

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

DICIEMBRE 2024 - FEBRERO 2025

Superintendencia Delegada para Energía y
Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía
y Gas Natural

Yanod Márquez Aldana

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Nelson Mauricio Rey Peña

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Equipo de trabajo UMMEG

Equipo Energía Eléctrica

- Luis Alejandro Galvis Peñuela
- Diego Miguel Piñeros Pulido
- Juan Pablo Ortega Walteros
- William Javier Henao Ramírez

Equipo Gas Natural

- Laura Eva Barragán Torres

Coordinador

Laura Eva Barragán Torres

Contenido

1	Resumen Ejecutivo	13
2	Mercado Mayorista de Gas Natural.....	14
2.1	Seguimiento de mercado.....	15
2.1.1	Mercado Primario.....	16
2.1.2	Mercado Secundario	26
2.1.3	Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM	32
2.1.4	Índice de precios nacional vs importado	38
2.2	Seguimiento operativo	40
2.2.1	Producción	40
2.2.2	Demanda.....	44
2.2.3	Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	58
2.2.4	Disponibilidad de la infraestructura de gas natural.....	64
3	Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	70
3.1	Análisis de mercado	70
3.1.1	Indicadores de concentración	70
3.1.2	Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa	76
3.2	Indicadores para agentes generadores e información de contratación	91
3.2.1	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores.....	92
3.2.2	Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme	93
3.2.3	Relación OEF / ENFICC para agentes generadores.....	95
3.2.4	Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores ..	96



3.2.5	Comparación de variables por agente	97
3.3	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	134
3.3.1	Proyección de contratos	136
3.3.2	Demanda regulada contratada	136
3.3.3	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores	137
3.3.4	Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado	139
3.3.5	Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado	141
3.3.6	Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado	143
3.3.7	Contratos entre agentes vinculados	145
3.4	Seguimiento operativo	150
3.4.1	Hidrología del sistema	150
3.4.2	Vertimientos	153
3.4.3	Generación de energía por recurso	156
3.4.4	Demanda	159
3.4.5	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	162

Lista de Figuras

Figura 2-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario febrero 2025.	18
Figura 2-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.....	20
Figura 2-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.	21
Figura 2-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.	22
Figura 2-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.	23
Figura 2-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.	24
Figura 2-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	25
Figura 2-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.....	26
Figura 2-9: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.	27
Figura 2-10: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.	29
Figura 2-11: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.	30
Figura 2-12: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.	31
Figura 2-13: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.	32
Figura 2-14: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.	34
Figura 2-15: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.	35
Figura 2-16: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.....	36
Figura 2-17: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.....	37
Figura 2-18: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.....	39
Figura 2-19: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.....	40
Figura 2-20: Producción agregada de gas durante el último trimestre.....	41



Figura 2-21: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	42
Figura 2-22: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	43
Figura 2-23: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	45
Figura 2-24: Distribución de la demanda por tipo de usuario.	46
Figura 2-25: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	48
Figura 2-26: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.	49
Figura 2-27: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.	50
Figura 2-28: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.	51
Figura 2-29: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.	53
Figura 2-30: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.	55
Figura 2-31: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.	56
Figura 2-32: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.	57
Figura 2-33: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.	58
Figura 2-34: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.	59
Figura 2-35: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.	60
Figura 2-36: <i>Porcentaje de utilización gasoductos Centro.</i>	61
Figura 2-37: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.	62
Figura 2-38: Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.	63
Figura 2-39: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.	64
Figura 2-40: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.	66
Figura 2-41: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.	67
Figura 2-42: Afectación producción campo Bullerengue.	69
Figura 3-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman*	72
Figura 3-2 Índice de oferta residual – Pivotal.	74
Figura 3-3: Índice de oferta residual – Bipivotal.	75



Figura 3-4: Fijación precios de bolsa por planta.	76
Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.....	80
Figura 3-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas varias plantas de alta y media regulación.....	82
Figura 3-7 Precios representativos del mercado.....	83
Figura 3-8: Precio de oferta promedio mensual por recurso energético.	85
Figura 3-9: Precio promedio de contratos vs. CERE.....	87
Figura 3-10: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa en el mercado regulado.	89
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.	90
Figura 3-12: Mercado regulado en bolsa y contratos.	91
Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.	93
Figura 3-14: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme.....	94
Figura 3-15: OEF/ENFICC	95
Figura 3-16: Generación real / Ventas en contratos.....	96
Figura 3-17: Comparación de variables: AES Colombia.	97
Figura 3-18: Generación y compras de energía vs ventas – AES Colombia	99
Figura 3-19: Comparación de variables: Celsia.	100
Figura 3-20: Generación y compras de energía vs ventas – Celsia.....	102
Figura 3-21: Comparación de variables: Enel.	103
Figura 3-22: Generación y compras de energía vs ventas – Enel	105
Figura 3-23: Comparación de variables: EPM.	106
Figura 3-24: Generación y compras de energía vs ventas – EPM.....	108
Figura 3-25: Comparación de variables: Isagen.....	109
Figura 3-26: Generación y compras de energía vs ventas – Isagen.....	111
Figura 3-27: Comparación de variables: Urrá.	112
Figura 3-28: Generación y compras de energía vs ventas - Urra	114
Figura 3-29 Comparación de variables Gensa.....	115



Figura 3-30: Generación y compras de energía vs ventas - Gensa	116
Figura 3-31 Comparación de variables Gecelca	117
Figura 3-32: Generación y compras de energía vs ventas - Gecelca	119
Figura 3-33 Comparación de variables Sochagota	120
Figura 3-34: Generación y compras de energía vs ventas - Sochagota	121
Figura 3-35: Comparación de variables Nitro Energy	122
Figura 3-36: Generación y compras de energía vs ventas – Nitro Energy.....	124
Figura 3-37 Comparación de variables TEBSA	125
Figura 3-38 Comparación de variables Termocandelaria	127
Figura 3-39 Comparación de variables Prime	129
Figura 3-40: Comparación de variables Proeléctrica	130
Figura 3-41 Comparación de variables TermoEmcali	132
Figura 3-42 Comparación de variables Termonorte.....	133
Figura 3-43: Resumen precios promedio y energía total por mercado.	135
Figura 3-44: Proyección de finalización de contratos basados en los despachos de contratos de febrero de 2025.....	136
Figura 3-45: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.	137
Figura 3-46: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.	138
Figura 3-47: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.....	140
Figura 3-48: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.....	142
Figura 3-49: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.....	144
Figura 3-50: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.	151
Figura 3-51: Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM.....	152
Figura 3-52: Volumen Útil Diario Promedio.....	153
Figura 3-53: Análisis Comparativo entre los Vertimientos y Otras Variables	154



Figura 3-54: Participación de la generación por recurso.....	156
Figura 3-55: Participación de generación por fuente.....	157
Figura 3-56: Generación térmica por combustible.	158
Figura 3-57: Generación otros recursos.....	159
Figura 3-58: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037.....	160
Figura 3-59: Evolución de la demanda diaria del SIN.	161
Figura 3-60: Comportamiento mensual de la demanda.	162
Figura 3-61: Costo de restricciones y precio de bolsa.	163
Figura 3-62: Costo de restricciones y precio de bolsa.	164
Figura 3-63: Generación fuera de mérito [GWh/día]	165
Figura 3-64: Promedio Mensual de la Generación fuera de mérito [GWh/día].....	166

Lista de Tablas

Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).	42
Tabla 2-2: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).	44
Tabla 2-3: <i>Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD)</i>	46
Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio para febrero 2024 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).	47
Tabla 2-5: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	52
Tabla 2-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	52
Tabla 2-7: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).	54



Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta.....	77
Tabla 3-2: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.	79
Tabla 3-3: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.....	83
Tabla 3-4: Precio de oferta promedio por recurso energético.....	86
Tabla 3-5: Precio promedio de contratos vs. CERE.....	88
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.	98
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.....	101
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.	104
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.....	107
Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.....	110
Tabla 3-11: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.....	113
Tabla 3-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa	116
Tabla 3-13 Estadísticos básicos Gecelca	118
Tabla 3-14 Estadísticos básicos Sochagota	121
Tabla 3-15: Estadísticos básicos Nitro Energy.....	123
Tabla 3-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA.....	126
Tabla 3-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria.....	128
Tabla 3-18 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime	129
Tabla 3-19: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica.....	131
Tabla 3-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali.....	132
Tabla 3-21 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte	134
Tabla 3-22: Resumen estadísticas Mercado Regulado.....	142
Tabla 3-23: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.....	143
Tabla 3-24: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado.	145
Tabla 3-25: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.....	146
Tabla 3-26: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado Regulado.....	146



Tabla 3-27: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Generado en el Mercado Regulado.	147
Tabla 3-28: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.....	148
Tabla 3-29: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No Regulado.	149
Tabla 3-30: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado No Regulado.	149
Tabla 3-31 Energía vertida por área (Cifras en GWh y en %).....	154

Lista de siglas

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

1 Resumen Ejecutivo

El presente boletín contiene un análisis detallado de los mercados mayoristas de energía eléctrica y gas natural en Colombia durante el periodo de diciembre de 2024 a febrero de 2025, en el cual se evalúan las dinámicas de precios, cantidades y comportamientos de los principales indicadores que permiten un seguimiento detallado del mercado, con énfasis especial en los precios de oferta de las plantas hídricas y los precios de gas natural según la modalidad contractual. El documento está estructurado en dos capítulos principales: Mercado Mayorista de Gas Natural y Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

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

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

El segundo capítulo se centra en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, abordando indicadores clave como el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) y el Índice de Oferta Residual (IOR), fundamentales

para evaluar el grado de concentración y competitividad del mercado. Adicionalmente, se presentan algunos indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores.

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

Por otra parte, se efectúa un análisis considerando los parámetros de los 24 embalses del Sistema Interconectado Nacional, evidencia la importancia de implementar métodos diferenciados que reconozcan las particularidades de cada embalse. Esto no solo mejora la señal económica que reciben los agentes del mercado, sino que también contribuye a la sostenibilidad operativa del sistema al reflejar con mayor precisión la disponibilidad hídrica en cada período.

2 Mercado Mayorista de Gas Natural

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

En este contexto, las condiciones de compraventa de gas natural se definen mediante diversas modalidades de contratación diseñadas para adaptarse a las necesidades específicas de los participantes del mercado; las cuales buscan ofrecer flexibilidad, transparencia y previsibilidad en las transacciones, garantizando así un suministro confiable. Los contratos se clasifican según la topología contractual establecida en el Decreto 1073 de 2015, dividiéndose principalmente en contratos firmes e interrumpibles. Los contratos firmes, caracterizados por garantizar la firmeza del



suministro, son ideales para usuarios que requieren seguridad y confiabilidad. Por su parte, los contratos interrumpibles, que permiten interrupciones bajo ciertas condiciones, ofrecen una mayor flexibilidad para los participantes del mercado.

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

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

2.1 Seguimiento de mercado

En concordancia con la Resolución CREG 186 de 2020 y sus modificaciones más recientes que introdujeron cambios, se destaca la inclusión de nuevas disposiciones que promueven una mayor flexibilidad en la contratación, permitiendo a los agentes ajustar los términos de sus contratos en función de las necesidades cambiantes del mercado. Adicionalmente, las modificaciones han fortalecido los mecanismos para garantizar la transparencia y equidad en las negociaciones, lo que contribuye a una mejor asignación de recursos y una mayor competitividad en el mercado.



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

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

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

2.1.1 Mercado Primario

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

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

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

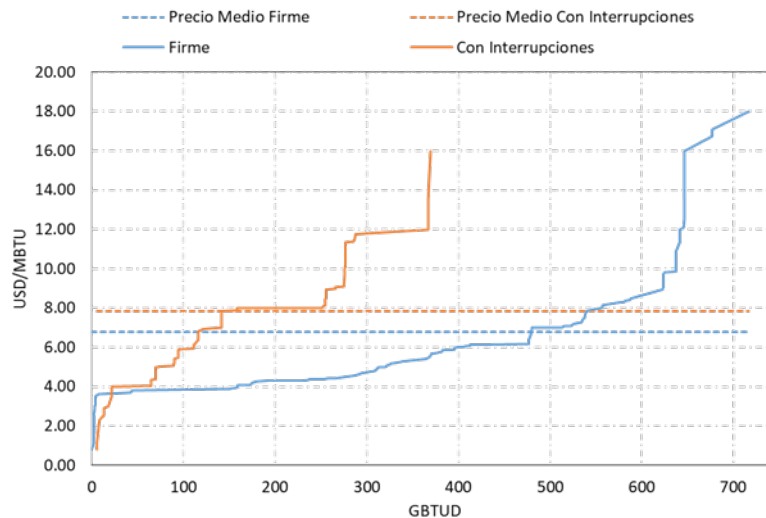
A continuación, se presenta la curva agregada de oferta, la cual representa la cantidad total de gas natural que los productores están dispuestos a ofrecer a diferentes precios. así como el análisis de precios y cantidades y la modalidad contractual, con lo cual se ofrece una visión general de la capacidad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

Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

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



Figura 2-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario febrero 2025.



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

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

- El precio promedio ponderado de los contratos bajo esta modalidad fue de 6,5 USD/MBTU.
- Un 22,1% de las cantidades contratadas alcanzaron precios inferiores a 4,0 USD/MBTU, indicado que una pequeña porción de compradores pudo negociar precios más bajos.
- Alrededor del 21,5% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU, mostrando diversidad de precios a los que se adquirió el gas en esta modalidad.
- En el rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU, se adquirió alrededor del 11,7% de la cantidad total de gas durante el período.
- Las categorías de precios más altas, mayor 6,0 USD/MBTU representaron el 44,6% de la cantidad contratada.

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



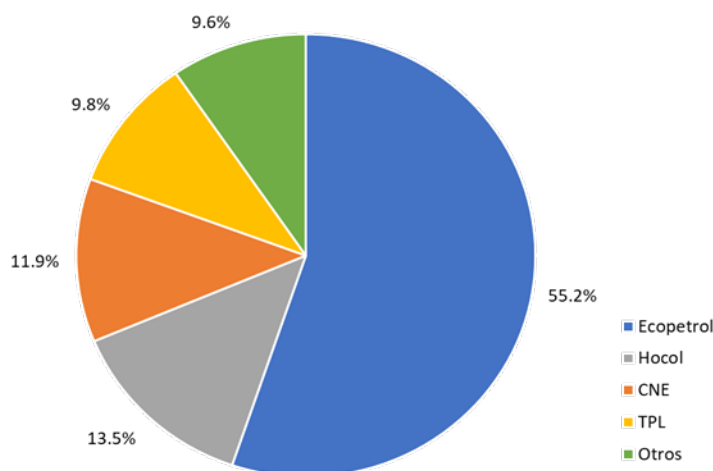
- El precio promedio ponderado de los contratos de gas en la modalidad Con Interrupciones fue de 7,8 USD/MBTU, indicando una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.
- Cerca del 5,8% del total de gas contratado registró precios inferiores a 4,0 USD/MBTU. Si bien este porcentaje es pequeño, sugiere que algunos compradores pudieron negociar precios más bajos.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 13,0%, representando una porción baja de los contratos.
- El 11,3% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU. Esta categoría también representa una porción menor de los contratos. Igualmente, los contratos con precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU comprenden el 2,8% del total de cantidades contratadas.
- Es importante destacar que el 67,1% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 7,0 USD/MBTU.
- La distribución de precios en la modalidad Con Interrupciones muestra una mayor concentración en los rangos de precios más altos en comparación con la modalidad Firme.

Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

En la Figura 2-2 se ilustra la distribución de la participación de los productores en los contratos en modalidad Firme del Mercado Primario. Durante este trimestre, Ecopetrol mantuvo la participación más alta en el mercado, con un 55,2% del volumen total negociado, una tendencia que ha persistido desde el inicio del desarrollo de este boletín. Además, Hocol registró una participación del 13,5% durante el periodo analizado, mientras que el agente TPL (gas importado) participó con un 9,8% y los restantes productores con un 9,6%.

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

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



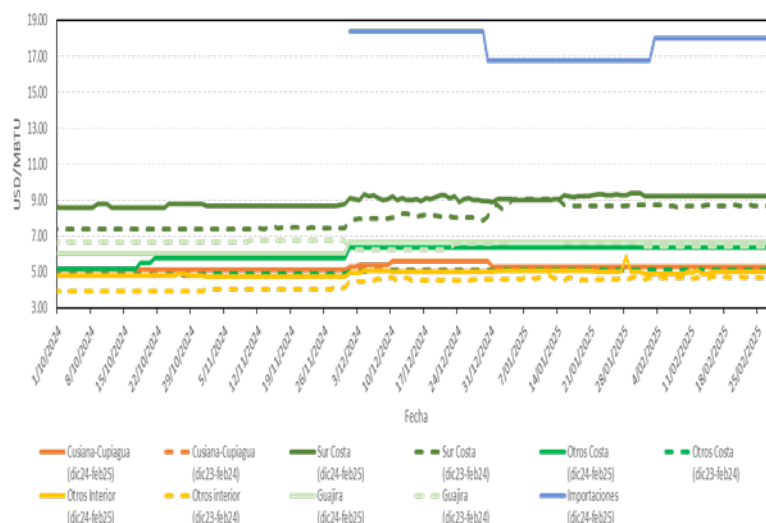
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

Continuando con el análisis del Mercado Primario, la Figura 2-3 muestra el precio promedio ponderado de los contratos según la fuente de producción. Los contratos asociados a gas importado registraron el precio promedio ponderado más alto, alcanzando los 17,6 USD/MBTU durante el trimestre. Esta fuente surgió este trimestre y se consolida como la fuente de producción con mayor costo en el mercado primario.

Por otra parte, los precios de los contratos provenientes de Sur Costa se ubicaron en segundo lugar, alcanzando un promedio de 9,1 USD/MBTU. Los precios del gas Guajira se ubicaron en tercer lugar, alcanzando un promedio cercano a los 6,7 USD/MBTU durante el trimestre. Este precio es inferior al de Sur Costa, y presenta una disminución de 0,2 USD/MBTU en comparación con mismo trimestre del año anterior. Los precios medios ponderados por fuente de producción en el Mercado Primario, revelan una tendencia al alza.

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

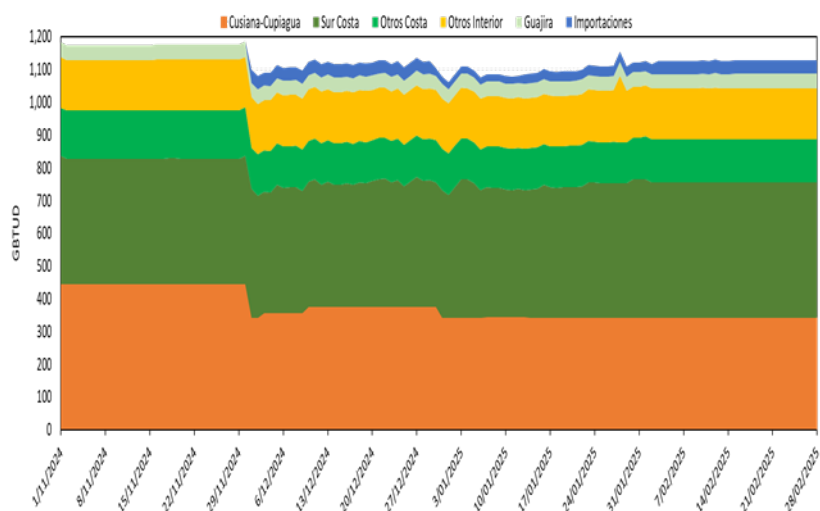


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Así mismo, se revisaron las cantidades contratadas en el Mercado Primario por fuente de producción (ver Figura 2-4). Este análisis revela que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Sur Costa, con un promedio de 399,8 GBTUD durante el trimestre, seguido de cerca por el volumen de los campos Cusiana-Cupiagua, con un promedio aproximado de 350,3 GBTUD. En comparación con el trimestre anterior, se observa una caída cercana al 4,2% del volumen total.

Se evidencia el volumen contratado con gas importado que representa un 3,1% del total de la contratación en el mercado primario para el trimestre en análisis.

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



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

Precios y cantidades por modalidad:

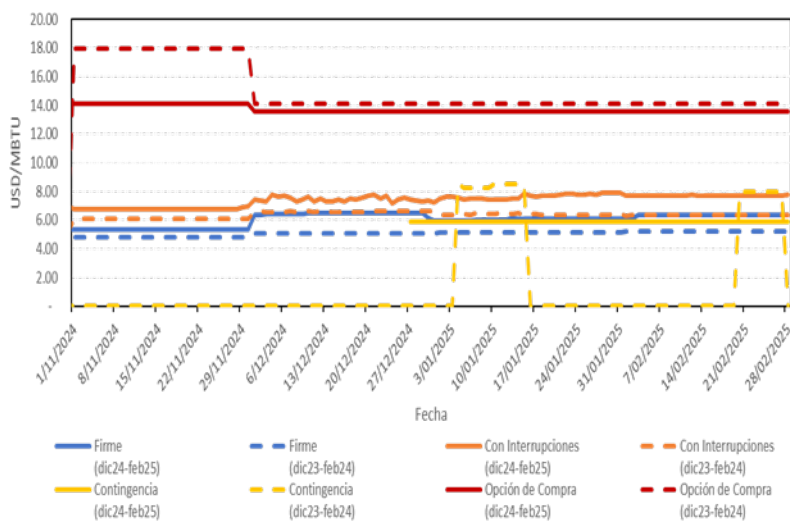
También se llevó a cabo el seguimiento de la contratación en el Mercado Primario por modalidad. En este contexto, se observa que La modalidad Opción de Compra registró el precio promedio ponderado más alto, alcanzando un valor cercano a los 13,6 USD/MBTU durante el trimestre. Este precio presenta una disminución de 3,8% con respecto al trimestre anterior, consolidando a la Opción de Compra como la modalidad más costosa del Mercado Primario (ver Figura 2-5).

