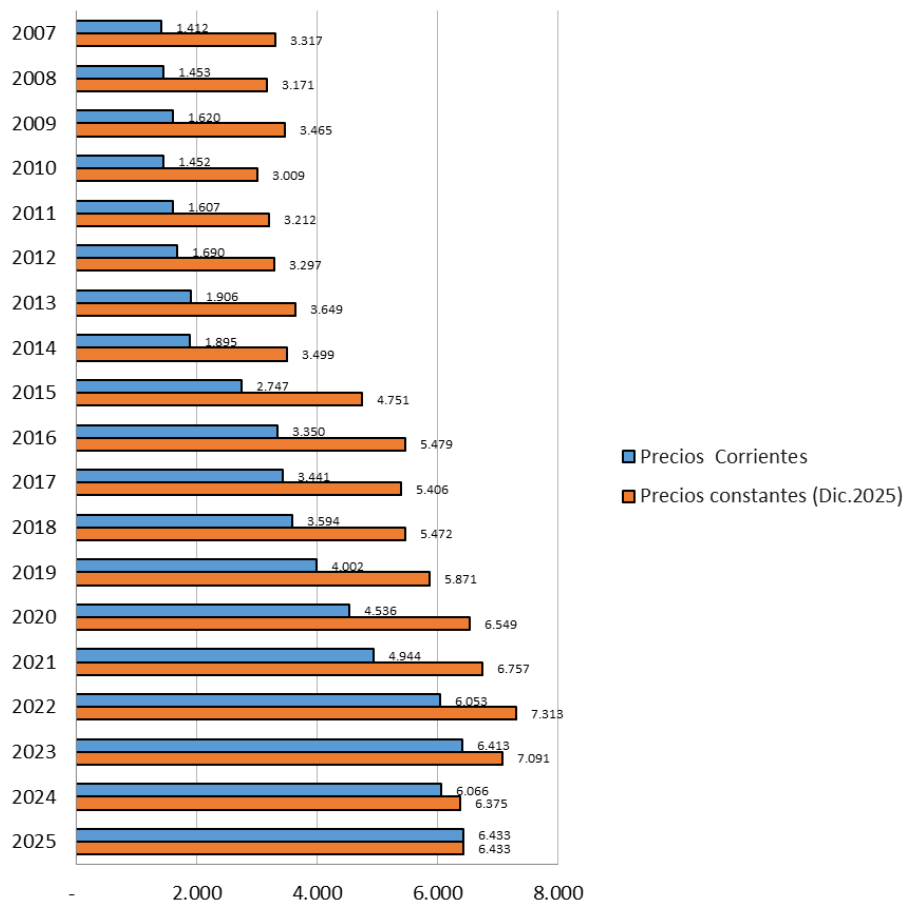
5.2.1. Remuneración Real del Cargo por Confiabilidad

En la siguiente figura se presenta el recaudo anual, tanto en precios corrientes como en precios constantes a diciembre de 2025. Desde la adopción del mecanismo para el periodo

comprendido entre 2007 y 2025, el reporte es de 94,1 billones de pesos constantes por concepto de RRID. Esta remuneración ha superado el triple de su valor desde 1,41 billones de pesos corrientes en 2007 a 6,43 billones de pesos en 2025.

Entre 2014 y 2022, la RRT presenta una tendencia de crecimiento, diferenciada de lo presentado entre los años 2023 y 2025, la variable RRID decrece cerca de un 12% en precios constantes, diferencia que se evidencia en la inflación de estos años, mientras que a precios corrientes la variable mantiene su nivel.