Los contratos bajo la modalidad Con Interrupciones se ubicaron en segundo lugar, con un precio promedio de 7,6 USD/MBTU. Este precio presenta un aumento de 0,8 USD/MBTU en comparación con el trimestre anterior. La diferencia de precios entre Opción de Compra y Contingencia refleja las distintas características de estas dos modalidades, en términos de flexibilidad y riesgo para los compradores.

Los contratos bajo la modalidad Firme, presentan un precio promedio ponderado de 6,3 USD/MBTU, manteniéndose 0,9 USD/MBTU por encima del trimestre anterior.



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

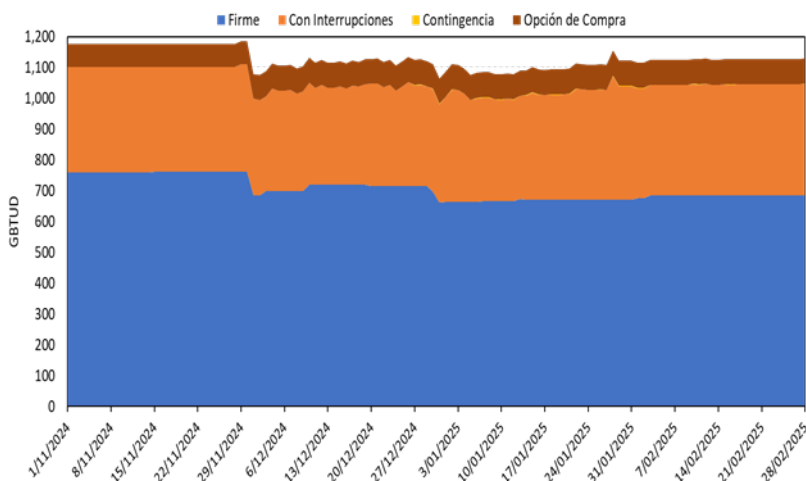


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 2-6 muestra que la contratación en Firme alcanzó el mayor volumen con un valor medio que superó los 687,7 GBTUD, la que continúa siendo la más utilizada, seguida por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones, cuyo valor fue cercano a 342,4 GBTUD, siendo ésta, una modalidad atractiva para algunos compradores que buscan optimizar sus costos. Además, la gráfica revela que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.112,4 GBTUD, registrando una caída de 4,2%, en comparación con el trimestre anterior.



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



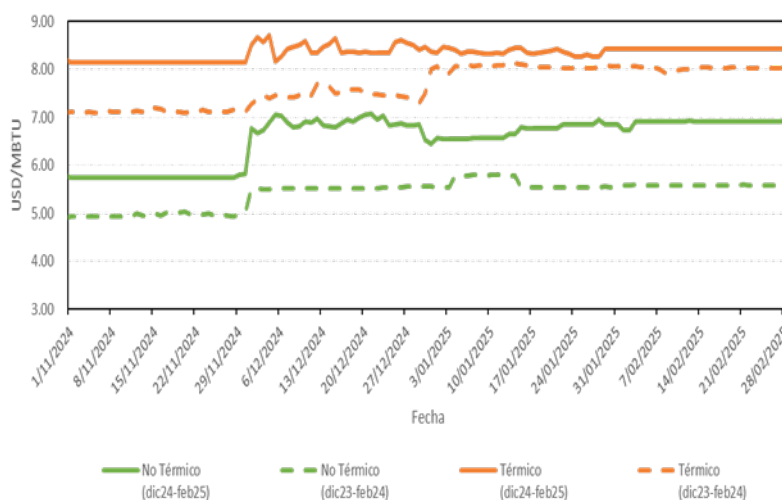
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

En el análisis del Mercado Primario también se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. Los contratos de gas natural con destino al sector Térmico registraron los precios promedio ponderados más altos durante el trimestre, alcanzando valores cercanos a los 8,4 USD/MBTU. Esta cifra representa un aumento en comparación con el mismo período del año anterior (ver Figura 2-7). En tanto que, el gas natural para otros usos (Residencial, Industrial, Comercial, GNCV y Otros) se contrató a precios promedio de 6,8 USD/MBTU, valor que igualmente representa un aumento en comparación con el mismo período del año anterior.

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

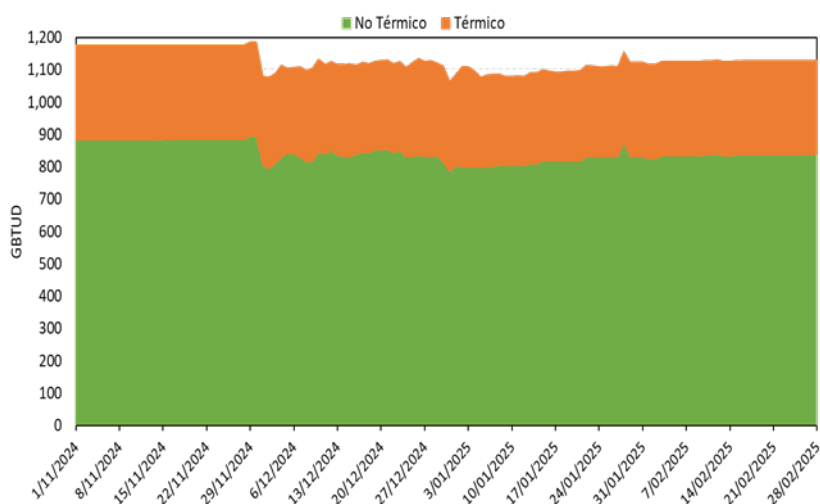
Figura 2-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



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

Complementando el análisis, se presenta la evolución de la distribución de las cantidades contratadas por tipo de uso del gas natural en el Mercado Primario (ver Figura 2-8). El gas natural con destino No Térmico registró el mayor volumen contratado durante el trimestre, con un promedio de 827,9 GBTUD, mientras que el gas natural con destino Térmico se ubicó en segundo lugar, con un volumen contratado promedio de 284,5 GBTUD.

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



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

2.1.2 Mercado Secundario

Conforme con lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020, el Mercado Secundario funge como un espacio de negociación flexible donde los participantes pueden intercambiar sus derechos contractuales de suministro de gas natural, además es un espacio para que los participantes gestionen sus riesgos de suministro y demanda. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores pueden participar como compradores en este mercado.

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



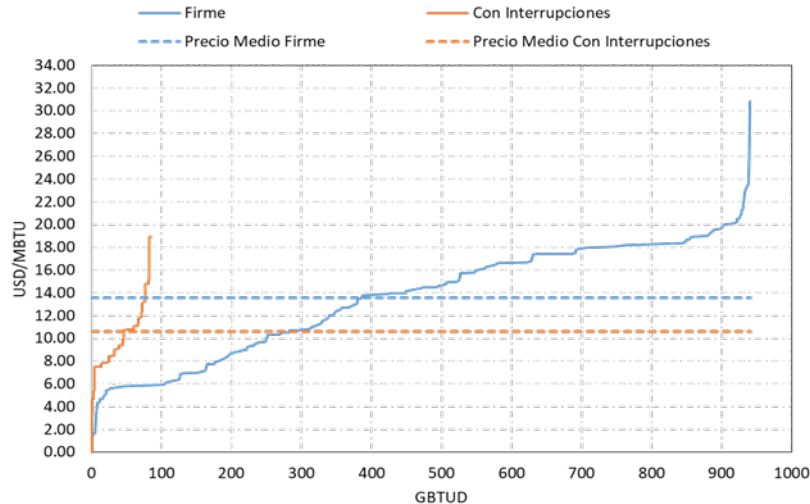
algunos casos puede existir el riesgo de prácticas anticompetitivas o de manipulación del mercado por parte de agentes con mayor poder de mercado.

En general, el mercado secundario de gas natural ha demostrado ser una herramienta valiosa para mejorar la eficiencia y la flexibilidad del mercado de gas. Sin embargo, es importante reconocer que su desarrollo también plantea algunos desafíos que requieren de una regulación adecuada y de la participación activa de todos los actores involucrados.

Curva de oferta agregada de contratos:

En la Figura 2-9 se presenta la curva de oferta agregada de contratos en el Mercado Secundario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja), considerando los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de febrero de 2025.

Figura 2-9: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.



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



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

- El precio promedio de los contratos modalidad Firme se situó en 13,6 USD/MBTU durante el período analizado.
- Una mínima proporción del 1,9% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 5,0 USD/MBTU, señalando que estos precios no son atractivos para los vendedores en la modalidad Firme.
- Alrededor del 9,0% de las cantidades contratadas se concentraron en un rango de precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Las cantidades contratadas entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU comprenden el 3,2%.
- La mayor parte de las cantidades contratadas, representando el 85,8%, se ubicaron en el rango de precios mayores a 7,0 USD/MBTU, lo que indica que este rango es el más competitivo para este tipo de modalidad, resaltando resalta la fuerte demanda de gas natural en esta modalidad, incluso a precios más altos.

En conclusión, la curva de contratos modalidad Firme revela una fuerte demanda a precios superiores a 7,0 USD/MBTU. Esta información es relevante para los actores del mercado que buscan comprender la dinámica de precios y tomar decisiones informadas en la modalidad Firme del Mercado Secundario de gas natural.

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

- El precio promedio de los contratos modalidad Con Interrupciones se situó en 10,6 USD/MBTU durante el período analizado.
- Un porcentaje minoritario del 5,2% de las cantidades contratadas se fijaron en precios inferiores a 6,0 USD/MBTU, sugiriendo que estos precios no son atractivos para los vendedores, en tanto que cerca del 11,2% de las cantidades contratadas se agruparon en un rango de precios entre 6,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU.
- Una proporción del 20,4% de las cantidades contratadas de suministro se ubicaron en el rango de precios entre 8,0 USD/MBTU y 9,0 USD/MBTU.



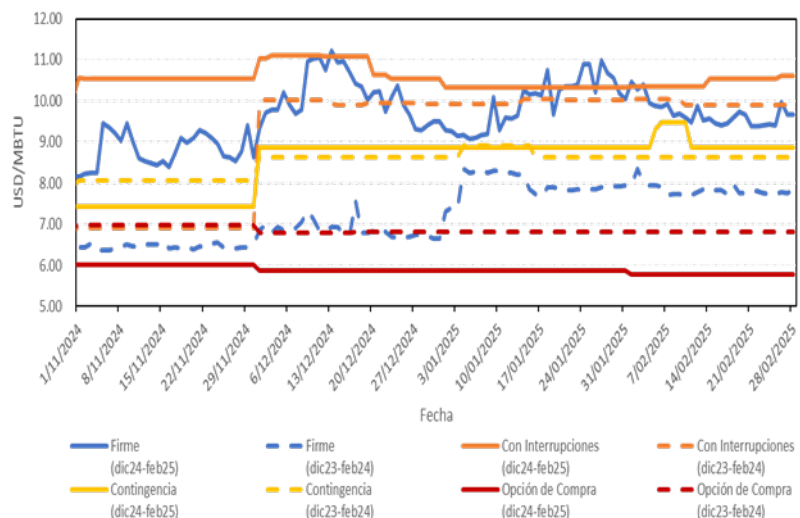
- Por último, se destaca que una mayoría significativa del 63,2% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones fijaron precios superiores a 9 USD/MBTU.
- La distribución de precios refleja una mayor tolerancia al riesgo por parte de los compradores que optan por la modalidad Con Interrupciones, ya que están dispuestos a pagar precios más altos a cambio de una mayor flexibilidad en el suministro.

Precios y cantidades por modalidad:

Al igual que para el Mercado Primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la Figura 2-10. La modalidad Con Interrupciones registró los valores más altos del trimestre, con un precio promedio de 10,6 USD/MBTU, mientras que el gas contratado bajo la modalidad Opción de Compra tuvo el precio más bajo del trimestre con una media de 5,8 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad firme que tuvo una media de 9,9 USD/MBTU, siendo 0,9 USD/MBTU superior al valor medio del mismo período en 2023.

Figura 2-10: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.



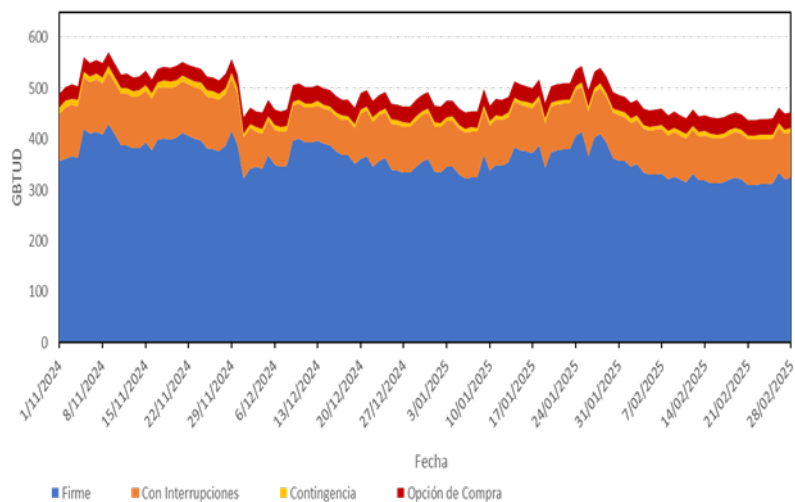
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



La diferencia de precios entre las modalidades refleja los diferentes niveles de flexibilidad y riesgo asociados a cada una. La modalidad Con Interrupciones, con su mayor flexibilidad, tiende a tener precios más altos, mientras que la modalidad Opción de Compra, con su compromiso de compra a largo plazo, suele tener precios más bajos.

En el mismo sentido, se revisó el volumen contratado por modalidad, presentado en la Figura 2-11 que muestra la distribución del volumen contratado durante el trimestre. La cantidad promedio de gas contratado en la modalidad Firme superó los 350,9 GBTUD, convirtiéndose en la modalidad con mayor volumen contratado. Por otro lado, el gas contratado en la modalidad Con Interrupciones se ubicó en segundo lugar, con un valor medio de 84,7 GBTUD durante el trimestre.

Figura 2-11: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.



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

En comparación con el trimestre anterior, se observa una caída del 12,7% en las cantidades totales contratadas. La distribución del volumen contratado por modalidad refleja las preferencias de los compradores en cuanto a flexibilidad y precio. La modalidad Firme, con su mayor seguridad de suministro, suele tener un mayor volumen contratado, mientras que la modalidad Con Interrupciones,



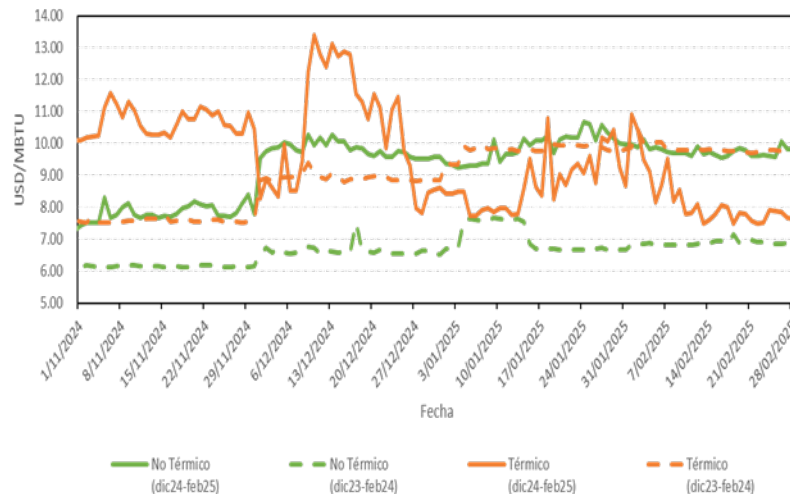
a pesar de tener un precio generalmente más alto, también tiene un volumen significativo de contratación debido a su mayor flexibilidad.

Precios y cantidades por tipo de uso:

La Figura 2-12 incluye los precios ponderados de los contratos en el mercado secundario según el uso final. El resultado indica que el gas para uso distinto a la generación de electricidad mantiene el precio más alto del trimestre, cercano a 9,8 USD/MBTU, al tiempo que, el precio del gas para uso Térmico alcanzó un valor medio de 9,2 USD/MBTU. Esta diferencia refleja las distintas características de la demanda en cada sector.

En los dos casos (Térmico y No Térmico) los valores se ubicaron por encima de los valores registrados en el mismo trimestre del año anterior. El aumento interanual en los precios de ambos tipos de gas sugiere una mayor presión en el mercado de gas natural.

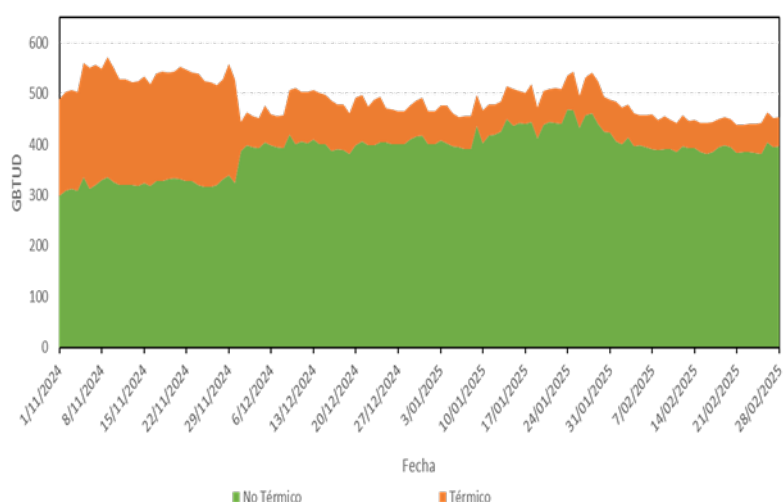
Figura 2-12: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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

El análisis también consideró las cantidades contratadas por tipo de uso (ver Figura 2-13). El resultado muestra que en el Mercado Secundario se transaron volúmenes superiores a los 475,8 GBTUD, donde la cantidad contratada para uso No Térmico se aproximó a los 406,7 GBTUD y las cantidades para uso Térmico se ubicó en torno a los 69,1 GBTUD, disminución consecuencia de incremento en los aportes hídricos.

Figura 2-13: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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

2.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM¹

El tercer segmento del mercado mayorista, denominado Otras Transacciones del Mercado Mayorista, está diseñado para facilitar operaciones de compraventa de gas natural que no encajan dentro de las modalidades tradicionales del mercado primario ni del mercado secundario. Este segmento cumple

¹ Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM): Hace referencia a la información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios No Regulados y que por lo tanto no corresponde a Mercado Primario o Secundario de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.

un rol en la diversificación y flexibilidad del mercado, permitiendo transacciones que complementan las actividades de suministro y transporte realizadas en los mercados primario y secundario.

Entre sus principales características destaca la libertad otorgada a los participantes para negociar condiciones específicas de las transacciones, tales como precio, volumen, formas de entrega y tiempos de suministro, adaptándose a las necesidades particulares de los actores involucrados. Esto resulta especialmente útil en contextos excepcionales o cuando se busca ajustar estrategias comerciales y operativas de manera ágil. Este esquema también fomenta un entorno competitivo más dinámico, al ofrecer oportunidades adicionales para gestionar posiciones de mercado y optimizar recursos.

Sin embargo, este segmento también presenta algunas desventajas que deben ser consideradas. Una de las principales limitaciones es la posible falta de claridad en las negociaciones, dado que las condiciones de las transacciones no están necesariamente sujetas a los mismos niveles de supervisión y regulación que los mercados primario y secundario. Esto podría dar lugar a prácticas comerciales poco equitativas o a la dificultad de establecer referencias claras de precios para el mercado. Adicionalmente, la flexibilidad inherente a este esquema puede generar incertidumbre en la planificación a largo plazo, tanto para los productores como para los consumidores, al depender de condiciones transaccionales más variables. Por último, existe el riesgo de que las transacciones en este segmento sean utilizadas estratégicamente para influir en la dinámica de precios del mercado, lo que podría derivar en distorsiones que afecten la eficiencia global del sector.

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



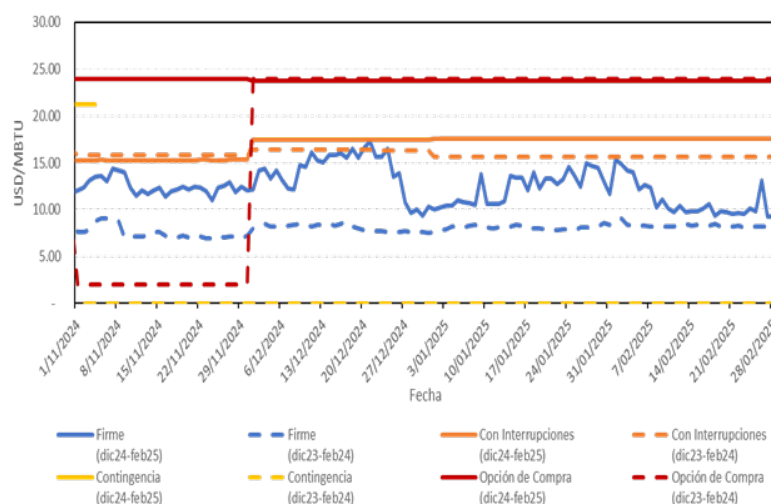
condiciones de flexibilidad inherentes a este segmento contribuyen a la estabilidad y competitividad del mercado mayorista.

Precios y cantidades por modalidad:

Complementando el análisis, se llevó a cabo una revisión de los precios promedio en la modalidad de Otras Transacciones del Mercado Mayorista los cuales se presentan en la Figura 2-14. Del registro se evidencia que los precios del gas natural varían significativamente según la modalidad de contratación, en este segmento de mercado. La modalidad Opción de Compra alcanza el Precio promedio más alto, cercano a 23,7 USD/MBTU, en tanto el precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 12,5 USD/MBTU.