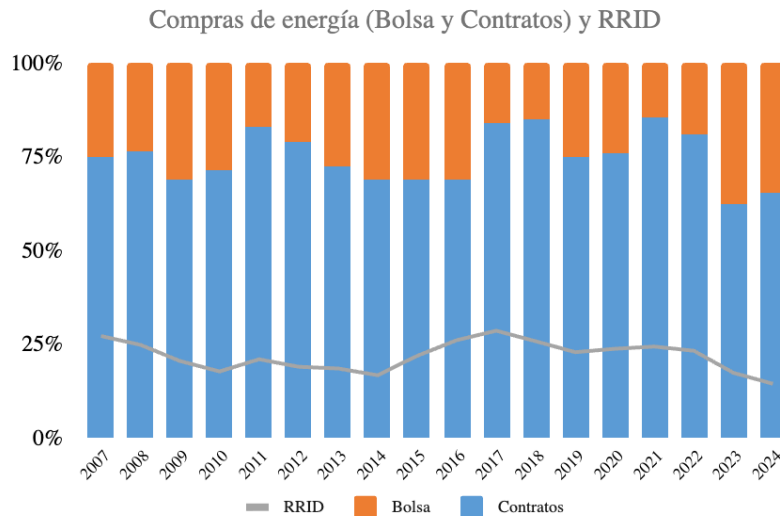
Figura 98. RRID del Cargo por Confiabilidad en Miles de millones COP



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

La participación en las transacciones de energía en la bolsa respecto a la participación en el mecanismo de compra de energía con contratos de largo plazo ha variado a lo largo del tiempo incrementando de un 25% en 2007 a superar el 33% de forma consecutiva en los últimos tres años (2023 a 2025). En comparación con el total de las compras de energía en contratos y bolsa, la RRID anual representa un promedio cerca del 24%, alcanzando su valor más bajo en el 2024, representando el 15%.

Figura 99. RRID y distribución de compras de energía por contratos y por bolsa

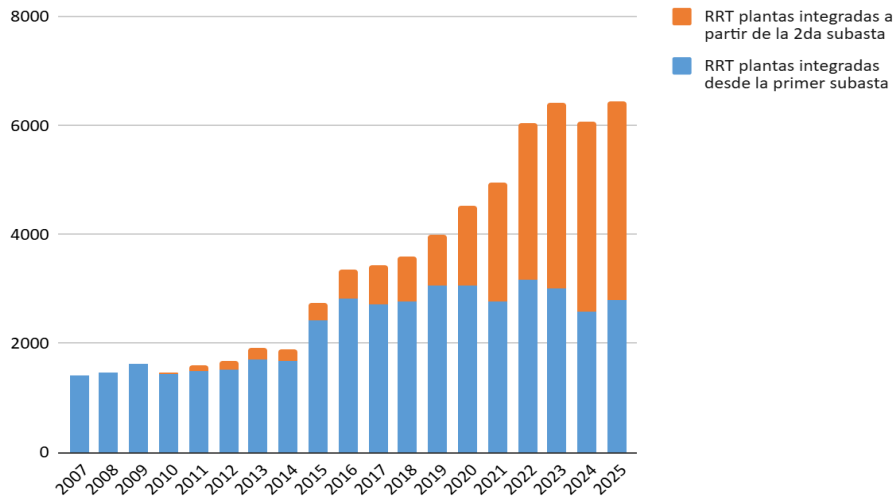


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

5.2.2. Integración de plantas en el mecanismo de Cargo por Confiabilidad

Teniendo en cuenta la naturaleza de este mecanismo y la interrelación con el CAPEX de cada planta de generación, en la siguiente figura se relaciona la distribución del RRT en plantas que entraron a través de las distintas subastas, respecto a las plantas iniciales que participaron en el mecanismo, las cuales han aumentado el RRT desde 1,4 billones de pesos corrientes en 2007 a 2,8 billones de pesos corrientes en 2025. Desde 2023, el RRT de plantas que entraron a través de las distintas subastas supera el RRT de las plantas iniciales que participaron en el mecanismo.

Figura 100. RRT entre plantas que participaron inicialmente y plantas integradas al mecanismo posteriormente



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

5.3. Participación en la subasta OEF

La Asignación de OEF se realiza por medio de subastas administradas por el ASIC, el cual emplea dos tipos de subastas: subastas de reloj descendente y cuyas reglas y metodología se encuentran definidas en la Resolución CREG 071 de 2006 y subastas tipo Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación - GPPS -, la cual es una subasta de sobre cerrado. Los agentes generadores pueden participar en cada subasta con las plantas y/o las unidades de generación que representen comercialmente según lo indicado en la regulación.

A continuación, se relaciona para cada subasta de reloj descendente realizada desde la adopción del mecanismo, el número de agentes y de plantas con asignaciones de OEF resultado de la subasta y el inicio de la vigencia de las obligaciones asignadas:

Tabla 20. Subastas para asignación de OEF

SUBASTA	AÑO	AGENTES	PLANTAS	INICIO VIGENCIA
1	2008	18	54	2012 - 2013
2	2011	19	51	2015 - 2016
3	2019	27	66	2022 - 2023
4	2024	42	80	2027 - 2028

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

Adicionalmente, el ASIC ha conducido dos subastas de tipo GPPS en 2008 y 2012, con el fin de realizar asignaciones de largo plazo para proyectos nuevos con periodos de ejecución de 10 o más años, tal como se relaciona en la siguiente tabla:

Tabla 21. Subastas tipo GPPS

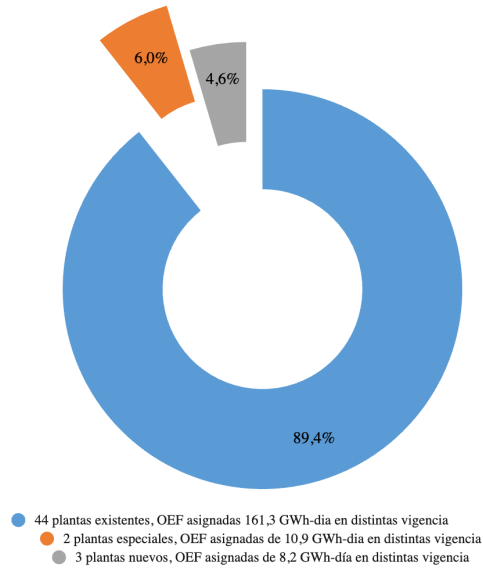
SUBASTA	AÑO	AGENTES	PLANTAS	INICIO VIGENCIA
1	2008	5	7	2014
2	2012	4	4	2016

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

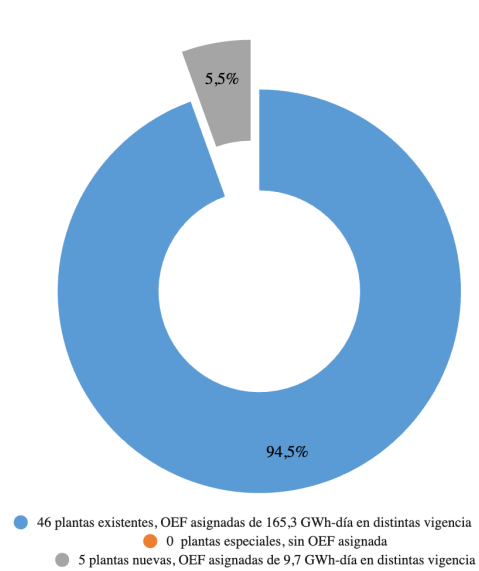
La participación de plantas nuevas respecto a las existentes o especiales en las subastas ha presentado un comportamiento constante al igual que el porcentaje de OEF asignada, tal cómo se muestra para las cuatro subastas en el diagrama de las figuras 5.9.