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

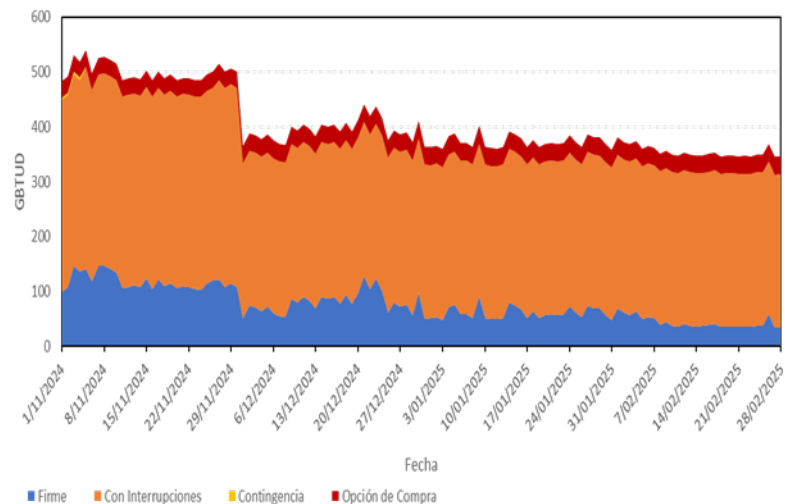
Figura 2-14: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



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

En lo concerniente a volúmenes contratados según modalidad contractual en esta fracción del mercado, se infiere que la modalidad con Interrupción es la que tiene el mayor volumen de gas contratado, seguida de las modalidades Firme y Opción de Compra, tal y como se presenta en la Figura 2-15. Esto indica que los participantes del mercado están priorizando la rentabilidad sobre la certeza del suministro y los compradores están dispuestos a aceptar el riesgo de posibles interrupciones en el suministro a cambio de precios más bajos mostrando una mayor tolerancia a la suspensión del suministro, ya que pueden tener la capacidad de cambiar a fuentes de combustible alternativas o tener planes de contingencia para gestionar las interrupciones del suministro.

Figura 2-15: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.



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

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

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

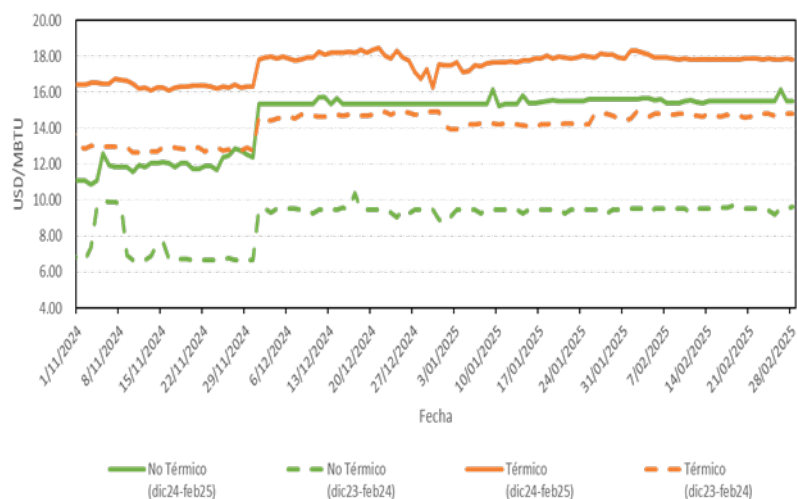
resilientes o menor dependencia del gas pueden optar por la modalidad de Opción de Compra para equilibrar costos y flexibilidad.

La modalidad con Interrupciones transó durante el trimestre un volumen medio cercano a 280,4 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 61,9 GBTUD. Adicionalmente, se observa una caída en el total de las cantidades contratadas de 25,4% frente al trimestre anterior.

Precios y cantidades por tipo de uso:

Durante el trimestre analizado, se observaron dos tendencias principales en los precios del gas natural negociados en la OTMM, diferenciados por su tipo de uso (ver Figura 2-16). En el sector Térmico se negociaron contratos con un precio medio de 17,9 USD/MBTU y en comparación con el mismo trimestre del año anterior, los precios del sector Térmico experimentaron un incremento de 1,6 USD/MBTU. En el sector No térmico, el gas natural se contrató a un precio medio de 15,5 USD/MBTU, este sector experimentó un aumento de 3,7 USD/MBTU con respecto al mismo trimestre del año anterior.

Figura 2-16: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



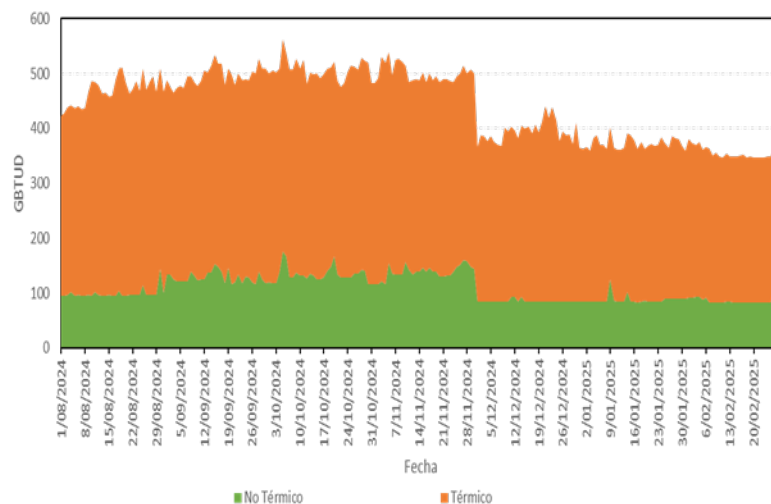
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

Para finalizar el análisis de OTMM, en la Figura 2-17 ilustra la distribución de volúmenes de gas natural negociados en la OTMM durante el trimestre analizado, diferenciados por su tipo de uso. Los resultados indican transacciones por un volumen total de 288,2 GBTUD de gas natural con destino Térmico, lo que representa un 77,0% del volumen total negociado en este segmento de mercado durante el período, mientras que para uso No Térmico se negociaron 86,0 GBTUD de gas natural, lo que representa el 23,0% restante del volumen total negociado en la OTMM.

En comparación con el mismo trimestre del año anterior, el volumen de gas natural negociado para uso Térmico experimentó una caída de 35,8%, mientras que el volumen de gas natural para uso No Térmico cayó en 21,6%.

Figura 2-17: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

2.1.4 Índice de precios nacional vs importado

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

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

Donde:

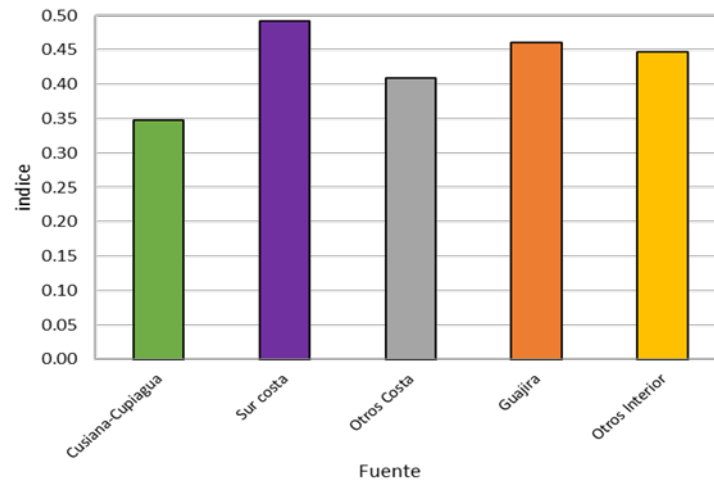
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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

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

El análisis del Índice de Precios Nacional vs. Importado por campo de gas revela que, a pesar de la estabilidad en los precios internacionales, el gas nacional continúa manteniendo una ventaja competitiva en general. Esta ventaja es particularmente evidente en los campos Cusiana – Cupiagua del Interior, donde los precios se encuentran significativamente por debajo del gas importado. El mayor valor presentado corresponde a los campos Sur Costa se mantienen por encima de las demás fuentes pero por debajo a los niveles del gas importado, como se registra en la Figura 2-18.

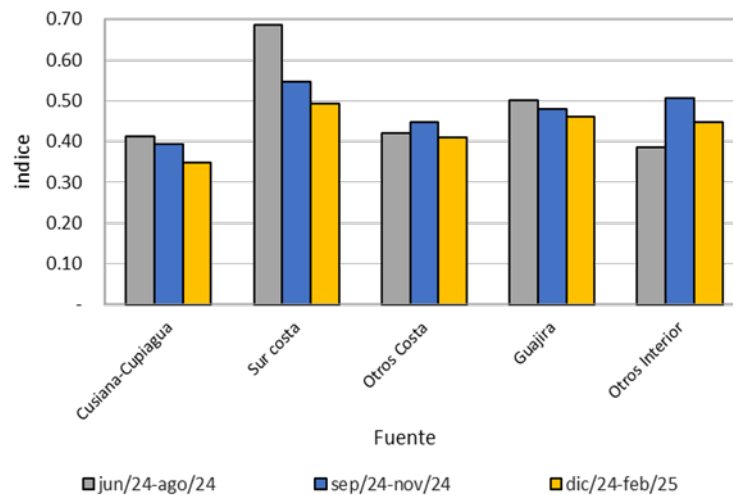
Figura 2-18: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.



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

La evolución del Índice de Precios Nacional vs. Importado en los últimos tres trimestres (ver Figura 2-19) registra una caída generalizado del indicador para todas las fuentes durante el trimestre diciembre de 2024 –febrero de 2025. Lo anterior indica que el gas nacional es más competitivo en relación con el gas importado durante este período.

Figura 2-19: Comparación de Índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



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

2.2 Seguimiento operativo

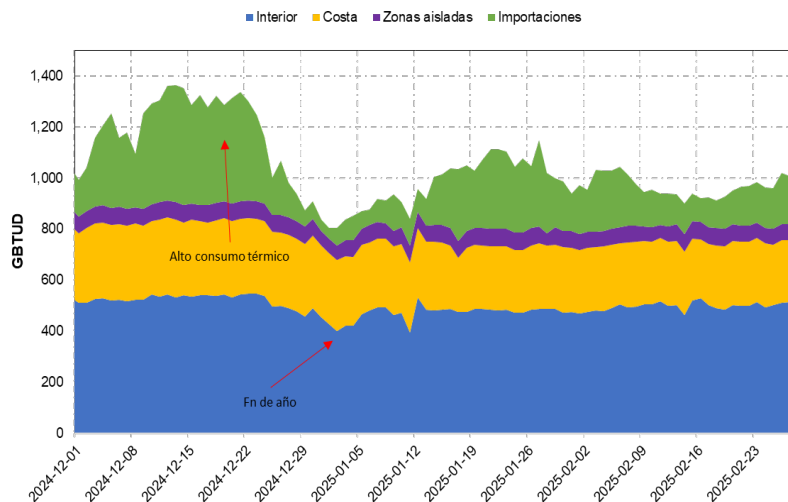
Esta sección presenta un análisis detallado del comportamiento de variables operativas asociadas con la producción y demanda del gas natural durante el trimestre. Se examinaron variables clave como el volumen de producción, flujo en los gasoductos y disponibilidad de su infraestructura en función de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

2.2.1 Producción

La producción nacional de gas natural promedió 828,4 GBTUD durante el periodo analizado y con las importaciones la oferta total aumentó a 1.042,1 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región del Interior fue la de mayor aporte con un valor medio de 496,7 GBTUD, seguida por zona Costa con 266,7 GBTUD y los restantes 65,0 GBTUD fueron suministrados por las Zonas Aisladas (ver Figura 2-20).



Figura 2-20: Producción agregada de gas durante el último trimestre.



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

La gráfica, muestra una disminución en la producción al final del año, caída normal para esta época del año. La inyección desde la planta de regasificación ubicada en Cartagena fue interrumpida desde el 31 de octubre. La producción presentó un valor importante durante el mes de diciembre, debido al alto consumo para generación térmica.

En comparación con el trimestre anterior, la oferta agregada experimentó una disminución del 15,0%, equivalente a 183,3 GBTUD. A nivel regional se observan variaciones así: el Interior del país disminuyó 10,8 GBTUD su producción, las importaciones disminuyeron en 101,1 GBTUD, la región Costa disminuyó 20,0 GBTUD su aporte y las Zonas Aisladas disminuyeron en 2,0 GBTUD. La Tabla 2-1 contiene las estadísticas correspondientes a la información de suministro de los últimos dos trimestres.

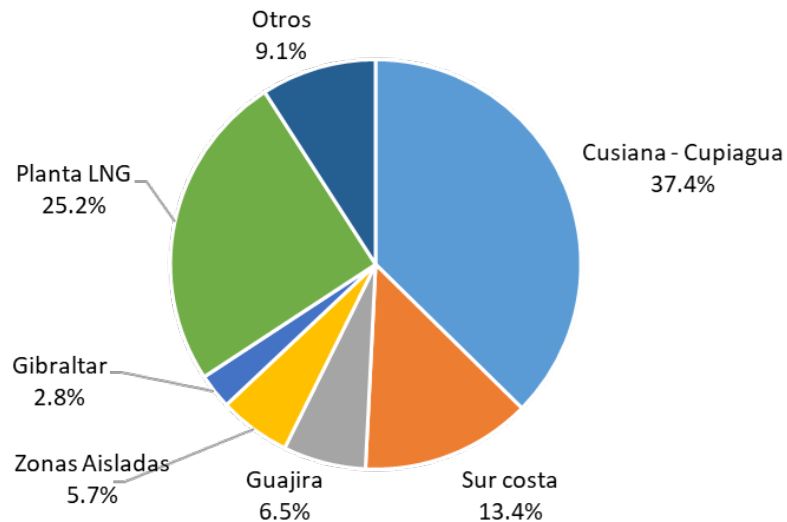
Tabla 2-1 Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Sep. 24 – Nov. 24	Dic. 24 – Ene. 25	Variación
Interior	556.9	496.7	-10.8%
Costa	286.7	266.7	-7.0%
Importaciones	314.8	213.7	-32.1%
Zonas aisladas	67.0	65.0	-3.0%
Total	1,225.4	1,042.1	-15.0%

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

Durante el trimestre diciembre 2024 - febrero 2025, los campos de producción Cusiana y Cupiagua participaron con el 37,4% del suministro total, mientras que los campos Sur Costa contribuyeron con el 13,4% y el gas de la Guajira lo hizo con 6,5%. La Zonas Aisladas proporcionaron 5,7% y el campo Gibraltar suplió 2,8%, los que fueron adicionados en 9,1% por la categoría Otros, que provienen de diversas fuentes. La producción nacional se complementa con gas natural importado en una proporción de 25,2% ver la Figura 2-21.

Figura 2-21: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



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

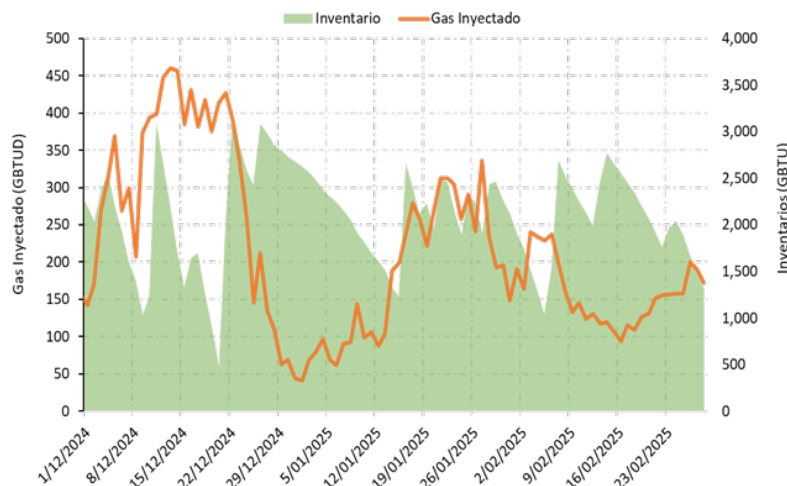
Gas Natural Importado:

La Figura 2-27 registra el comportamiento del inventario de GNL (representado por el área verde) en la planta de regasificación de Cartagena durante el trimestre analizado. También se observa la cantidad de energía entregada al Sistema Nacional de Transporte (línea continua naranja).

Al inicio del período (1 de diciembre 2024), el inventario de GNL se ubicaba alrededor de 2.205,3 GBTU y al final del período (último día de febrero 2025), el volumen almacenado alcanzó los 1.314,0 GBTU, representando 32,8% de la capacidad total de almacenamiento de la planta. Además, se registraron operaciones de inyección de gas importado todos los días del trimestre, logrando el 13 de diciembre 2024 el valor máximo diario de inyección con 459,6 GBTU. El promedio trimestral de inyección fue de 213,7 GBTUD.

Desde finales de noviembre, se ha registrado un cambio en la participación de los niveles de inventario de la planta, relacionado con la comercialización de gas importado destinado a usuarios distintos a la generación térmica. La participación de este gas, para el trimestre analizado, ha alcanzado un promedio del 25,4 %.

Figura 2-22: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.



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

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

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

Mes	Inventario (GBTU)	Energía inyectada (GBTUD)
Dic. 24	2,116.8	295.8
Ene. 24	2,128.7	181.0
Feb. 24	2,020.5	158.9

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

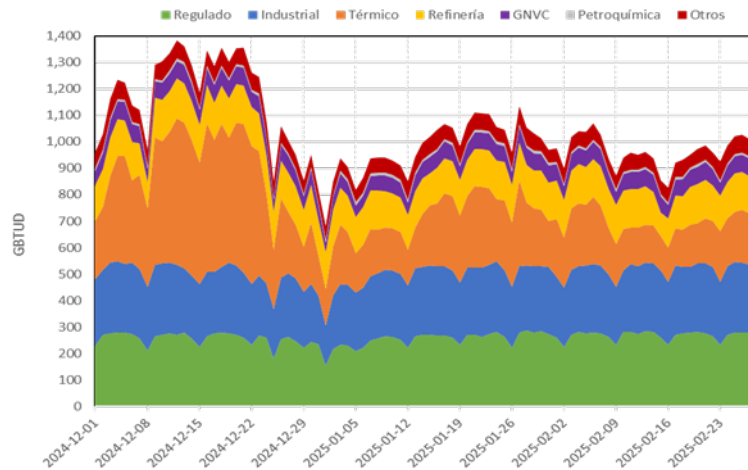
2.2.2 Demanda

El consumo promedio de gas natural durante el período analizado fue de 1.037,4 GBTUD. El valor máximo registrado fue de 1.382,1 GBTUD el 12 de diciembre de 2024, lo que representa un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el valor mínimo fue de 681,5 GBTUD el 1 de enero de 2025.

Los principales sectores de consumo de gas natural, en orden decreciente, fueron el Térmico, Regulado e Industrial, los cuales representaron en conjunto cerca del 50,0% de la demanda nacional, el restante 50,0% corresponde a consumo de gas natural para las operaciones de Refinación, Petroquímica, y la categoría de Otros que abarca consumo para estaciones de compresión, demanda de gas natural comprimido y distintos usos finales (ver Figura 2-23)².

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

Figura 2-23: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.

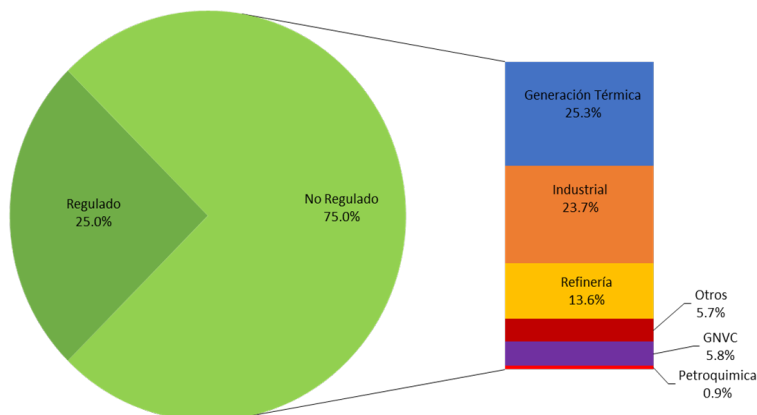


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

De acuerdo con el tipo de usuario, el análisis muestra que el 25,0% del gas natural demandado tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 75,0% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 2-24). Entre los usuarios No Regulados el de mayor consumo correspondió al sector Generación Térmica con una participación de 25,3% del total, seguido por el sector Industrial y la Refinería con 23,7% y 13,6% correspondientemente.



Figura 2-24: Distribución de la demanda por tipo de usuario.



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

Revisando la evolución de la demanda, se encuentra que el consumo del trimestre presentó una disminución de 185,3 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Generación Térmica con una caída de 162,2 GBTU (ver Tabla 2-3).

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

Sector	Sep. 24 – Nov. 24	Dic. 24 – Feb. 25	Variación
Regulado	262.6	258.8	-1.4%
Industrial	255.0	245.5	-3.7%
Generación Térmica	426.8	264.6	-38.0%
Refinería	138.0	140.4	1.7%
GNCV	62.2	60.2	-3.2%
Petroquímica	8.8	9.2	4.5%
Otros	69.3	58.7	-15.3%
Total	1,222.7	1,037.4	-15.2%

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



En febrero de 2025, la demanda de gas natural experimentó una disminución del 18,9% en comparación con febrero de 2024. Esta caída representa un total de 224,5 GBTUD (ver Tabla 2-4). La demanda de gas natural por parte de los usuarios regulados aumentó 2,0% en comparación con febrero de 2024, lo mismo que el consumo de GNVC cuyo incremento alcanzó el 2,3% puntos porcentuales.

Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio para febrero 2024 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

Sector	Feb. 24	Feb. 25	Variación
Regulado	262.9	268.2	2.0%
Industrial	265.0	250.5	-5.5%
Generación Térmica	362.1	178.1	-50.8%
Refinería	148.9	138.6	-6.9%
GNCV	59.5	61.9	3.9%
Petroquímica	23.5	8.7	-62.9%
Otros	65.7	57.1	-13.1%
Total	1,187.6	963.2	-18.9%

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

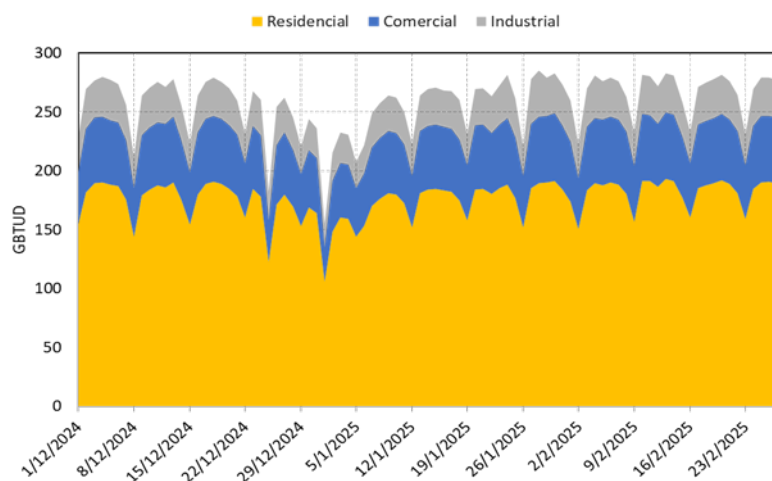
A continuación, se presenta de manera detallada la evolución de la demanda de cada uno de los sectores durante el periodo de análisis:

Sector Regulado:

El sector Regulado presenta un comportamiento estable, con ciclos semanales de consumo claramente marcados, con un mayor consumo de lunes a viernes y un menor consumo los fines de semana. En este sector, la demanda está dominada por el consumo residencial, que tiene un valor promedio de 176,6 GBTUD, seguido por la demanda del sector comercial, con un consumo promedio de 51,4 GBTUD, en tanto el industrial regulado demandó 30.8 GBTUD (ver Figura 2-25).



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



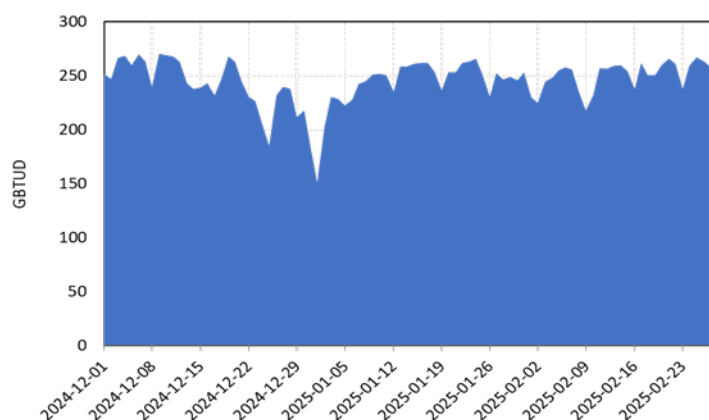
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo que respecta al sector Regulado, no se observan mayores variaciones, salvo la disminución en año nuevo (propia de estas fechas), este sector de manera agregada tuvo un valor medio de 258,8 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural en el sector Industrial durante el período de diciembre de 2024 a febrero de 2025 se ubicó en un promedio de 245,4 GBTUD (ver Figura 2-26). Esta cifra refleja una relativa estabilidad en el consumo durante el período analizado y un comportamiento estacional con mayores consumos de lunes a viernes y disminución durante los fines de semana. En lo referente a los valores extremos, el consumo más alto se registró el 9 de diciembre de 2024 con 270,7 GBTUD, mientras que el valor más bajo se alcanzó el 1 de enero de 2025 con 150,9 GBTUD.

Figura 2-26: *Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.*

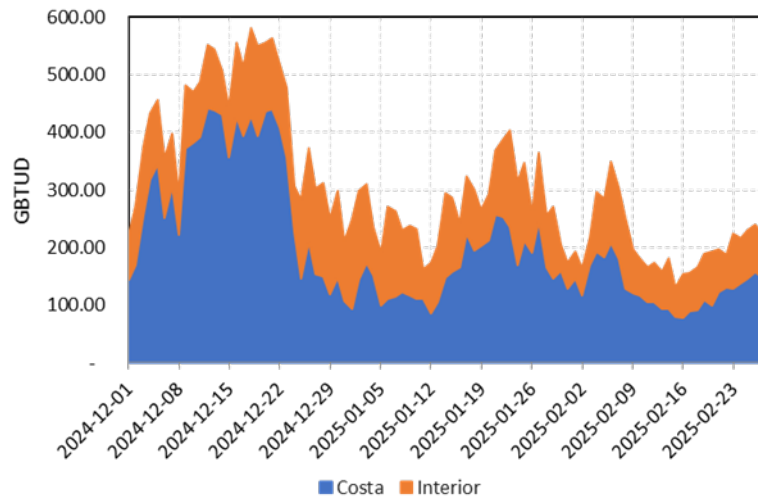


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

La demanda de gas natural para generación térmica durante el trimestre analizado promedió 302,1 GBTUD, mostrando una concentración regional significativa. La región Costa consumió 199,9 GBTUD, lo que representa el 66,2% del total, mientras que la región Interior alcanzó 80,1 GBTUD, equivalente al 33,8% del total (ver Figura 2-27). Se destaca el consumo durante el mes de diciembre, explicado principalmente por el elevado requerimiento de generación térmica asociado a los bajos aportes hídricos.

Figura 2-27: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.



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

El consumo de gas para generación de electricidad presenta variabilidad a lo largo del periodo, con un pico de demanda el día 18 de diciembre de 2024 de 581,2 GBTUD y un valle de demanda el día 15 de febrero de 2024 de 130,9 GBTUD.

Durante este trimestre se observa una disminución en el consumo de gas natural para generación térmica con respecto al mismo trimestre del año anterior. Pasando de un promedio de 383,2 GBTUD para el trimestre noviembre 2023 a 302,1 GBTUD este trimestre. La disminución se debió principalmente al incremento en los aportes hídricos.

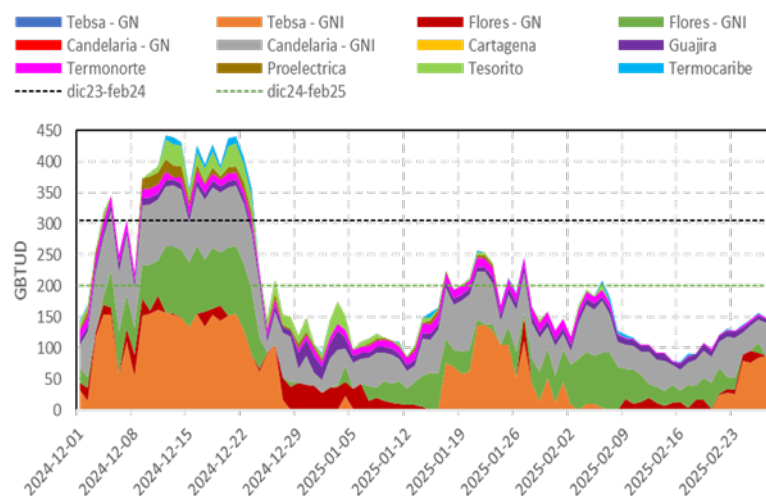
Sector Térmico – Costa Atlántica:

La región Costa Atlántica alcanzó un consumo promedio de gas natural para generación eléctrica de 199,9 GBTUD durante el período analizado. Este consumo presentó una variabilidad notable, con un máximo de 442,9 GBTUD registrado el 12 de diciembre de 2024 y un mínimo de 78,0 GBTUD el 16 de febrero de 2025. La central Termocandelaria se posicionó como la mayor consumidora de gas natural, con un valor medio de 60,4 GBTUD, equivalente al 30,0% del consumo total de la región. Le



siguieron las plantas Tebsa y Termoflores, con consumos promedio de 54,4 GBTUD (27,2%) y 51,9 GBTUD (25,9%) tal y como se presenta en la Figura 2-28.

Figura 2-28: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Por su parte, las plantas Guajira, Cartagena, Termonorte, Tesorito, Termocaribe y Proeléctrica consumieron en conjunto 33,2 GBTUD representando 16,6% del total.

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

En la Tabla 2-5 se muestra que durante el trimestre el mayor consumo de GNI correspondió a Candelaria con un valor medio trimestre de 60,4 GBTUD, equivalente al 38,7%. Las plantas TEBSA y Flores también presentan consumos de GNI, con 54,4 GBTUD (34,9%) y 41,2 GBTUD (26,4%), respectivamente.



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

	TEBSA (GNN)	TEBSA (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Total
Dic. 24	0,0	101,7	14,0	56,6	0,0	79,8	252,1
Ene. 25	0,0	38,4	10,7	26,4	0,0	53,8	129,3
Feb. 25	0,0	19,8	7,1	40,4	0,0	46,3	113,6
Promedio Trimestre	0,0	54,4	10,7	41,2	0,0	60,4	166,7

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 2-6 ofrece un análisis detallado del consumo de gas natural durante el trimestre en las plantas de generación de la Costa Atlántica que no forman parte del Grupo Térmico. La planta Termoguajira se posiciona como la mayor consumidora de gas natural entre las plantas que no pertenecen al Grupo Térmico, con una demanda media trimestral de 10,7 GBTUD, equivalente al 32,3% del consumo total de este segmento. Le siguen en su orden Termonorte, con un consumo medio trimestral de 9,8 GBTUD, representando el 29,6% del total y Tesorito con un consumo medio trimestral de 7,5 GBTUD, representando el 22,4% del total.

Las plantas Termocaribe, Termocartagena y Proeléctrica presentan consumos de gas natural significativamente menores, representando en conjunto el 15,6% del total del grupo con un consumo de 5,2 GBTUD. El consumo total de gas natural por parte de las plantas no pertenecientes al Grupo Térmico representa el 15,8% del consumo total de la región Costa Atlántica durante el trimestre.

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

	Termocartagena	Termoguajira	Termonorte	Proeléctrica	Tesorito	Termocaribe	Total
Dic. 24	0,0	11,4	11,7	7,9	15,7	3,6	50,3
Ene. 25	0,0	11,5	13,0	1,9	5,2	0,7	32,3
Feb. 25	0,0	9,1	4,3	0,0	0,8	1,2	15,3
Promedio Trimestre	0,0	10,7	9,8	3,3	7,5	1,8	33,2

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

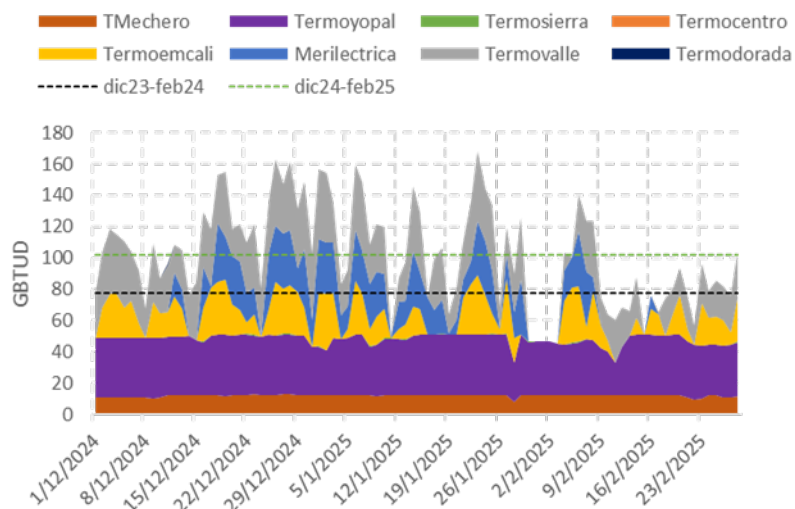
Generación térmica – Interior:



El consumo promedio de gas natural para generación eléctrica en el interior del país durante el período analizado fue de 102,1 GBTUD. Sin embargo, se presentó una variabilidad notable en el consumo diario, con un pico máximo de 167,7 GBTUD registrado el 23 de enero de 2025 y un mínimo de 45,4 GBTUD el 3 de febrero de 2025. Esta variabilidad puede estar asociada a diversos factores, como la demanda de electricidad, la disponibilidad de otras fuentes de energía, restricciones del sistema y/o condiciones climáticas.

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

Figura 2-29: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 2-7 ilustra de manera detallada los consumos mensuales promedio de gas natural para la generación en la región del Interior del país durante el trimestre analizado. La planta Termoyopal se posiciona como la principal consumidora de gas natural en la región, con un consumo mensual promedio de 36,1 GBTUD, equivalente al 35,4% del total del consumo en el interior del país. Este dato refleja la importancia fundamental de esta planta en la generación de electricidad en la región.



Durante los dos primeros meses, hubo una participación importante de las plantas Termovalle, Termoemcali y Merilectrica. Sus consumos representaron en conjunto el 52,9% del total del consumo en el interior del país para el trimestre en análisis. Termovalle se ubicó en el segundo lugar, con un consumo de 25,7 GBTUD, Temoemcali, en el tercer lugar, con un consumo de 15,3 GBTUD y finalmente Merilectrica en el cuarto lugar con un consumo medio de 13,0 GBTUD.

Las demás plantas, en conjunto, presentan un consumo promedio mensual de 12,0 GBTUD que aportan el 11,8% del consumo total del interior del país.

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

	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Dic. 24	13,8	0,0	0,0	18,0	0,1	33,2	11,6	37,7	114,5
Ene. 25	19,9	0,0	0,0	14,6	0,2	26,5	12,1	36,2	109,6
Feb. 25	4,5	0,0	0,0	13,0	0,1	16,5	11,9	34,2	80,1
Promedio Trimestre	13,0	0,0	0,0	15,3	0,1	25,7	11,9	36,1	102,1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector Refinería presentó un consumo promedio de gas natural de 140,4 GBTUD durante el período analizado (ver Figura 2-30). Esta cifra evidencia un consumo relativamente constante a lo largo del trimestre, con algunas variaciones puntuales. El consumo máximo de gas natural se registró el día 10 de diciembre de 2024, llegando a 154,3 GBTUD, mientras que el consumo mínimo se observó el 15 de febrero, con 89,6 GBTUD. El mínimo observado se explica por la baja en la producción de la Refinería de Cartagena derivada de la falla eléctrica ocurrida el 16 de agosto de 2024. Las demás variaciones en el consumo pueden estar asociadas a diversos factores, como la demanda de productos refinados, la disponibilidad de gas natural y las condiciones operativas de las refinerías.

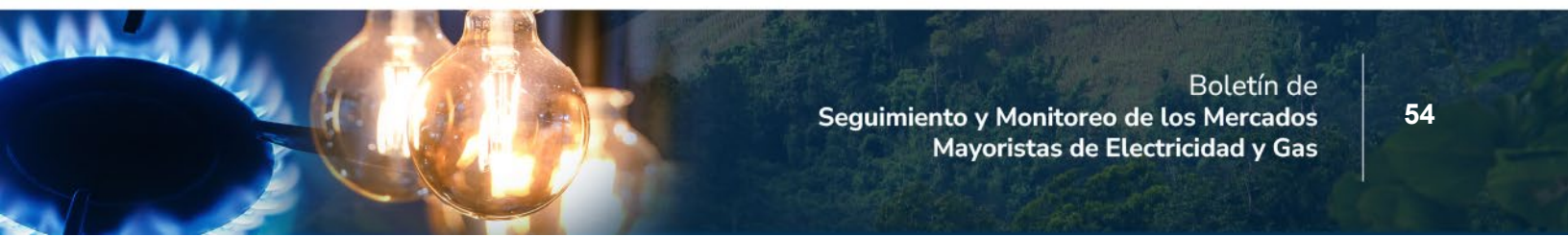
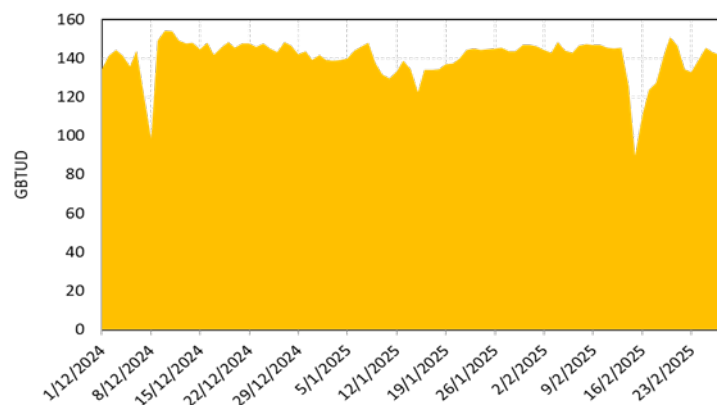


Figura 2-30: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.

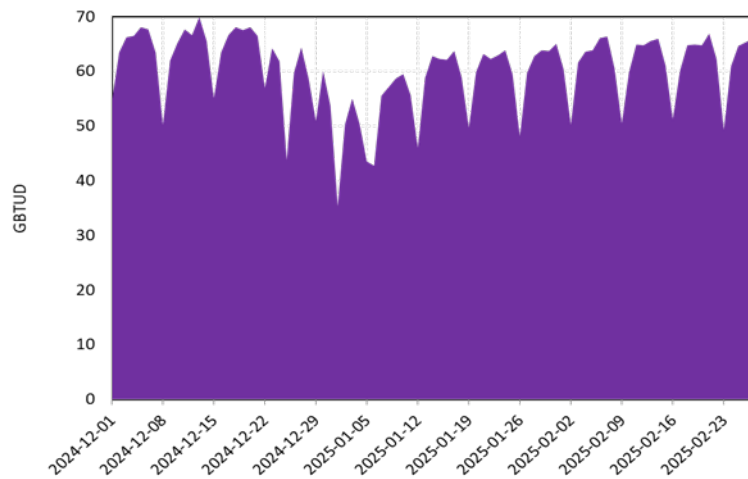


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV):

La Figura 2-31 ilustra el consumo de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre analizado. Se observa un comportamiento estable en general, con una estacionalidad semanal típica. Esto significa que el consumo presenta variaciones predecibles a lo largo de la semana, con días de mayor consumo, generalmente a principio de semana, y días de menor consumo durante los fines de semana.

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



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

El consumo promedio de gas natural en el sector GNCV durante el trimestre fue de 60,2 GBTUD, 3,2% por debajo del trimestre anterior. Este valor refleja un consumo moderado en relación con otros sectores analizados. En cuanto a los valores extremos, se registró un consumo máximo de 69,9 GBTUD el 13 de diciembre y un consumo mínimo de 35,4 GBTUD el 1 de enero.

Petroquímica:

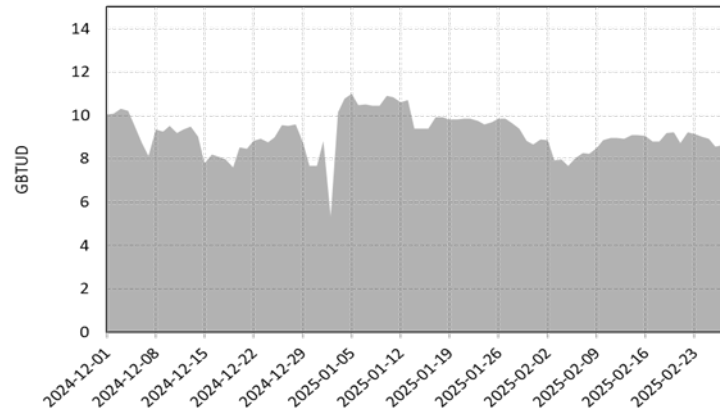
La Figura 2-32 ilustra el comportamiento del consumo de gas natural en el sector Petroquímico durante el período analizado. Este sector registró un consumo medio trimestral de gas natural de 9,2 GBTUD durante el período analizado. A lo largo del trimestre se alcanzó un máximo de 11,0 GBTUD y un mínimo de 5,4 GBTUD en el mes de enero.

La variabilidad del consumo de gas natural en el sector Petroquímico puede estar influenciada por diversos factores, entre los que se destacan: disponibilidad de gas natural a precios competitivos, o condiciones operativas de las plantas petroquímicas, como mantenimientos o paradas no programadas. La demanda de gas natural tiende a ser más alta a principios del trimestre y disminuye



hacia el final. Esto podría estar relacionado con la demanda estacional de productos petroquímicos.

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



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

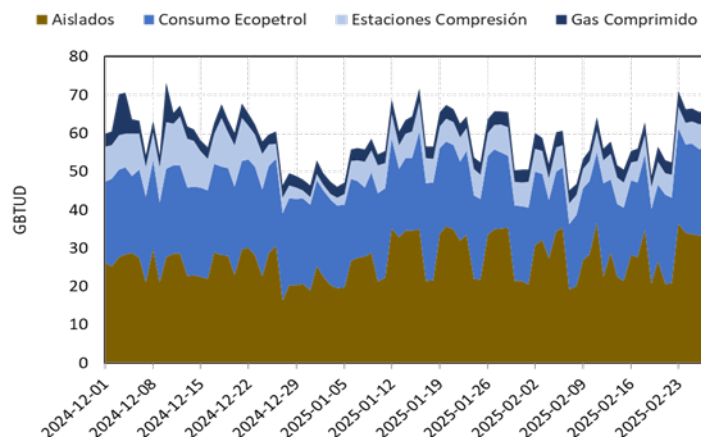
Otros sectores:

La Figura 2-33 muestra la demanda de gas natural de los sectores agrupados bajo la categoría "Otros sectores" durante el trimestre analizado. Esta categoría agrupa demanda asociada con: estaciones de compresión, consumos de Ecopetrol (incluye consumo para plantas Termo Ocoa y Termo Suria), demanda atendida por campos aislados y gas comprimido.

Los cuatro subsectores agrupados en "Otros sectores" presentaron un consumo agregado promedio de 58,7 GBTUD, demanda que es moderada, frente a otros sectores. Sin embargo, se destaca que la demanda dentro de esta categoría puede presentar variaciones notables entre los diferentes sectores, por la cantidad de usos asociados. La demanda máxima de 73,2 GBTUD ocurrió el 10 de diciembre y el menor consumo fue de 45,1 GBTUD el 7 de febrero.