Figura 101. Subastas

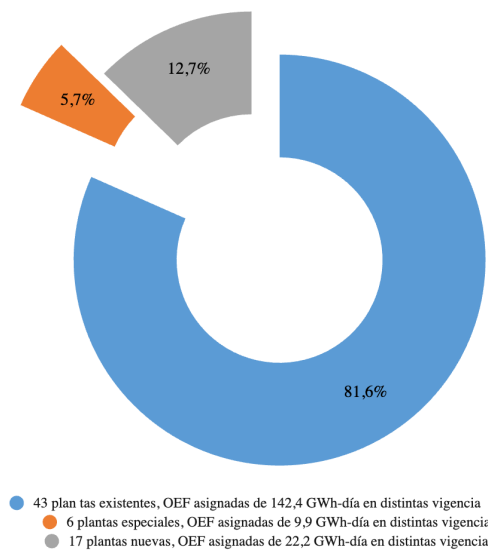
Participación en la Subasta 1



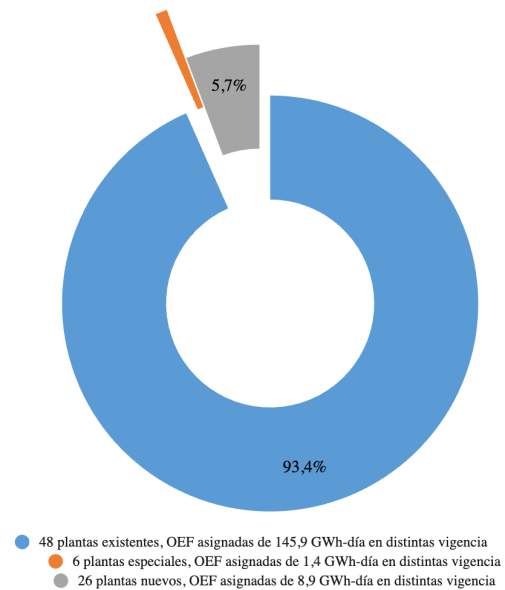
Participación en la Subasta 2



Participación en la Subasta 3



Participación en la Subasta 4



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

En siguiente tabla se relaciona el listado de plantas teniendo en cuenta la naturaleza de este mecanismo y su relación con el CAPEX de cada planta que participa en el mecanismo, se evidencia que no hay una inferencia del mecanismo en la expansión del lote de generación en el sistema toda vez que la participación mayoritaria (entre el 81,6% y el 94,5% de las asignaciones) es de plantas con 35 años de antigüedad en promedio.

Tabla 22. Plantas en las Subastas de asignación de OEF

PLANTA	1ERA OEF (2008)	2DA OEF (2011)	3ERA OEF (2019)	4TA OEF (2024)	FPO	TECNOLOGÍA
ALBAN	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	2000	HIDRÁULICA
AMBEIMA		Nuevas (N)				HIDRÁULICA
AMOYA LA ESPERANZA	Nuevas (N)		Existentes (EX)	Existentes (EX)	2013	HIDRÁULICA
ATLANTICO				Nuevas (N)	2026	SOLAR
BARRANQUILLA 3	Existentes (EX)	Existentes (EX)		Existentes (EX)	1980	TÉRMICA
BARRANQUILLA 4	Existentes (EX)	Existentes (EX)		Existentes (EX)	1989	TÉRMICA
BARZALOSA				Nuevas (N)	2027	SOLAR
BETANIA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1987	HIDRÁULICA
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 6				Nuevas (N)	2028	SOLAR
CALIMA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1967	HIDRÁULICA
CARLOS LLERAS RESTREPO		Nuevas (N)			2015	HIDRÁULICA
CARTAGENA1	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)		1995	TÉRMICA
CARTAGENA2	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)		1980	TÉRMICA
CARTAGENA3	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)		1980	TÉRMICA
CASA ELÉCTRICA			Nuevas (N)		2028	EÓLICA

PLANTA	1ERA OEF (2008)	2DA OEF (2011)	3ERA OEF (2019)	4TA OEF (2024)	FPO	TECNOLOGÍA
CHEMESKY			Nuevas (N)		2026	EÓLICA
CHIVOR	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1977	HIDRÁULICA
CIMITARRA				Nuevas (N)	2027	SOLAR
CUCUANA			Existentes (EX)	Existentes (EX)	2015	HIDRÁULICA
DOÑA JUANA I				Especiales (ES)	2016	TÉRMICA
EFIGEN C03				Nuevas (N)	2027	SOLAR
EL COROZO				Nuevas (N)	2027	SOLAR
EL PASO SOLAR			Especiales (ES)		2024	SOLAR
EL QUIMBO			Existentes (EX)	Existentes (EX)	2015	HIDRÁULICA
EL TESORITO			Nuevas (N)		2022	TÉRMICA
ESCUELA DE MINAS			Especiales (ES)		2019	HIDRÁULICA
ESMERALDA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1963	HIDRÁULICA
FLORES I	Existentes (EX)	Existentes (EX)		Existentes (EX)	1993	TÉRMICA
FLORES IV				Existentes (EX)	2000	TÉRMICA
GECELCA3	Nuevas (N)				2015	TÉRMICA
GECELCA32		Nuevas (N)			2018	TÉRMICA
GUAJIRA 1	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)		1987	TÉRMICA
GUAJIRA 2	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)		1987	TÉRMICA
GUATAPE	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1972	HIDRÁULICA
GUATRON	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1965	HIDRÁULICA
GUAVIO	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1993	HIDRÁULICA
GUAYEPO III				Nuevas (N)	2026	SOLAR

PLANTA	1ERA OEF (2008)	2DA OEF (2011)	3ERA OEF (2019)	4TA OEF (2024)	FPO	TECNOLOGÍA
ITUANGO			Especiales (ES)	Existentes (EX)	2023	HIDRÁULICA
JAGUAS	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1988	HIDRÁULICA
LA LOMA SOLAR			Nuevas (N)		2024	SOLAR
LATASAJERA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1994	HIDRÁULICA
MERILÉCTRICA-CC	Especiales (ES)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1998	TÉRMICA
MIEL I	Existente (EX)		Existentes (EX)	Existentes (EX)	2002	HIDRÁULICA
MIEL II			Nuevas (N)			HIDRÁULICA
MISAK				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PAGUA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1986	HIDRÁULICA
PAIPA 1	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1982	TÉRMICA
PAIPA 2	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1975	TÉRMICA
PAIPA 3	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1982	TÉRMICA
PAIPA 4	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1999	TÉRMICA
PARQUE ALPHA			Nuevas (N)		2026	SOLAR
PARQUE BETA			Nuevas (N)		2026	SOLAR
PS LA PRIMAVERA				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS LA PALOMA				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS SHANGRI-LA				Nuevas (N)	2025	SOLAR
PS CHINÚ				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS EL CAMPANO				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS FLOREO				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS MATIMBA				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS MELGAR				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS TOLIMA NORTE				Nuevas (N)	2027	SOLAR

PLANTA	1ERA OEF (2008)	2DA OEF (2011)	3ERA OEF (2019)	4TA OEF (2024)	FPO	TECNOLOGÍA
PS LA VIRGINIA				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS LAS MARIAS				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS LAS PALMERAS				Nuevas (N)	2027	SOLAR

PLANTA	1ERA OEF (2008)	2DA OEF (2011)	3ERA OEF (2019)	4TA OEF (2024)	FPO	TECNOLOGÍA
PS PUERTA DE ORO				Nuevas (N)	2025	SOLAR
PS URRA				Especiales (ES)	2025	SOLAR
PS VALLEDUPAR				Nuevas (N)	2026	SOLAR
PS VILLAVIEJA				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS LA ORQUÍDEA				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PS PORTÓN DEL SOL				Especiales (ES)	2024	SOLAR
PLAYAS	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1988	HIDRÁULICA
PORCE II	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	2001	HIDRÁULICA
PORCE III			Existentes (EX)	Existentes (EX)	2011	HIDRÁULICA
PORCE IV						HIDRÁULICA
PORVENIR II						SIN INFO
PRADO	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1973	HIDRÁULICA
PROELECTRICA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1993	TÉRMICA
PV FUNDACIÓN				Especiales (ES)	2024	SOLAR
PV SAHAGÚN				Nuevas (N)	2027	SOLAR
PW-CON3			Nuevas (N)			SOLAR
SALVAJINA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1995	HIDRÁULICA