De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con una media de 27,1 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 21,4 GBTUD y Estaciones de compresión con 6,7 GBTUD.

Figura 2-33: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



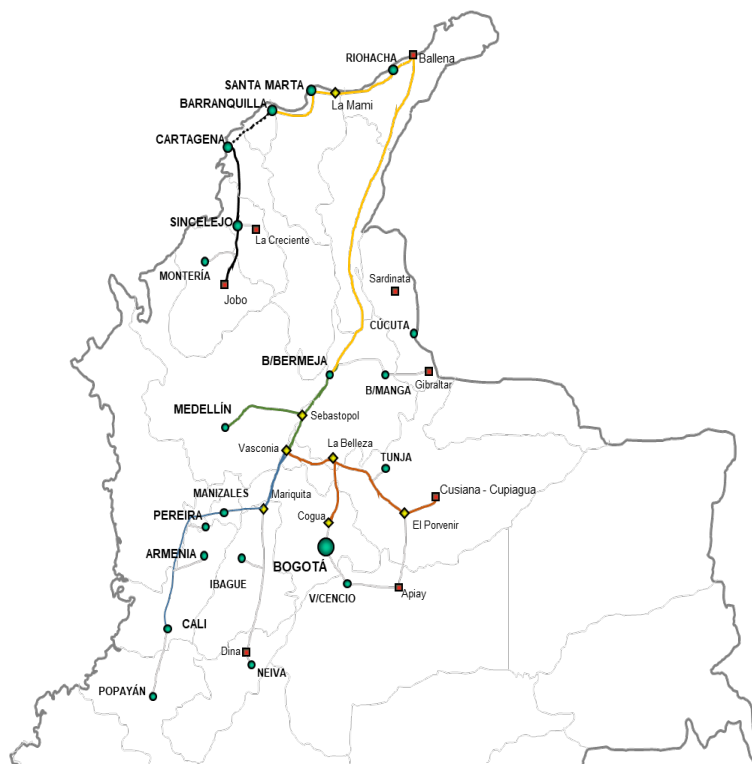
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

En la Figura 2-34 presenta un mapa detallado del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) de Colombia, donde se ilustra la ubicación de los principales gasoductos. Este mapa no solo permite visualizar la extensa red de gasoductos que atraviesan el país, sino que también ofrece información valiosa sobre los principales centros de consumo, producción y otros puntos de interés del SNT.



Figura 2-34: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.



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

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

Oriente:

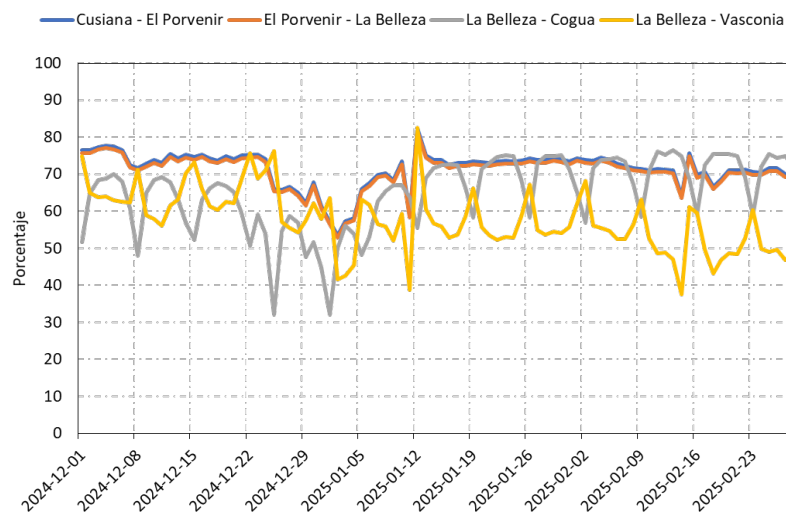
La Figura 2-35 ilustra los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan gas natural desde Cusiana hacia el interior del país durante el trimestre analizado. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización en cada tramo, identificando patrones y eventos relevantes.



La utilización promedio de los tramos Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza, se única cerca al 80,0% durante la mayor parte del trimestre. La utilización promedio del tramo La Belleza – Vasconia, varía entre el 50,0% y el 70,0%. Esto indica una alta demanda de gas natural transportado a través de estos tramos, lo que refleja la importancia de esta ruta para el suministro de gas natural al interior del país.

Por otro lado, el segmento La Belleza – Cogua presentó una utilización más variable en comparación con los tramos anteriores, oscilando entre el 50,0% y el 75,0% aproximadamente.

Figura 2-35: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.



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

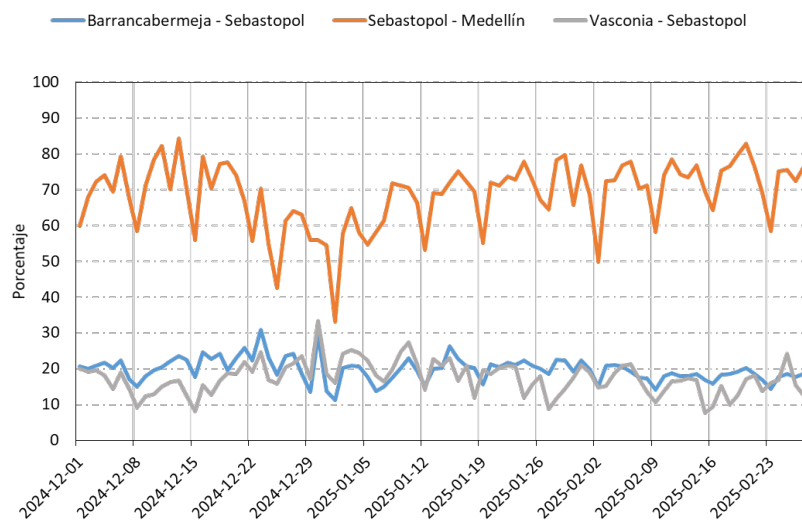
Centro:

Así mismo, la Figura 2-36 ilustra el porcentaje de utilización del ducto Sebastopol - Medellín. La información presentada permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la utilización del ducto, identificando patrones y eventos relevantes.



El ducto Sebastopol - Medellín presentó un alto nivel de utilización durante el trimestre, con valores que oscilaron entre el 60,0% y el 70,0%. Se observa una variabilidad en la utilización del ducto a lo largo del trimestre, con picos en algunos días y caídas en otros, lo que podría estar asociada a diversos factores, como: demanda estacional, algunas interrupciones en Sebastopol y factores económicos. En contraste, los tramos Barrancabermeja – Sebastopol y Vasconia – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron alrededor de 20,0%.

Figura 2-36: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.



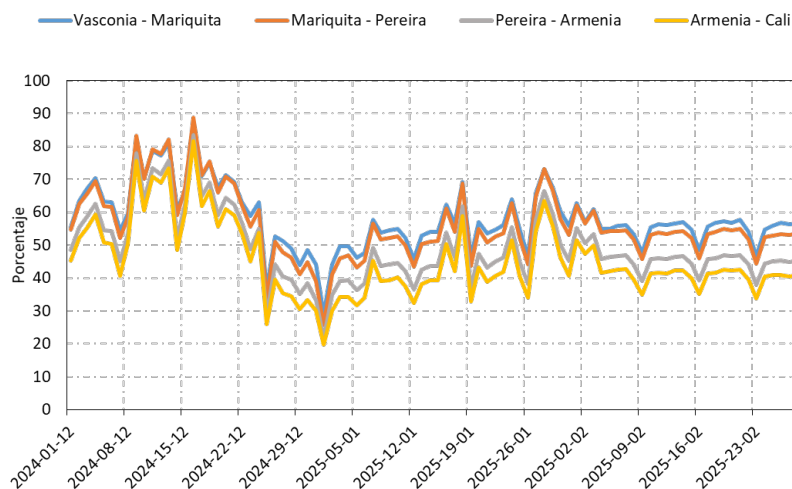
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se observa un comportamiento estable en la utilización de los ductos durante todo el período analizado. Esto indica que la demanda de gas natural en el occidente del país se mantuvo relativamente constante a lo largo del trimestre. Los valores medios de utilización oscilaron entre el 40,0% y el 60,0% la mayor parte del tiempo, lo que refleja una variabilidad moderada en la demanda (ver Figura 2-37).



Figura 2-37: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.



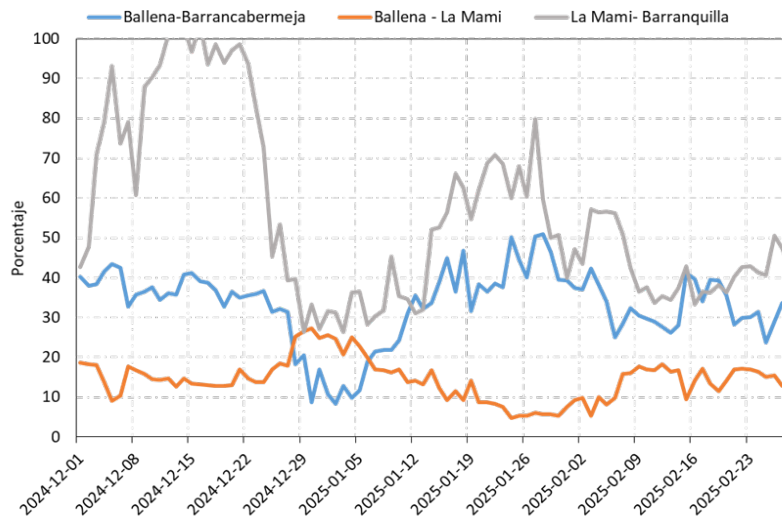
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Ballena:

Los gasoductos que transportan el gas producido en los campos de Ballena y Chuchupa, tanto para el Interior del país como para la Costa Caribe. El tramo La Mami – Barranquilla presenta unos picos explicados por el alto consumo para generación de electricidad durante el mes de diciembre (ver Figura 2-38). Mientras que la baja utilización de los segmentos Ballena -Barrancabermeja y Ballena - La Mami está asociada a una menor oferta de los campos de producción mencionados.



Figura 2-38: Porcentaje de uso por tramo del gasoducto con gas origen Ballena.



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

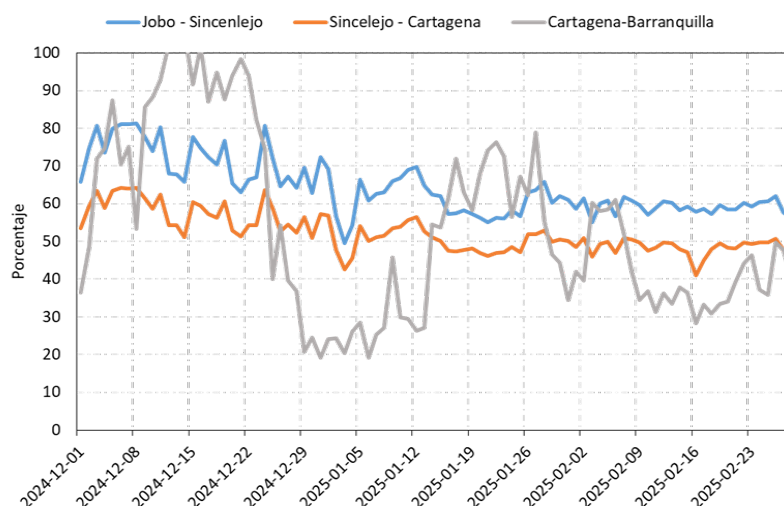
Sur Costa:

En este sistema de ductos se consideran los segmentos Jobo – Sincelejo, Sincelejo – Cartagena y Cartagena – Barranquilla. La Figura 2-39 ilustra el porcentaje de utilización de los ductos antes mencionados. El primer tramo Jobo – Sincelejo registró un porcentaje de utilización medio superior al 60,0% de su capacidad, en tanto el Tramo Sincelejo – Cartagena se encuentra entre el 50,0% y el 60,0% de su capacidad.

El tramo Cartagena – Barranquilla se encuentra durante el mes de diciembre al tope, explicado por los altos consumo, térmicos presentados durante estos meses.



Figura 2-39: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.



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

En general, el porcentaje de utilización del sistema de ductos sur costa permite concluir que la demanda de gas natural en la región presentó un comportamiento estable durante el trimestre analizado. Los tramos Jobo – Sincelejo y Sincelejo – Cartagena registraron una demanda sostenida, mientras que el tramo Cartagena – Barranquilla presentaron una demanda con variaciones que se pueden asociar con los consumos térmicos.

2.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural

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



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

Mantenimientos programados:

Durante el periodo comprendido entre diciembre 2024 y febrero 2025 se efectuaron 31 mantenimientos programados, 28 corresponden a mantenimientos en la infraestructura de producción de gas natural del país. En lo que respecta a la infraestructura de transporte, se presentaron tres mantenimientos programados.

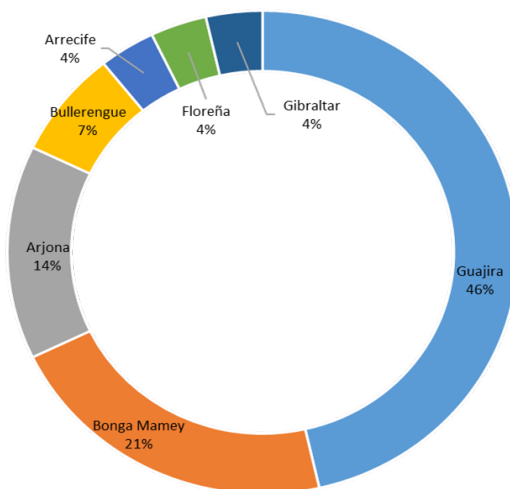
A continuación, se presenta las cifras de los mantenimientos programados de la infraestructura de producción que se llevaron a cabo durante el trimestre de análisis:

Producción:

La Figura 2-40 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. Los campos de producción donde más se realizaron mantenimientos fueron Guajira con un total de 13, seguido por Bonga y Mamey con 6, Arjona con un total de 4 y Bullerengue con un total de 2.



Figura 2-40: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.

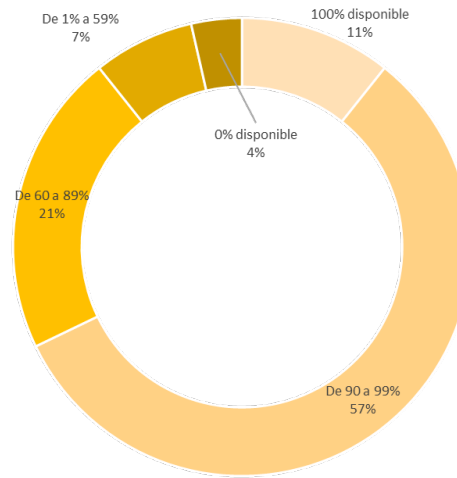


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 85,5% del total de mantenimientos a la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Hocol.

Así mismo, en la Figura 2-41 se puede observar que, del total de mantenimientos hubo tres mantenimientos que restringieran la totalidad del suministro del campo asociado al sistema. Es importante mencionar que, durante estos eventos no hubo afectación a la demanda esencial.

Figura 2-41: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

También se observa que la mayor proporción de mantenimientos realizados durante el trimestre restringieron la capacidad de producción del campo en valores menores entre 90,0% y 99,0%.

Transporte:

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

- ♦ El 1 de diciembre de 2024 se realizaron cambios de tramo en el gasoducto de 6" Payoa-Bucaramanga. Esta declaración generó una restricción máxima de 5,1% de su capacidad.
- ♦ Del 19 al 20 de febrero de 2025 se realizó la reparación por corte y empalme "río Guayuriba Guayabetal PK 45+355" en el tramo Apiay - Usme. Esta declaración generó una restricción máxima de 50% de su capacidad.

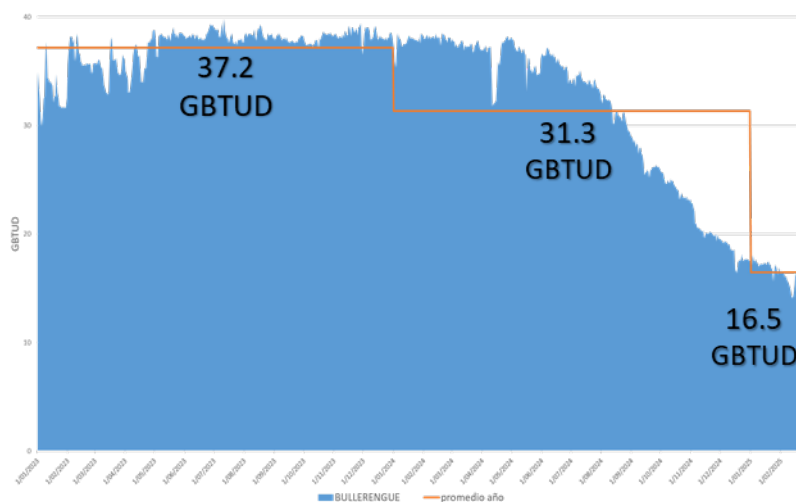
- ♦ El 25 de febrero de 2025 se realizó la reparación por corte y empalme Ramal Belén 3" PK 8+000 en el tramo Teatinos - Belencito. Esta declaración no generó restricción de su capacidad.

Eventos no programados:

Complementando el seguimiento a la disponibilidad de la infraestructura de gas natural, se analizan los registros de eventos no programados. Para este trimestre en particular, se registraron dos eventos. Uno en la infraestructura de producción y otro en la infraestructura de transporte.

- El 8 de febrero de 2025 se identificó una fuga de gas aproximadamente en el PK 26+880 del gasoducto Otero – Santana. Esta afectación probablemente fue generada por clima y fuerzas externas a causa de movimientos del terreno por donde pasa el gasoducto que pudieron generar esfuerzos sobre la tubería. Este evento se cerró el 10 de febrero y generó una restricción máxima de 11,7% de su capacidad.
- El 14 de diciembre de 2024 se presentó una limitación técnica en los campos de producción Bonga y Mamey ocasionada al presentarse fallas en la operación de los compresores Booster. Este evento fue superado a las 14:00 horas del 15 de diciembre y no afectó la atención de la demanda esencial.
- Durante este periodo continúan los eventos de acceso a los pozos del campo Bullerengue reportados en junio de 2024. Este campo está ubicado en una zona de actividad tectónica que ha producido la deformación de las tuberías de revestimiento, conllevando a la declaración de insalvable restricción en la oferta de gas en noviembre de 2024. Su producción se ha visto afectada cayendo de 37.2 GBTUD en promedio hasta mayo de 2024 a 16.5 GBTUD para los dos primeros meses de 2025. Lo anterior representa una caída de 55.7% en la energía inyectada, tal y como se presenta en la siguiente gráfica:

Figura 2-42: Afectación producción campo Bullerengue.



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

3 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Este capítulo desarrolla un análisis del mercado de energía eléctrica, inicia analizando los indicadores del mercado, seguido por una descripción de los niveles de contratación. Finalmente, se presenta la revisión de las variables operativas relacionadas con los recursos con los que se atendió la demanda, disponibilidad del recurso hídrico, entre otras.

3.1 Análisis de mercado

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

3.1.1 Indicadores de concentración

Dada la naturaleza oligopólica del mercado eléctrico colombiano; los agentes generadores podrían tener incentivos para ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia. Igualmente, podrían tener disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. Para identificar dichos comportamientos, se han aplicado indicadores para determinar el grado de concentración o el impacto que un agente pueda tener en un mercado, como es el caso del índice de Herfindahl-Hirschman (HHI por sus siglas en inglés), uno de los indicadores más reconocidos por la literatura económica para este fin. De manera complementaria, se analiza el Índice de Oferta Residual (IOR), que permite establecer el nivel de dependencia del sistema a un agente/grupo de agentes específico(s).

Concentración y participación de mercado – Herfindahl-Hirschman Index (HHI):

Este indicador permite medir la concentración en un mercado, considerando la participación de mercado de cada uno de los agentes involucrados; su uso es sugerido como un indicador de concentración de mercado, ya que tiene en cuenta tanto el número de competidores como su participación relativa el cual se desarrolla en el informe semestral de seguimiento de enero-junio de 2019³.

Para el análisis del comportamiento diario del indicador se usarán las categorías definidas por Departamento de Justicia y de comercio de EE.UU. sobre otras categorías de calificación como fueron abordadas en el “Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas – Septiembre a Noviembre 2023”.⁴

Durante el periodo de análisis del presente documento, el HHI asociado a la información de generación real en el sistema se identifica en la categoría de moderadamente durante la mayor parte del trimestre, sin embargo asciende ligeramente a la categoría altamente concentrado el 31 de diciembre de 2024 y el 1 de enero como consecuencia de una menor demanda de energía eléctrica y abundancia de recursos hídricos finalmente con el aumento de los aportes hídricos en los recursos hidroeléctricos elevaron nuevamente el indicador a la categoría altamente concentrado durante la última semana del mes de febrero de 2025. En resumen, el indicador presentó un valor promedio en el trimestre de 1.485,01, un mínimo de 934,22 y un máximo de 2.218,90 (ver Figura 3-1).