PLANTA	1ERA OEF (2008)	2DA OEF (2011)	3ERA OEF (2019)	4TA OEF (2024)	FPO	TECNOLOGÍA
SAN MIGUEL		Nuevas (N)			2015	HIDRÁULICA
SANCARLOS	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1984	HIDRÁULICA
SANFRANCISCO	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1969	HIDRÁULICA
TAMARINO SOLAR				Nuevas (N)	2026	SOLAR
TASAJERO1	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1985	TÉRMICA
TASAJERO2		Nuevas (N)		Existentes (EX)	2015	TÉRMICA
TCD1FOIL		Existentes (EX)				TÉRMICA
TCD2FOIL		Existentes (EX)				TÉRMICA
TEBSA	Existentes (EX)	Existentes (EX)		Existentes (EX)	1989	TÉRMICA
TEPUY				Especiales (ES)	2024	SOLAR
TERMO CARIBE 1			Nuevas (N)			TÉRMICA
TERMO CARIBE 3			Nuevas (N)		2024	TÉRMICA
TERMOCANDELA RIA-CC	Especiales (ES)		Especiales (ES)	Existentes (EX)	2023	TÉRMICA
TERMOCENTRO-CC	Existentes (EX)	Existentes (EX)		Existentes (EX)	2000	TÉRMICA
TERMOCOL	Nuevas (N)					TÉRMICA
TERMODORADA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1997	TÉRMICA
TERMOEBR			Especiales (ES)		2022	TÉRMICA
TERMOEMCALI	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1999	TÉRMICA
TERMONORTE				Existentes (EX)	2018	TÉRMICA
TERMOPROYECTOS			Especiales (ES)		2022	TÉRMICA

PLANTA	1ERA OEF (2008)	2DA OEF (2011)	3ERA OEF (2019)	4TA OEF (2024)	FPO	TECNOLOGÍA
TERMOSIERRA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1998	TÉRMICA
TERMOSOLO1			Nuevas (N)			TÉRMICA
TERMOSOLO2			Nuevas (N)			TÉRMICA
TERMOVALLE	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	2011	TÉRMICA
TERMOYOPAL2	Existentes (EX)	Existentes (EX)			2021	TÉRMICA
TERMOYOPALG3			Nuevas (N)		2021	TÉRMICA
TERMOYOPALG4			Nuevas (N)		2020	TÉRMICA
TERMOYOPALG5			Nuevas (N)		2021	TÉRMICA
TUMAWIND			Nuevas (N)		2026	EÓLICA
URRA	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	2000	HIDRÁULICA
VILLANUEVA				Especiales (ES)	2025	TÉRMICA
WINDPESHI			Nuevas (N)		2026	EÓLICA
ZIPAEMG 2	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1985	TÉRMICA
ZIPAEMG 3	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1985	TÉRMICA
ZIPAEMG 4	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1985	TÉRMICA
ZIPAEMG 5	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	Existentes (EX)	1985	TÉRMICA

Fuente: XM y cálculos internos SSPD

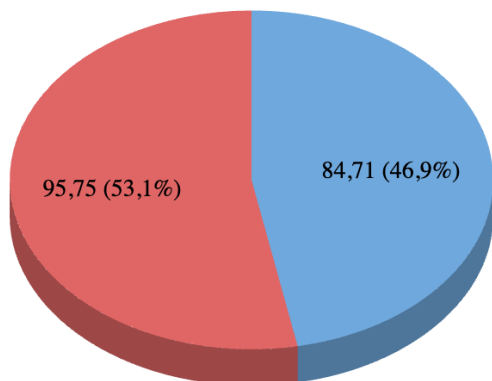
5.3.1. Tecnologías de las plantas en las subastas de Cargo por Confiabilidad

En la siguiente figura se muestra el detalle de la participación por tecnología de las plantas con asignaciones para las subastas a lo largo del tiempo. En la última subasta se reflejó la penetración de la tecnología de generación solar y una disminución en la participación de las OEF de las plantas térmicas.

Figura 102. Tecnología de las plantas con asignaciones de la subasta de OEF

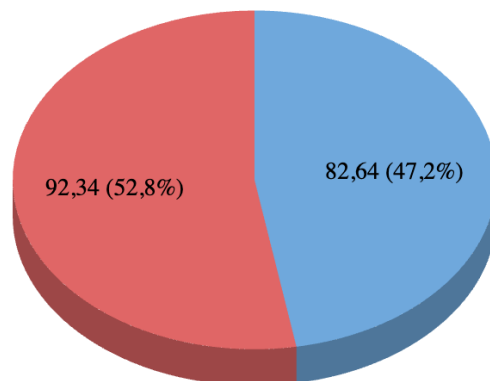
Subasta 1. OEF asignadas (GWh-día)

● HIDRAULICA (20 plantas) ● TERMICA (29 plantas)



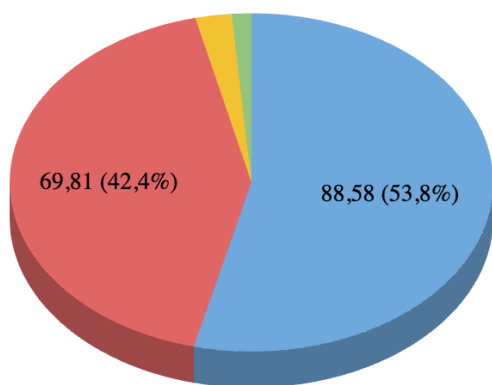
Subasta 2. OEF asignadas (GWh-día)

● HIDRAULICA (21 plantas) ● TERMICA (30 plantas)



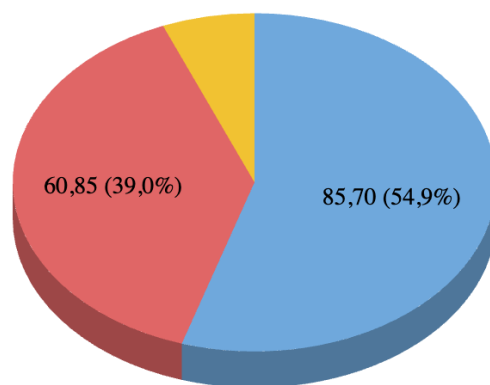
Subasta 3. OEF asignadas (GWh-día)

● HIDRAULICA (26 plantas) ● TERMICA (31 plantas)
● SOLAR (5 plantas) ● EOLICA (4 plantas)



Subasta 4. OEF asignadas (GWh-día)

● HIDRAULICA (24 plantas) ● TERMICA (26 plantas)
● SOLAR (30 plantas)