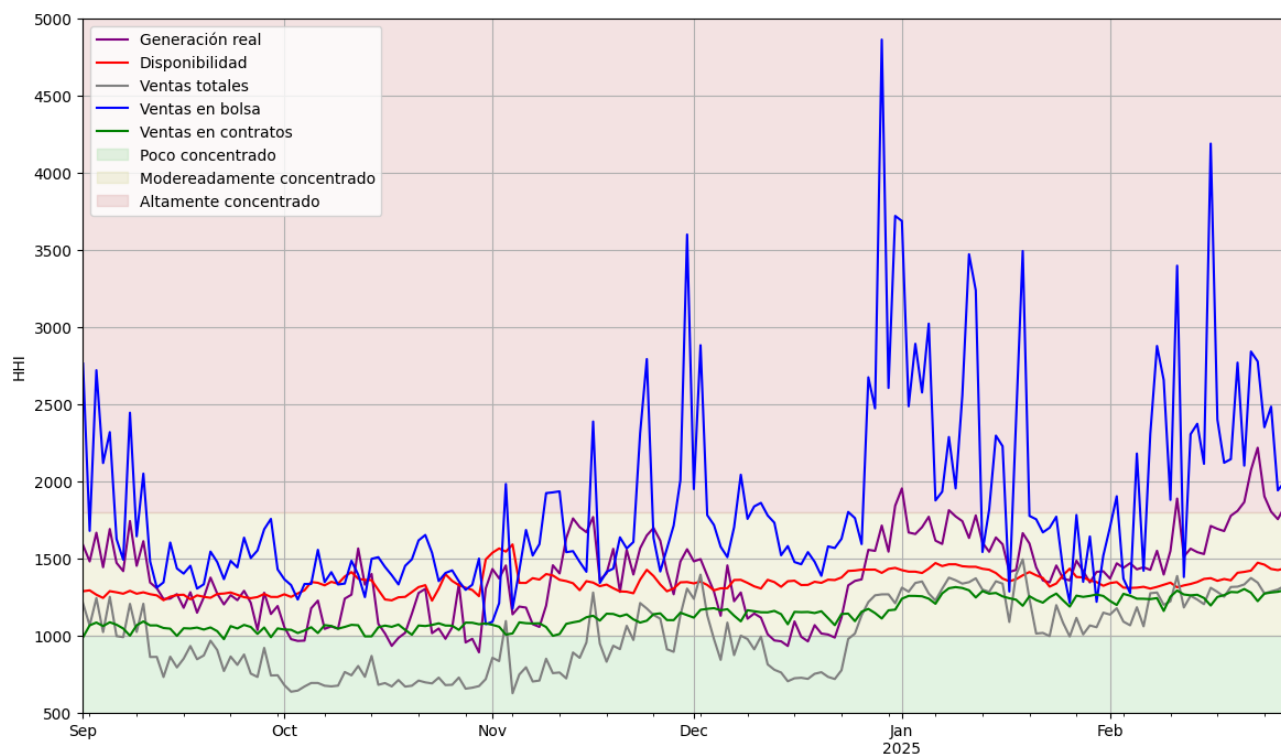
Por otro lado, el HHI asociado a la disponibilidad declarada de las plantas de generación eléctrica se categoriza como moderadamente concentrado en todo el periodo con un valor promedio de 1.378,05. A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.473,68 y el valor mínimo de 1.294,93.

³ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

⁴ Este informe puede ser consultado en la página web de la SSPD o en el siguiente enlace
<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-UMMEG-sept-nov-2023.pdf>



*Figura 3-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM, *Se usa la clasificación de Departamento de Justicia y de comercio de EE.UU. (2023).

Finalmente, considerando los ingresos de los agentes generadores en el sistema por concepto de energía vendida en contratos o energía vendida en la bolsa, se observa que, durante el periodo analizado, se clasifica como moderadamente concentrado a partir de la tercera semana del mes de diciembre de 2024 hasta el final de periodo, mientras en las primeras semanas del mes de diciembre el indicador se ubicó en la categoría de poco concentrado, con una media en el indicador de 1.142,93, un máximo de 1.495,68 y un mínimo de 705,55.

Este comportamiento se puede descomponer en las dos fuentes de ingresos del balance, por un lado, los contratos de largo plazo muestran un comportamiento muy estable sobre el nivel de concentración del indicador el cual fluctuó en el periodo de análisis entre 1.068,97 y 1.315,71, por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa puede ser categorizada como moderadamente



concentrada durante la tercera semana del mes de diciembre y las últimas dos semanas el mes de enero. El resto del tiempo se puede categorizar como altamente concentrado, comportamiento usual considerando que en la medida en la que entre más generación hidroeléctrica disponible en la matriz de generación real, las participaciones de pocas plantas hídricas concentran las ventas en bolsa y en el sentido contrario también aplica es decir a medida que se requiere más energía térmica hay más agentes participando del MEM.

Índice de Oferta Residual – IOR:

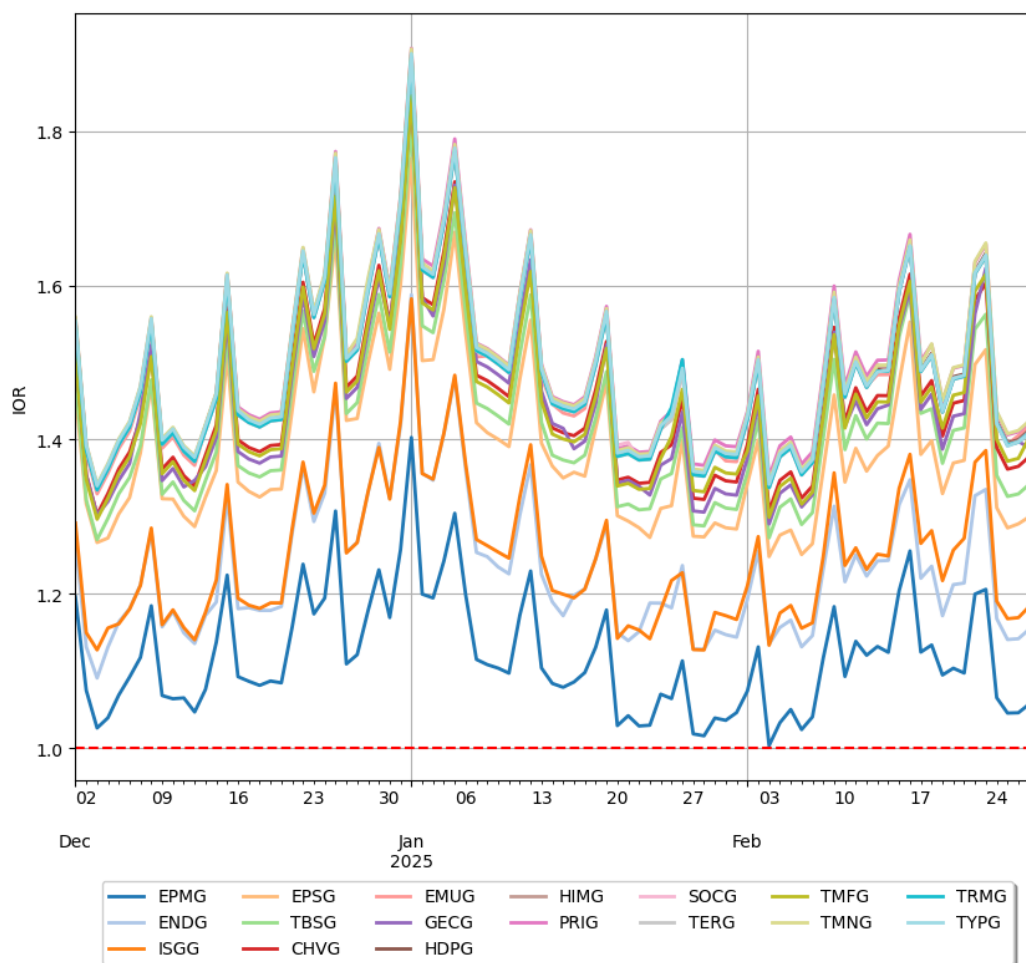
El Índice de Oferta Residual – IOR presenta la dependencia del sistema de un agente/pareja de agentes específico(s). Si el indicador es menor a 1, significa que el sistema depende del agente/pareja de agentes para cubrir la demanda, y en teoría, el agente/pareja de agentes podría(n) fijar el precio de la energía del sistema de manera unilateral/conjunta.

Análisis Pivotal (por agente):

En la Figura 3-2 se muestra la evolución del indicador durante el trimestre analizado diciembre 2024 – enero 2025, ilustrando el valor mínimo diario para cada agente obtenido para cada agente seleccionado por su capacidad instalada.



Figura 3-2 Índice de oferta residual – Pivotal.



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

En la Figura 2-2 también se puede observar que, considerando la disponibilidad de todas las plantas, no se superó el indicador para el periodo en análisis. Lo anterior coincide con la validación en el pre-despacho realizada por XM, a la luz de la metodología desarrollada en el marco de la Resolución CREG 101 018 de 2023, en donde el indicador no se ha activado en ningún momento.

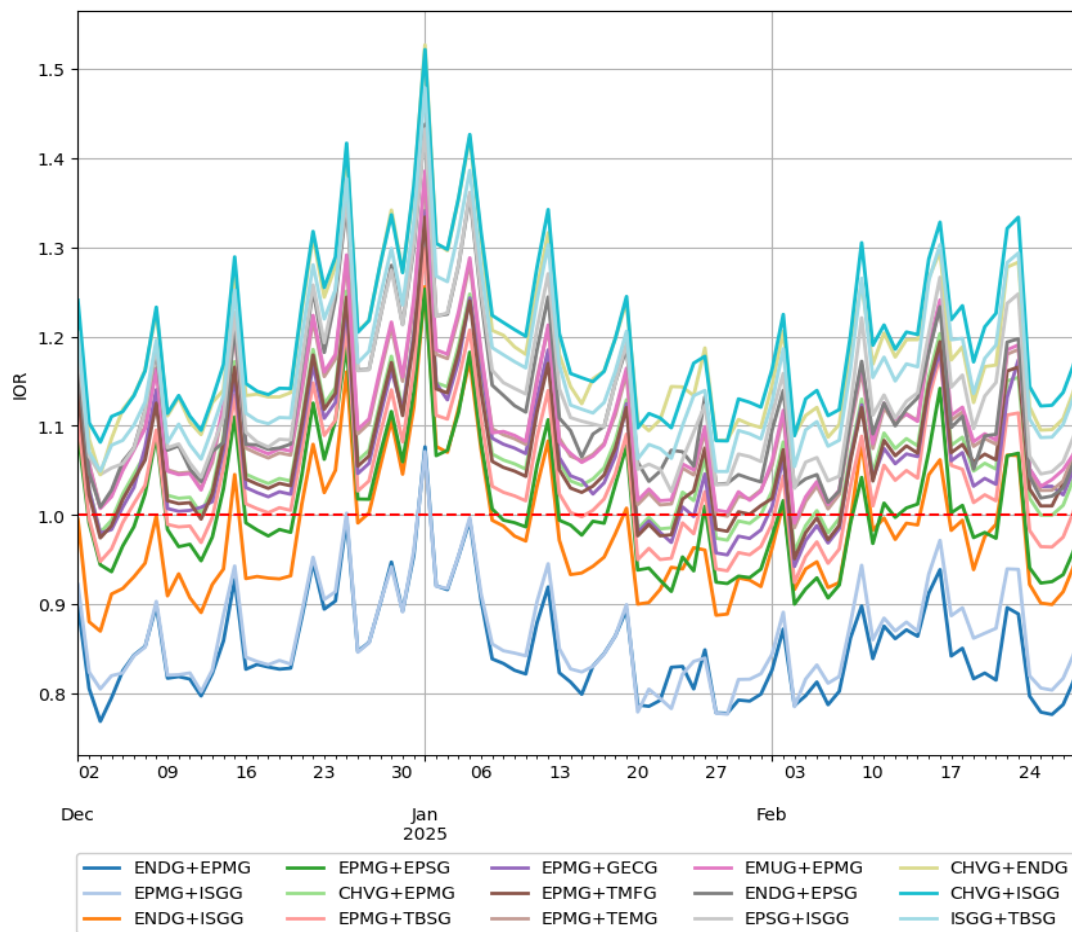


Análisis Bipivotal (por agente):

El IOR bipivotal muestra como es la dependencia del sistema de dos agentes en forma concurrente. Al igual que el IOR por agente, si el indicador es menor a 1, implica que el sistema depende de estos agentes para cubrir la demanda, y por lo mismo, pueden influir en la fijación del precio de bolsa de manera conjunta.

En la Figura 3-3, se presentan las 15 combinaciones con menores índices de oferta residual bipivotal analizados en el pasado, resaltándose que, las combinaciones entre agentes principales Enel-EPM, EPM – Isagen y Enel-Isagen tienen el IOR bipivotal promedio por debajo de 0,9.

Figura 3-3: Índice de oferta residual – Bipivotal.

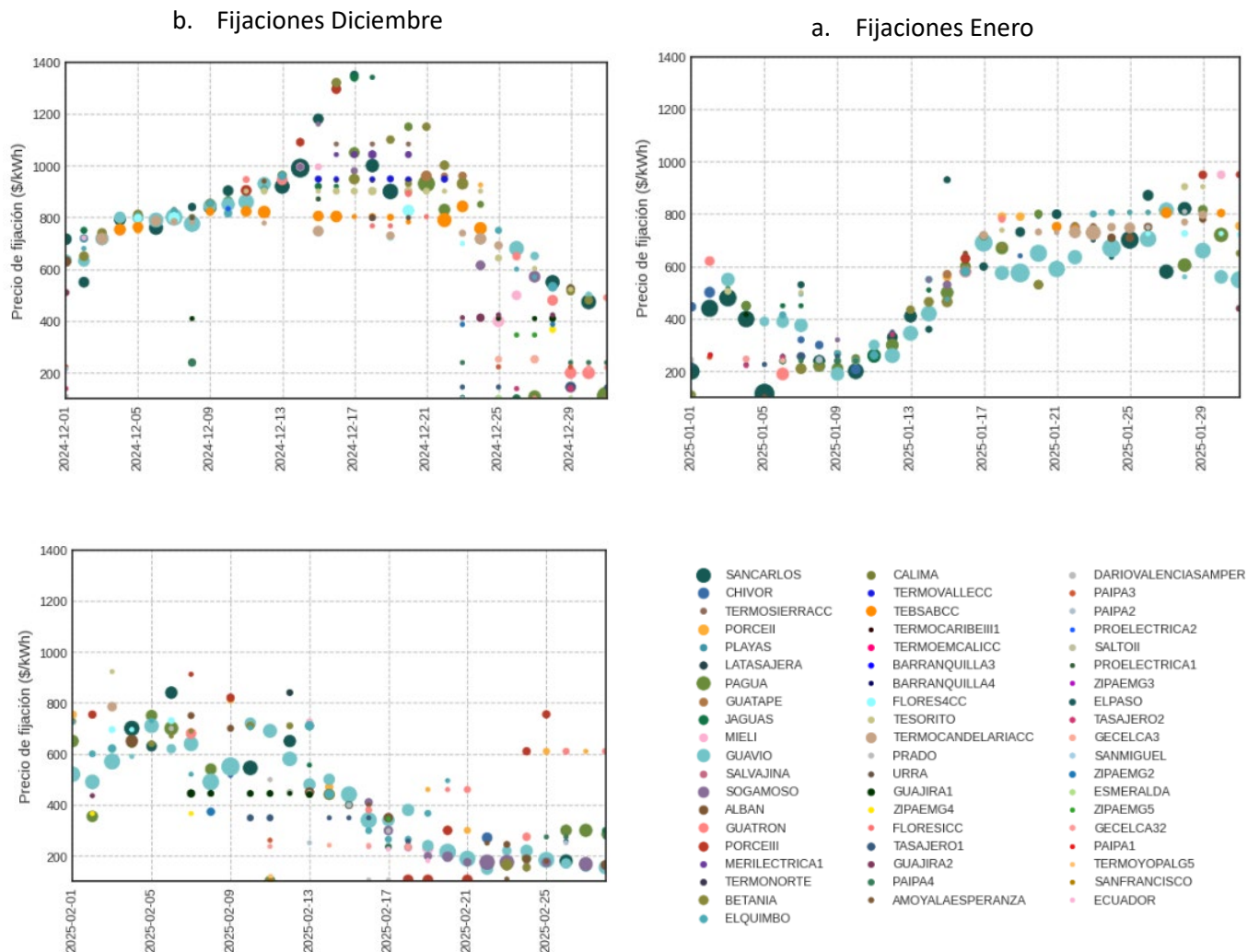


Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

3.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Durante el trimestre, 49 plantas fijaron el precio de bolsa (igual que en el trimestre anterior). Durante diciembre de 2024, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 737,03 \$/kWh (ver Figura 3-4). Así mismo, para el mes de enero de 2025, la fijación del precio de bolsa promedio fue 518,42 \$/kWh finalmente, para febrero el precio marginal promedio ascendió a de 421,13 \$/kWh.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM, Nota: Despacho ideal de Tx3 para el 30 de septiembre



Las plantas con el mayor número de fijaciones fueron Guavio, San Carlos, Pagua, Betania, Tebsab CC, Sogamoso, El Quimbo, Termocandelaria CC, Guatrón, Alban y Porce III, siendo responsables del 81,17% de las horas del trimestre.

Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por planta.

RECURSO	AGENTE	Dic./24	Ene./25	Feb./25
GUAVIO	ENEL	15.84%	29.84%	36.31%
SAN CARLOS	ISAGEN	15.30%	21.24%	8.04%
PAGUA	ENEL	8.59%	10.62%	9.97%
BETANIA	ENEL	7.38%	6.59%	4.46%
TEBSAB CC	TEBSA	8.72%	2.55%	0.00%
SOGAMOSO	ISAGEN	2.01%	1.21%	8.63%
EL QUIMBO	ENEL	3.09%	3.09%	4.17%
TERMOCANDELARIA CC	T.CANDELARIA	4.56%	4.70%	0.60%
GUATRON	EPM	4.56%	2.55%	2.53%
ALBAN	CELSIA	1.61%	2.02%	5.51%
PORCE III	EPM	1.61%	1.21%	4.76%
MIEL I	ISAGEN	3.09%	0.67%	1.79%
JAGUAS	ISAGEN	2.15%	1.88%	0.45%
PORCE II	EPM	0.94%	1.61%	2.08%
CHIVOR	CHIVOR	0.13%	3.36%	0.89%
TESORITO	CELSIA	2.95%	0.94%	0.15%
FLORES 4 CC	ENFRAGEN T.FLORES	2.55%	0.67%	0.74%
TASAJERO 1	TASAJERO1	1.07%	1.21%	1.34%
PAIPA 4	SOCHAGOTA	0.94%	1.08%	1.19%
GUAJIRA 1	GECELCA	0.67%	0.13%	1.79%
GUATAPE	EPM	1.34%	0.40%	0.00%
GUAJIRA 2	GECELCA	1.07%	0.27%	0.15%
PRADO	CELSIA	0.00%	0.27%	1.19%

RECURSO	AGENTE	Dic./24	Ene./25	Feb./25
TERMOVALLE CC	ENFRAGEN T.VALLE	1.21%	0.00%	0.00%
MERILECTRICA 1	CELSIA	1.07%	0.00%	0.00%
GECELCA 3	GECELCA	0.67%	0.13%	0.30%
GECELCA 32	GECELCA	0.27%	0.27%	0.60%
TASAJERO 2	TASAJERO2	0.54%	0.40%	0.00%
LA TASAJERA	EPM	0.67%	0.00%	0.30%
PLAYAS	EPM	0.40%	0.40%	0.00%
PAIPA 2	GENSA	0.13%	0.40%	0.30%
TERMONORTE	T.NORTE	0.67%	0.00%	0.00%
ZIPAEMG 2	ENEL	0.27%	0.00%	0.45%
PAIPA 3	GENSA	0.40%	0.13%	0.15%
FLORES I CC	ENFRAGEN T.FLORES	0.67%	0.00%	0.00%
URRA	URRA	0.54%	0.00%	0.00%
ZIPAEMG 4	ENEL	0.27%	0.00%	0.30%
SAN MIGUEL	ISAGEN	0.40%	0.00%	0.00%
ESMERALDA	EPM	0.40%	0.00%	0.00%
ZIPAEMG 5	ENEL	0.27%	0.00%	0.15%
DARIO VALENCIA SAMPER	ENEL	0.13%	0.00%	0.30%
TERMOSIERRA CC	EPM	0.40%	0.00%	0.00%
PROELECTRICA 1	PROELECTRICA	0.13%	0.00%	0.00%
AMOYA LA ESPERANZA	ISAGEN	0.00%	0.00%	0.15%
PROELECTRICA 2	PROELECTRICA	0.13%	0.00%	0.00%
TERMOYOPAL G5	T.YOPAL	0.00%	0.00%	0.15%
PAIPA 1	GENSA	0.00%	0.13%	0.00%
PROELECTRICA	PROELECTRICA	0.13%	0.00%	0.00%
SAN FRANCISCO	EPM	0.00%	0.00%	0.15%

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



Durante el trimestre, 18 agentes fijaron el precio de bolsa (1 menos que en el trimestre septiembre – noviembre 2024), de los cuales cinco fijaron el 90,70 % de las veces. Estos agentes fueron ENEL, ISAGEN, EPM, CELSIA, TEBSA y Termo Candelaria como se presenta en la Tabla 2-1.

Tabla 3-2: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.

AGENTE	Dic./24	Ene./25	Feb./25
ENEL	35.84%	50.13%	56.10%
ISAGEN	22.95%	25.00%	19.05%
EPM	10.34%	6.18%	9.82%
CELSIA	5.64%	3.23%	6.85%
TEBSA	8.72%	2.55%	0.00%
T.CANDELARIA	4.56%	4.70%	0.60%
GECELCA	2.68%	0.81%	2.83%
PRIME T.FLORES	3.22%	0.67%	0.74%
CHIVOR	0.13%	3.36%	0.89%
TASAJERO1	1.07%	1.21%	1.34%
SOCHAGOTA	0.94%	1.08%	1.19%
GENSA	0.54%	0.67%	0.45%
T.VALLE	1.21%	0.00%	0.00%
TASAJERO2	0.54%	0.40%	0.00%
T.NORTE	0.67%	0.00%	0.00%
URRA	0.54%	0.00%	0.00%
PROELECTRICA	0.40%	0.00%	0.00%
T.YOPAL	0.00%	0.00%	0.15%

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

Durante el trimestre en análisis, se observó una notable recuperación del volumen útil en diciembre, alcanzando el 23 de ese mes el nivel de la senda de referencia. Esta tendencia se mantuvo hasta la primera semana de enero, cuando los precios en bolsa llegaron a alcanzar los 1.062 \$/kWh. Sin

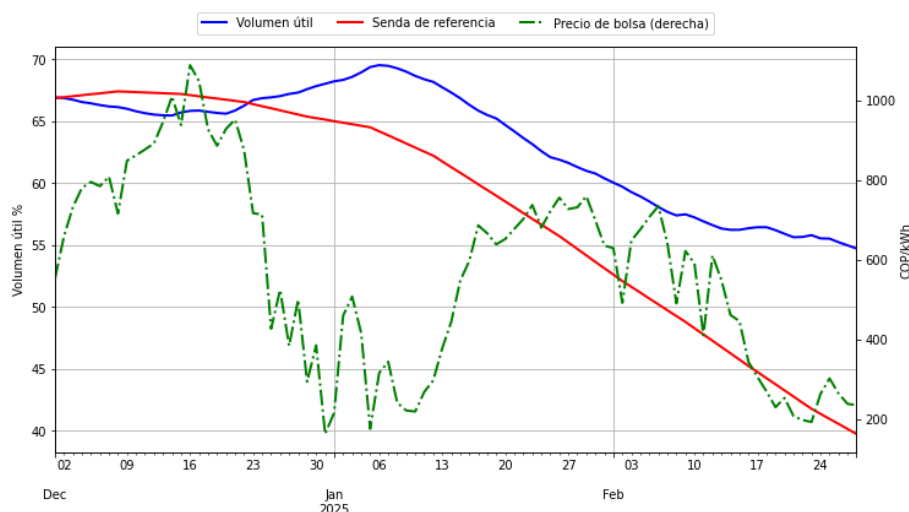


embargo, a partir de ese momento, los embalses comenzaron a disminuir, especialmente durante el resto de enero y la primera semana de febrero.

A pesar de esta caída, el volumen útil se mantuvo por encima de la senda de referencia publicada por XM. No obstante, la diferencia con respecto a dicha senda se amplió en las últimas semanas de febrero, alcanzando un 14,99% el último día del mes.

Como resultado, los precios promedio en bolsa fueron de 524 \$/kWh en enero y 461 \$/kWh en febrero (ver Figura 3-5).

Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.



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

Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

La Figura 4-6 compara el indicador de aportes bajos de varias plantas con regulación alta (mayor a 8 semanas) y media (entre 2 y 8 semanas) frente al precio de bolsa. El indicador, se acerca a 1 cuando los aportes para cada planta, son relativamente bajos contra el peor de los promedios históricos con ventana de tiempo de 14 días, y se acerca a 0 cuando hay aportes importantes comparado contra el mismo promedio histórico.

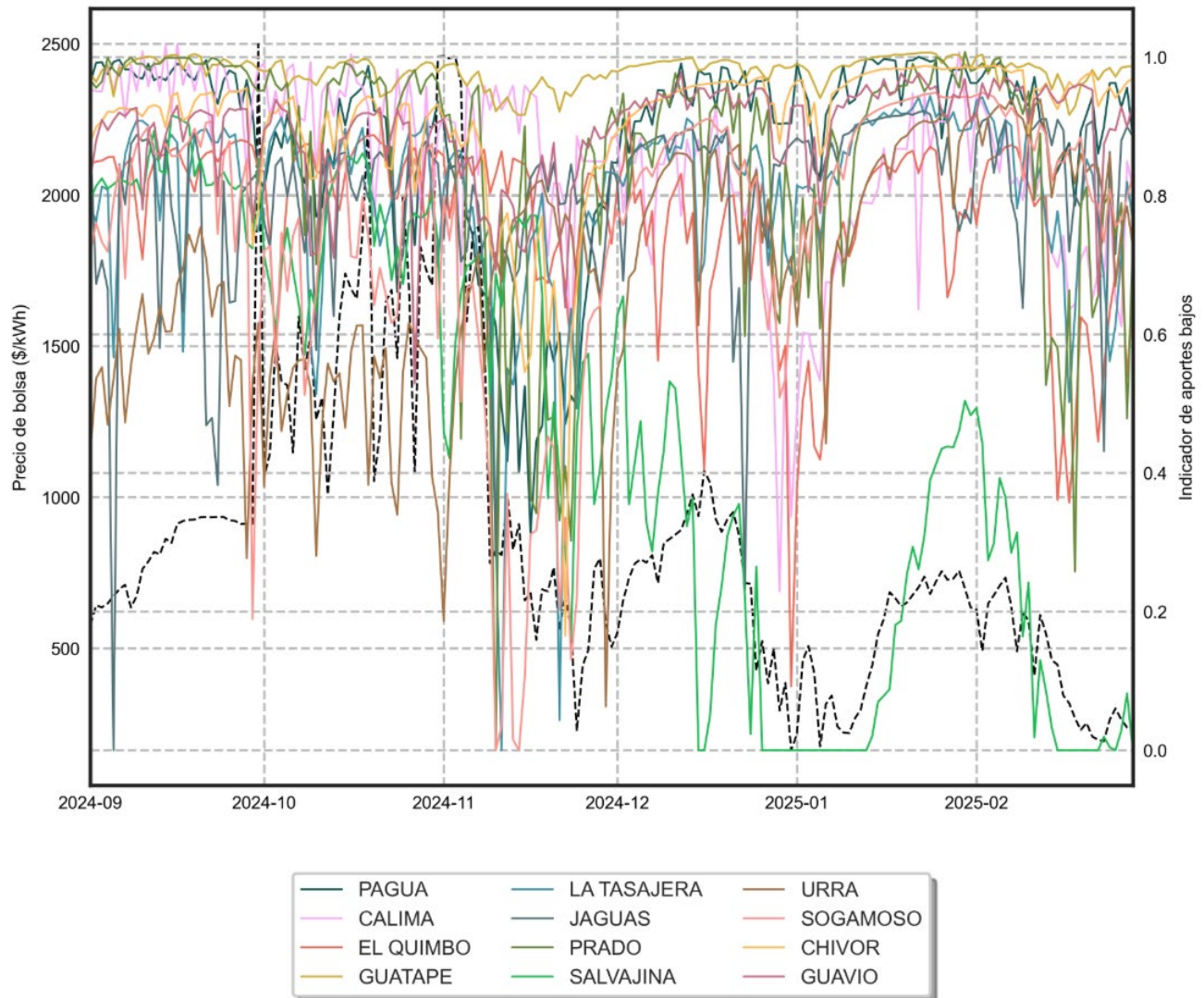


Al comparar el trimestre septiembre - noviembre, con el trimestre diciembre – febrero, se observa que hubo muchas menos lluvias para este último. Durante el trimestre anterior, se observó un aumento importante de aportes; no obstante, los mismos no fueron suficientes para recuperar el volumen útil del sistema, por lo que entró en vigencia el estatuto de desabastecimiento durante octubre y parte de noviembre.

Durante noviembre, los aportes aumentaron de forma tal, que el precio de bolsa disminuyó de forma importante. Al iniciar el trimestre, en diciembre, se observó una nueva disminución de aportes, implicando un aumento del precio de bolsa, el cual superó los 1000 %/kWh de forma esporádica. A finales de diciembre, se observó una nueva ola de lluvias, que unidos a la disminución de la demanda que se da usualmente en diciembre, hicieron que el precio de bolsa disminuyera una vez más.

Desde mediados de enero hasta mediados de febrero, nuevamente se observó una ola de calor, que influyó en el aumento del precio de bolsa promedio, y finalmente, durante la segunda mitad de febrero, se observaron aportes importantes, que presionaron a la baja al precio de bolsa, por debajo de los 300 \$/kWh

Figura 3-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas varias plantas de alta y media regulación.



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

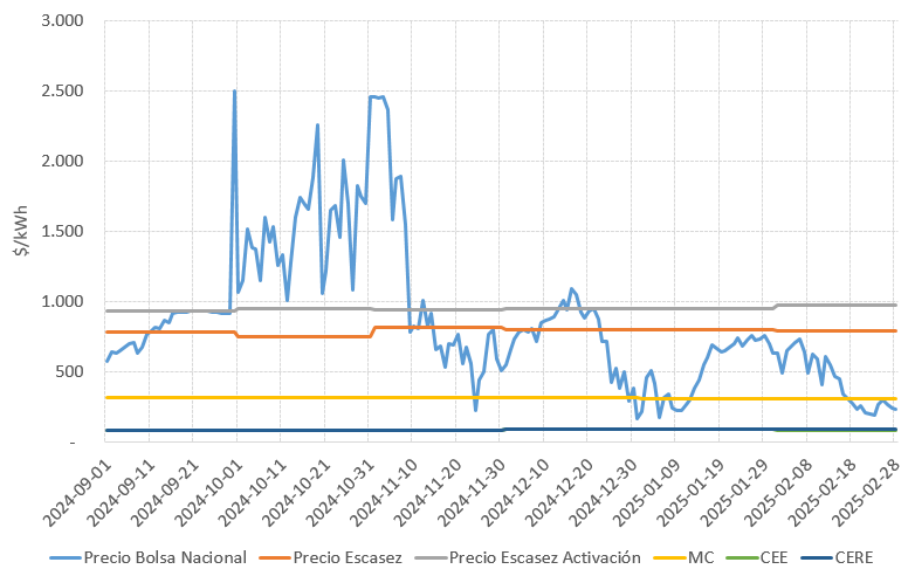
Precios de referencia:

El precio de bolsa en promedio, disminuyó en relación con el trimestre anterior, con un promedio para diciembre de 742 \$/kWh a 429 \$/kWh en promedio para febrero (Figura 3-7). Por su parte, el MC, que



refleja el promedio de los contratos de energía registrados en la plataforma Sicep, se encontró durante el trimestre alrededor de 306 \$/kWh.

Figura 3-7 Precios representativos del mercado.



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

El Costo Equivalente Real de Energía (CERE), aumentó frente al trimestre anterior, pasando de valores entre 79 \$/kWh y 84 \$/kWh en promedio trimestral, a valores entre 88 y 93 \$/kWh para el trimestre diciembre 2024 a febrero 2025.

La Tabla 3-3 presenta los precios referencia promedio mensuales del mercado.

Tabla 3-3: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.

Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE
	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)
Sep. - 24	873,71	785,07	932,49	313,88	79,74
Oct. - 24	1.530,57	751,31	945,31	313,70	79,41
Nov. - 24	1.047,11	811,93	936,06	312,76	83,93



Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE
	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)
Dic. - 24	741,76	798,73	948,85	310,82	93,23
Ene. - 25	519,62	797,39	951,76	306,38	87,81
Feb. - 25	428,76	793,90	970,59	307,39	89,10

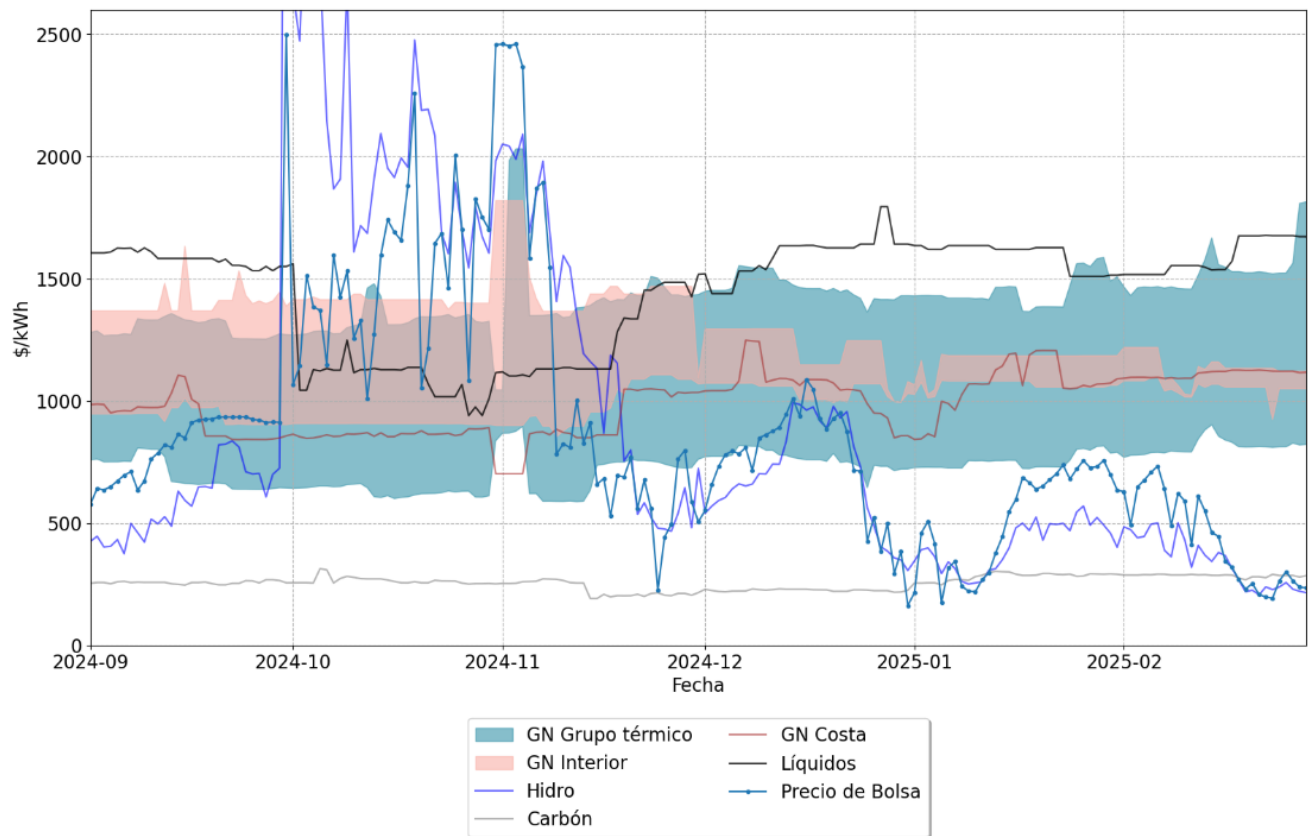
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Precios de oferta promedio por energético:

La Figura 3-8 presenta los precios promedio ponderado de las ofertas realizadas por los agentes generadores en el Mercado de Energía Mayorista durante los últimos 6 meses, agrupados por recurso energético. Se incluye el impacto de la entrada en vigencia del mecanismo de sostenibilidad de la confiabilidad establecido por la CREG, en la cual, se reajusta el valor de las plantas hidro al alza, para forzar el embalsamiento de recurso hídrico, cuando el volumen útil se encuentra por debajo de la senda de referencia que evalúa la cantidad mínima de este recurso para atender la demanda futura de mediano plazo.

Para las plantas térmicas que manejan configuraciones, la gráfica presenta el área del promedio ponderado entre las configuraciones más económicas y más costosas.

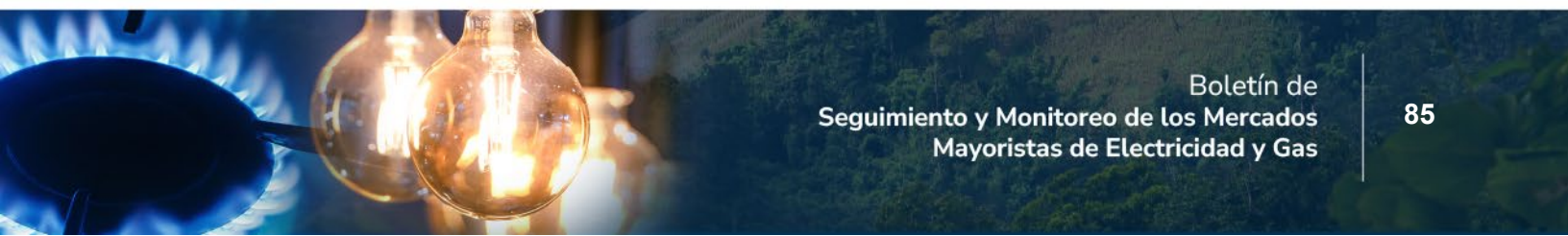
Figura 3-8: Precio de oferta promedio mensual por recurso energético.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ofertas presentadas en el MEM.

Para las plantas hidro se observa que, durante el trimestre diciembre de 2024 a febrero de 2025 el precio promedio de las ofertas disminuyó, pasando de cerca de 1000 \$/kWh a cerca de 220 \$/kWh a finales de febrero de 2025.

En cuanto a los precios de oferta de las plantas a carbón, se observa que aumentaron durante el trimestre analizado, pasando de cerca de 220 \$/kWh a cerca de 285 \$/kWh, e igualmente aumentaron en relación al promedio anterior, pasando en promedio, de 250 \$/kWh en el trimestre septiembre - noviembre, a 263 \$/kWh, en el último trimestre.



Las plantas que funcionan con Gas Natural deben presentar precios para cada una de sus configuraciones. Para las plantas que usan este energético, que están ubicadas al interior del país, se observó que el comportamiento de sus precios ofertados, osciló en promedio entre 1039 \$/kWh para las configuraciones más económicas, y 1219 \$/kWh para sus configuraciones más costosas.

Para las plantas del grupo térmico (Flores, Tebsa y Termocandelaria), sus ofertas de configuraciones más económicas, estuvieron en el rango entre 749 \$/kWh en 810 \$/kWh para sus configuraciones más económicas, y para las configuraciones más costosas, se observaron rangos promedio entre 1.444 \$/kWh y 1514 \$/kWh durante el trimestre dic-24 a feb-25.

Otras plantas de la costa diferentes al grupo térmico no cuentan con configuraciones por lo que se observa un promedio trimestral cercano a los 1110 \$/kWh.

Finalmente, las plantas de generación que usan combustibles líquidos tuvieron valores promedio que disminuyeron durante el trimestre, pasando de 1598\$/kWh a 1.583 \$/kWh durante el trimestre.

La Tabla 3-4 presenta los precios promedio de las ofertas diarias para el mercado Spot del Mercado de Energía Mayorista por tipo de recurso energético. Se han excluido, las plantas del interior a gas natural con suministro a boca de pozo, las cuales ofertan a mínimos regulatorios.

Tabla 3-4: Precio de oferta promedio por recurso energético.

Mes	Hidro	Carbón	Costa GN	Costa GN GT min	Costa GN GT máx.	Interior GN min	Interior GN máx.	Líquidos
Sep. - 24	743.4	256.2	921.0	696.9	1297.3	939.7	1395.3	1583.0
Oct. - 24	2063.8	262.9	862.7	630.2	1323.7	906.4	1418.9	1103.8
Nov. - 24	1182.5	226.8	937.5	694.8	1439.4	992.0	1446.6	1258.9
Dic. - 24	693.1	224.9	1042.2	760.8	1464.0	1039.5	1219.7	1598.7
Ene. - 25	405.6	281.8	1047.5	749.0	1444.8	1064.9	1172.4	1596.7
Feb. - 25	343.4	285.2	1109.8	809.7	1514.8	1054.1	1135.1	1583.1

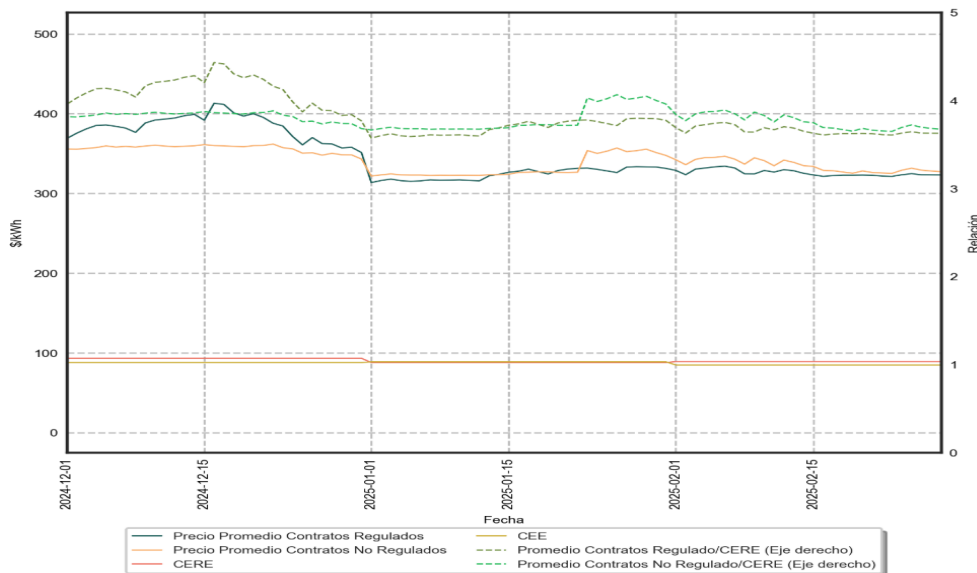
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.



Precios promedio de contratos vs CERE:

La Figura 3-9 presenta los precios promedio del mercado de contratos y su relación con el CERE para la actividad de generación en el Mercado de Energía Mayorista desde enero de 2024. En la gráfica se presentan los valores de CERE y CEE calculados por XM, así como la relación entre los precios promedio de contratos y el CERE.

Figura 3-9: Precio promedio de contratos vs. CERE.



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

Para el mercado de contratos no regulados, el promedio trimestral de los contratos de energía estuvo alrededor de 308 \$/kWh. Por su parte, el precio promedio de los contratos regulados estuvo alrededor de 321\$/kWh.



Tabla 3-5: Precio promedio de contratos vs. CERE.