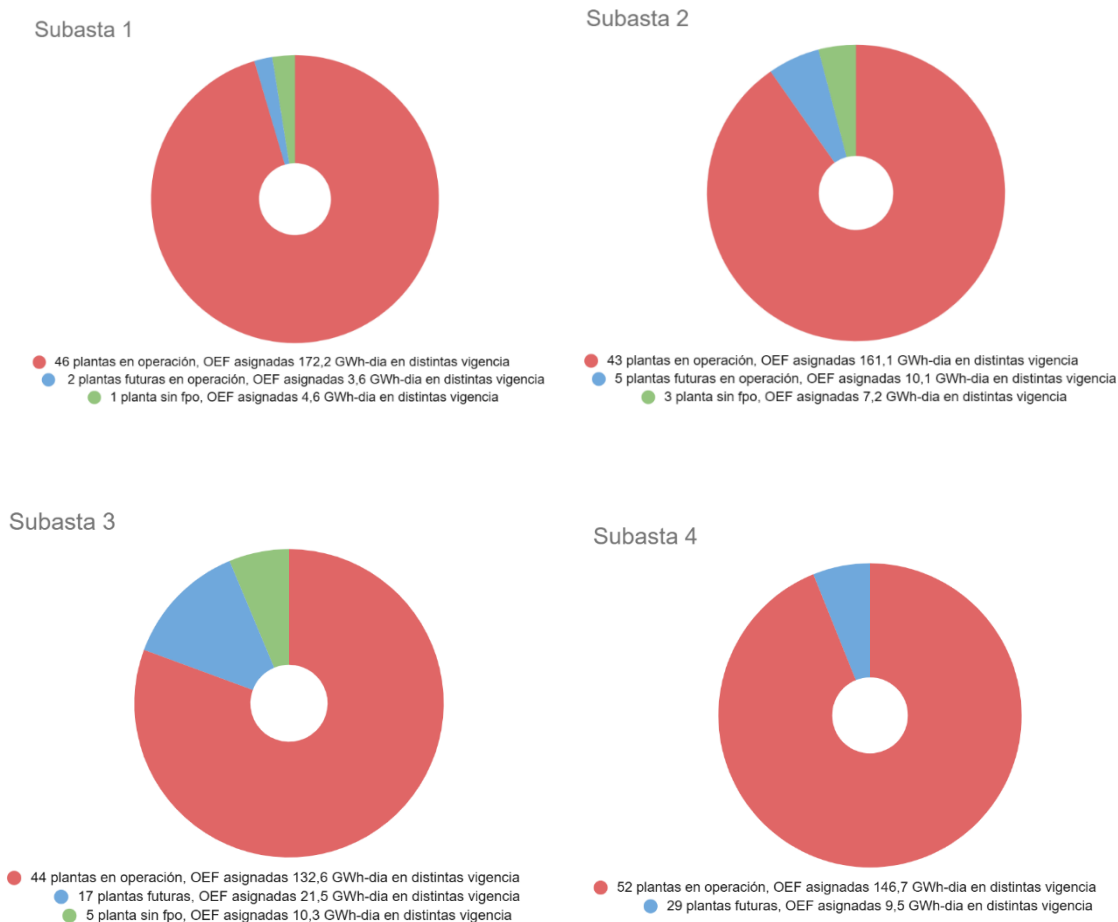


Fuente: XM y cálculos internos SSPD

5.3.2. Plantas en operación y futuras en las subastas de Cargo por Confiabilidad

En la siguiente figura se muestra el detalle de la participación por planta al momento de la subasta, si se encuentran en operación o si son plantas futuras. Para las subastas de 2008, 2011 y 2019 se diferencia proyectos, que al momento de la subasta se encontraban en estado futuro pero entraron posteriormente en operación (azul) de los proyectos que no entraron en operación y ni tienen actualmente Fecha de Puesta en Operación - FPO - (verde).

Figura 103. Plantas con asignaciones de la subasta de OEF.



Fuente: XM y cálculos internos SSPD

5.4. Comentario final

Las obligaciones de los recursos asociados al recaudo de la RRID hacen parte de la base de la estructura de precios de la generación, a través de contratos de largo plazo y precio de bolsa, por lo cual el RRID se recauda vía tarifa. Con la implementación del mecanismo de Cargo por Confiabilidad se han recaudado en RRID cerca de 66,3 billones de pesos a la fecha de esta publicación, de estos más de 60,9 billones de pesos (alrededor de 87,1%) ha sido RRID destinado a plantas existentes que no representan inversiones en expansión de la capacidad instalada; un enfoque distinto en el mecanismo que sea sensible a la antigüedad de las plantas generadoras, incrementaría la injerencia del mismo en garantizar la confiabilidad del sistema a la vez que reduciría la recaudación vía tarifa al usuario final.

En adición a lo anterior, un enfoque del mecanismo con mayor injerencia en la expansión del lote de generación disminuiría los riesgos e impactos no deseados asociados la volatilidad de los precios de bolsa relacionada con condiciones derivadas de eventos climáticos que resultan en bajos aportes hídricos insuficientes que impactan la disponibilidad de generación hidráulica en el país.

Por otro lado, en una matriz que migra hacia nuevas fuentes de energía como la generación solar, y en las subastas de asignación de OEF han iniciado su participación, el mecanismo de cargo por confiabilidad presenta limitaciones dada la intermitencia de las nuevas fuentes, lo cual aumenta la incertidumbre sobre garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

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

DICIEMBRE 2025 – FEBRERO 2026

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