Mes	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos No Regulado/ CERE	Promedio Contratos Regulado/ CERE
Sep. - 24	293,10	313,86	92,04	83,36	3,18	3,41
Oct. - 24	298,32	314,37	98,06	83,93	3,04	3,21
Nov. - 24	299,55	308,75	98,95	92,37	3,03	3,12
Dic. - 24	303,43	315,52	102,46	96,17	2,96	3,08
Ene. - 25	306,45	316,19	99,08	98,00	3,09	3,19
Feb. - 25	315,92	331,96	102,48	93,46	3,08	3,24

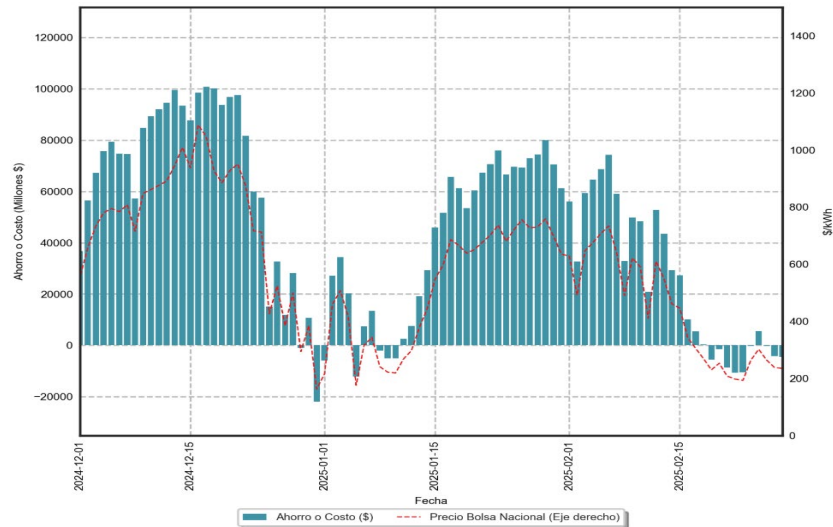
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado Regulado:

Para visualizar el desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado Regulado, se ha estimado el ahorro o gasto del sistema en términos monetarios, asumiendo que la energía contratada en el Mercado Regulado hubiera sido comprada a precio de bolsa, tomando como fuente la demanda real regulada y las ventas en contratos para el sector Regulado en Sinergox.

La Figura 3-10 presenta el resultado de este cálculo, donde un valor positivo es un ahorro del sistema, es decir, dado que el precio de bolsa es superior al precio promedio de contratos, el mercado como sistema observa un ahorro frente al escenario que no existiera el mercado de contratos y toda la energía fuera adquirida en el mercado de corto plazo (precio de bolsa).

Figura 3-10: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa en el mercado regulado.



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

Durante diciembre de 2024, el costo evitado, debido al mecanismo de contratos, fue cercano a 2,02 Billones de pesos. Durante enero, el mismo fue cercano a 1,24 Billones de pesos y durante febrero el costo evitado disminuyó a cerca de 695,000 Millones de pesos.

Durante el trimestre, la exposición en bolsa disminuyó de cerca de 20% en promedio durante diciembre, a cerca del 15% durante febrero de 2025. (ver Figura 3-11). Esta energía expuesta en bolsa, llegó a representar cerca de un 50% del dinero tranzado en el mercado en diciembre, disminuyendo a cerca del 15% durante febrero de 2025.



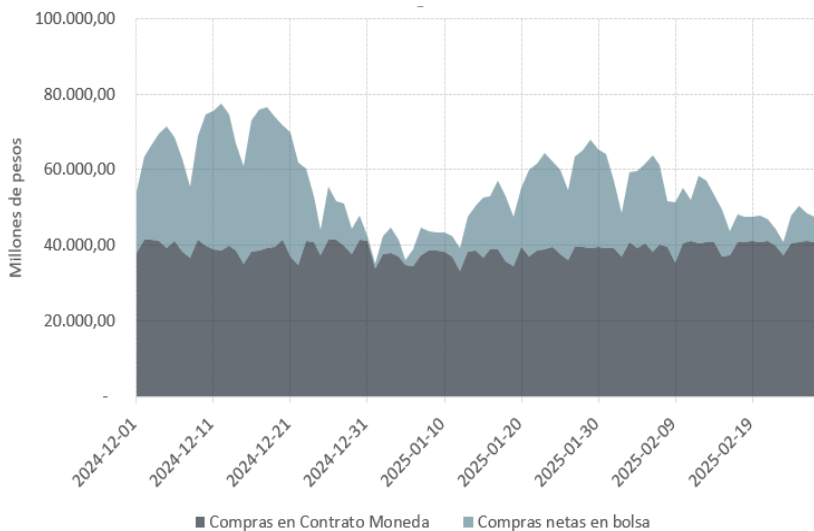
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.



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

En cuanto al tamaño del Mercado Regulado, durante el trimestre, osciló entre cerca de 40.000 Millones de pesos por día, hasta cerca de 75.000 Millones de pesos por día, en el cual el valor de la energía comprada vía contratos fue cercano a los 40.000 Millones de pesos, y el mercado en bolsa varió entre 7000 Millones de pesos y 38.000 Millones de pesos. (ver Figura 3-12).

Figura 3-12: Mercado regulado en bolsa y contratos.



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

3.2 Indicadores para agentes generadores e información de contratación

En esta sección se presentan los siguientes indicadores para los agentes generadores:

- **Porcentaje de cubrimiento:** Representa el porcentaje de los respaldos con los que cuenta un agente generador para cubrir sus obligaciones diferentes al uso de la bolsa de energía para este fin.
- **Porcentaje de ventas en contratos contra Obligaciones de Energía Firme:** Este indicador representa la disposición del agente a cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme.
- **Generación para ventas:** Representa el porcentaje de generación ideal con que el agente cuenta adicional a las ventas de energía en contratos. En este sentido, representa si su generación ideal es suficiente o no para cubrir sus obligaciones contractuales, y/o si tiene excedentes para vender en bolsa.

3.2.1 Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

El Porcentaje de Cubrimiento es la relación entre la energía disponible de un agente generador, correspondiente a la generación propia y/o energía adquirida en contratos y la totalidad de sus respaldos incluyendo la energía adquirida en bolsa, el cual se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$\%C = (CC + GI) / (CC + CB + GI)$$

Donde:

CC: Compras de energía en contratos

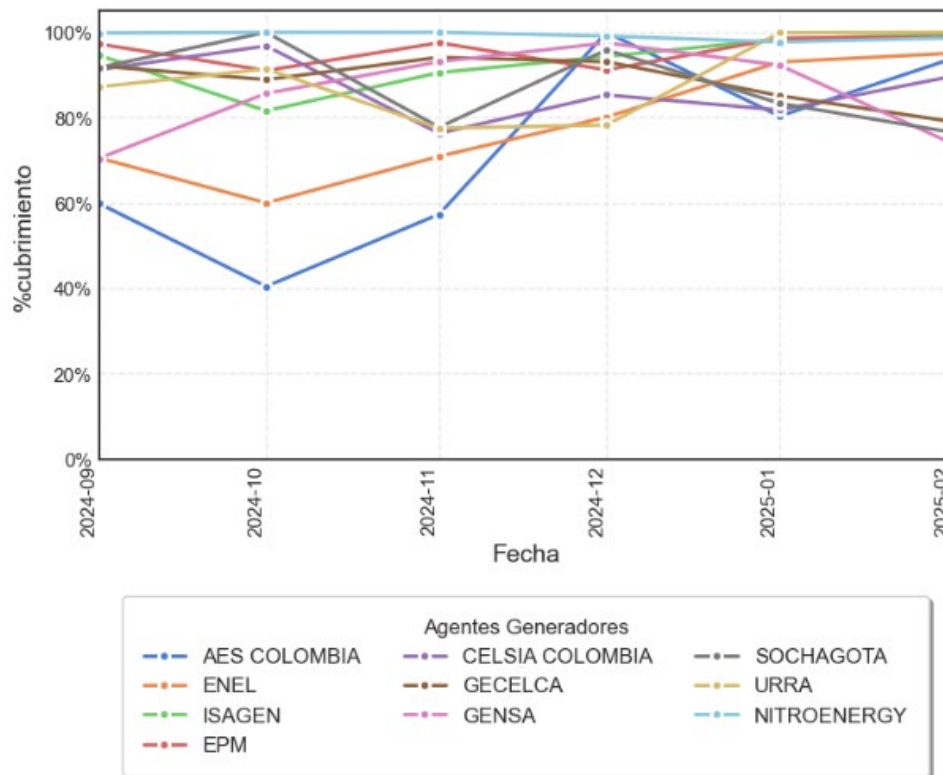
CB: Compras de energía en bolsa

GI: Generación ideal del agente

En la Figura 3-13, se observa la evolución de este indicador para varios agentes generadores. Durante los meses analizados, se observa que los valores de cubrimiento son generalmente altos, con varias empresas acercándose al 100%. Sin embargo, se evidencia cierta variabilidad entre algunos agentes generadores. Por ejemplo, agentes como Aes Colombia Y Enel, mostraron fluctuaciones en sus valores de cubrimiento comparados contra el trimestre anterior, mientras que otros, como Epm, Isagen Y Nitroenergy, presentaron más estabilidad.

En cuanto al análisis de los agentes más y menos cubiertos durante el último trimestre (diciembre 2024 a febrero de 2025), se puede observar que Urrá alcanzó un 100% de cubrimiento, destacándose como el más cubierto, e igualmente, otros agentes tuvieron un % de cubrimiento muy alto, tales como Nitroenergy, Epm, Isagen Y Enel. Por otro lado, Gensa, Gecelca y Sochagota finalizaron el trimestre, siendo los menos cubiertos, con valores cercanos a un 80% de cubrimiento.

Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.



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

3.2.2 Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme

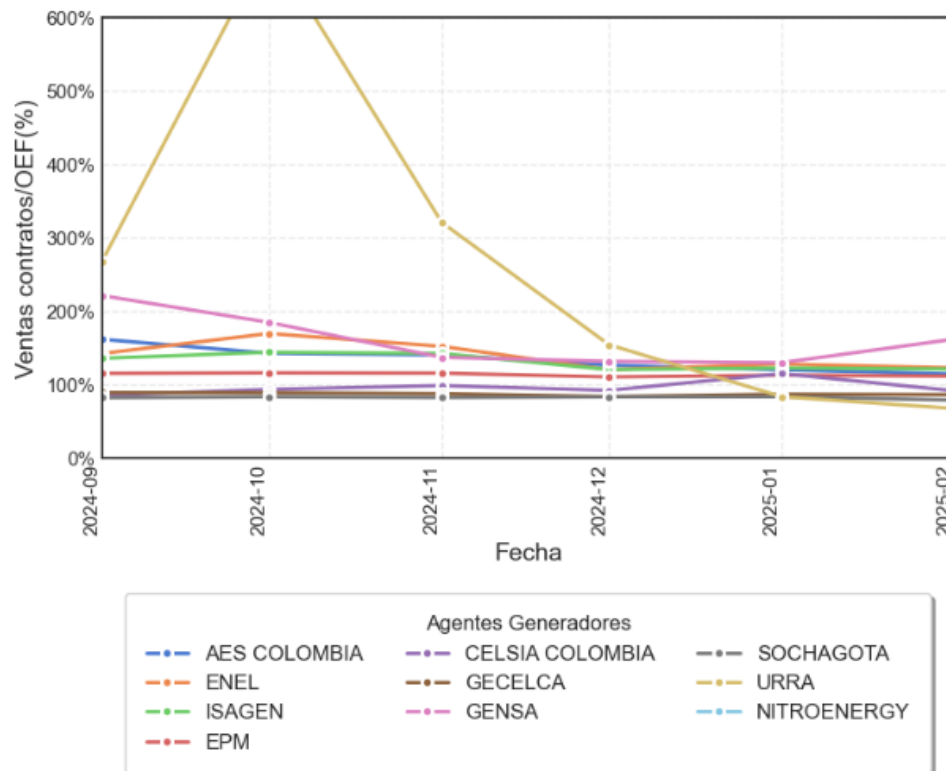
Este indicador muestra la relación entre las ventas de energía y las OEF de cada agente generador, donde un valor de 100% indica que las ventas son exactamente iguales a las OEF. Un valor superior a 100% indica que las ventas en contratos están por encima de las OEF, mientras que un valor inferior a 100% sugiere que las ventas son menores que las OEF del agente generador. En general, los valores para la mayoría de los agentes son superiores a 100%, lo que implica que algunos agentes están vendiendo más energía de la que tienen comprometida según sus OEF.

En la Figura 3-14 se observa que los agentes Gecelca y Sochagota, han tenido ventas en contratos inferiores a sus obligaciones de energía en firme durante el último trimestre. Así mismo, Urrá ha disminuido este indicador de forma importante frente al trimestre anterior.

Varios agentes, tales como Enel, Isagén y EPM, han mantenido el indicador relativamente estable durante el trimestre, presentando una disminución frente al trimestre anterior, y con un nivel de contratación entre un 10% y 28% superior a sus OEF durante el trimestre diciembre 2024 a febrero de 2025.

Nitroenergy, tiene ventas en contratos cercanas a 16 veces sus obligaciones de energía en firme, disminuyendo frente al trimestre anterior.

Figura 3-14: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme



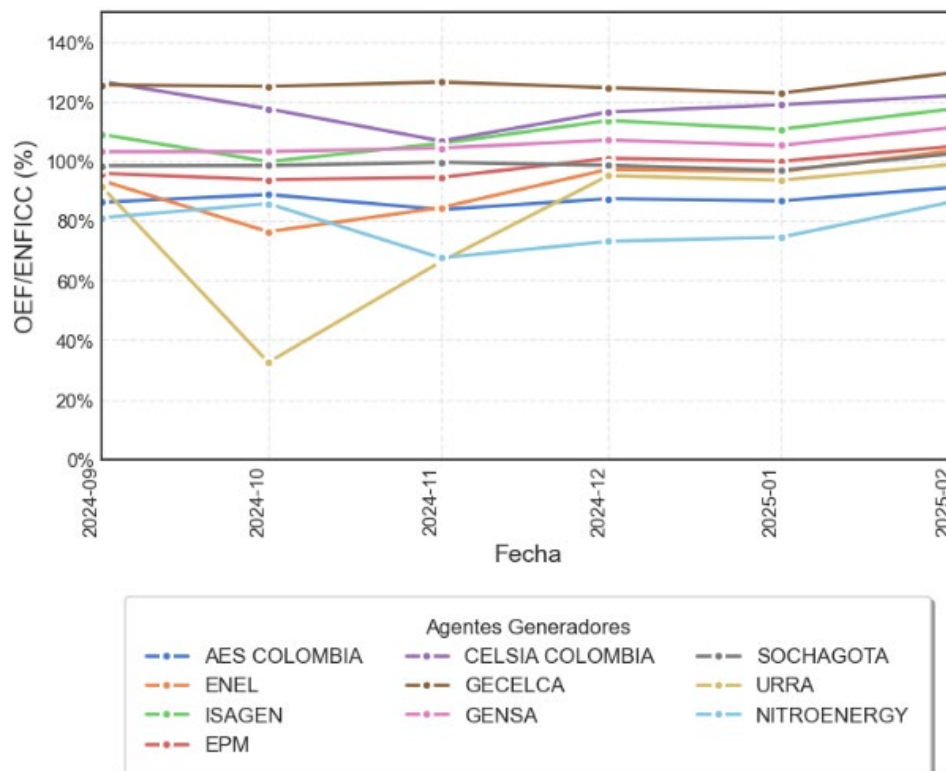
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.2.3 Relación OEF / ENFICC para agentes generadores

En la Figura 3-15 presenta la relación entre Obligaciones de Energía en Firme y ENFICC para varios agentes generadores. Esta relación indica si el agente cuenta con más obligaciones que su capacidad de generación de energía en periodos críticos como el fenómeno de El Niño.

Los agentes Aes Colombia, Nitroenergy y Urrá, tuvieron la relación más baja durante el trimestre diciembre 2024 a febrero de 2025. Por su parte, Enel, Sochgota y EPM cuentan con unas OEF muy cercanas a su ENFICC. Finalmente, Isagén, Gensa, Gecelca y Celsia Colombia, tienen más Obligaciones de Energía Firme que ENFICC.

Figura 3-15: OEF/ENFICC



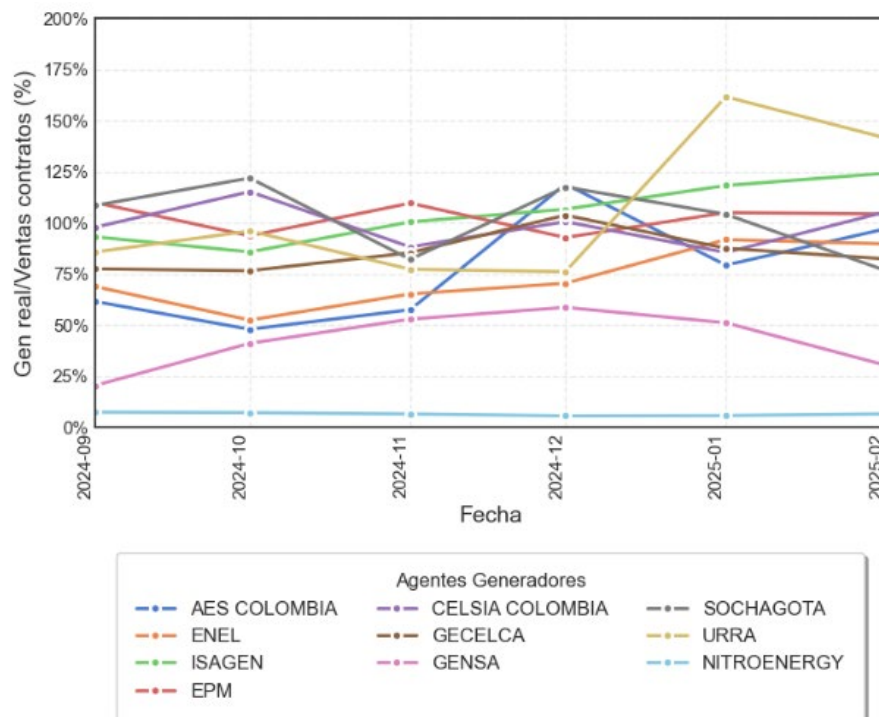
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.2.4 Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores

La relación generación real sobre ventas en contratos en el mercado de energía mayorista refleja si el agente está vendiendo en bolsa, más allá de sus ventas en contratos. En este caso, 100% significa que el agente genera igual a lo que vende en contratos (ver Figura 3-16).

Los agentes EPM, Celsia Colombia, Sochagota y Aes Colombia, tuvieron una generación cercana a sus ventas en contratos en promedio durante el trimestre diciembre de 2024 a febrero de 2025. Por su parte, los agentes Urrá e Isagén, tuvieron una generación real superior al 15% sobre sus ventas en contratos, y Nitroenergy y Gensa, tuvieron el indicador más bajo, siendo inferior a 50% en ambos casos.

Figura 3-16: Generación real / Ventas en contratos.



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

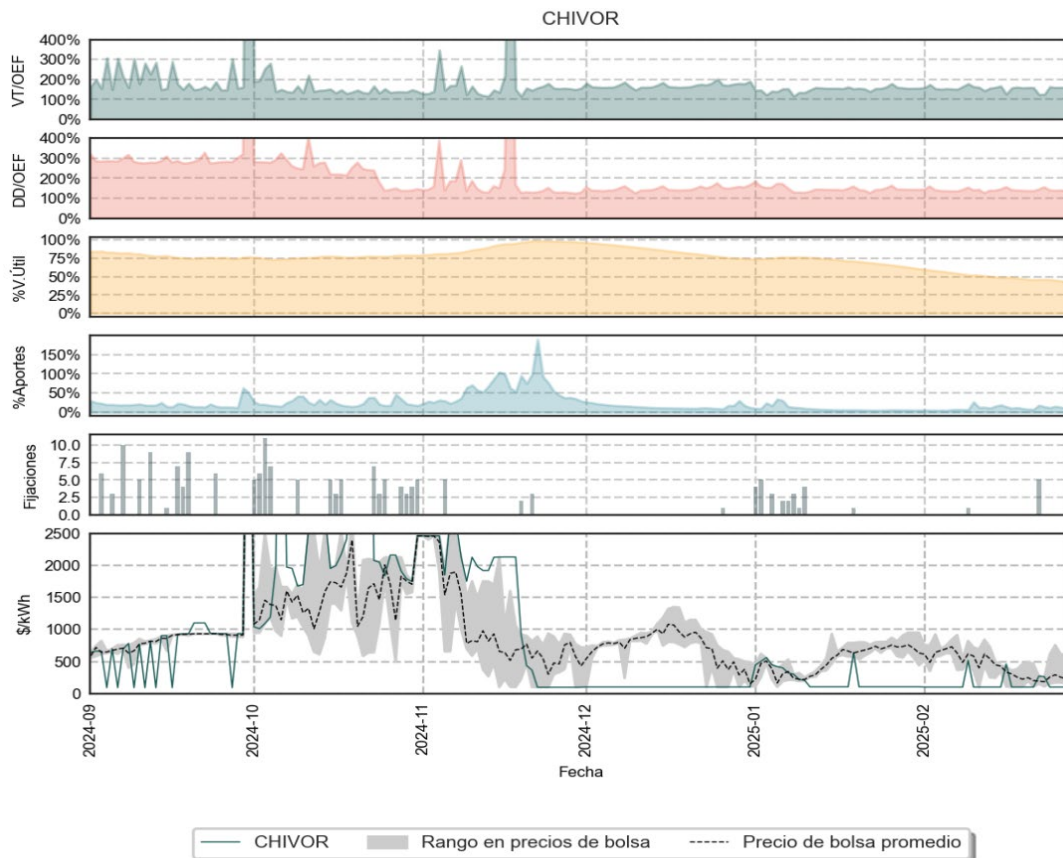
3.2.5 Comparación de variables por agente

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

AES Colombia:

Para AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. las ventas totales de energía fueron 59.2% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 3-17).

Figura 3-17: Comparación de variables: AES Colombia.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 44.7% superior a sus Obligaciones de Energía Firme, en promedio trimestral.

En relación al volumen útil de AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. se registraron valores promedio de 85.3% en promedio para diciembre, 71.5% en enero, y para febrero tuvieron un promedio de 50.5%

Al revisar los aportes, los mismos fueron de 14.8% para diciembre, 9.7% para enero, y 10.8% para el mes de febrero.

En la Tabla 3-6 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre junio - agosto.

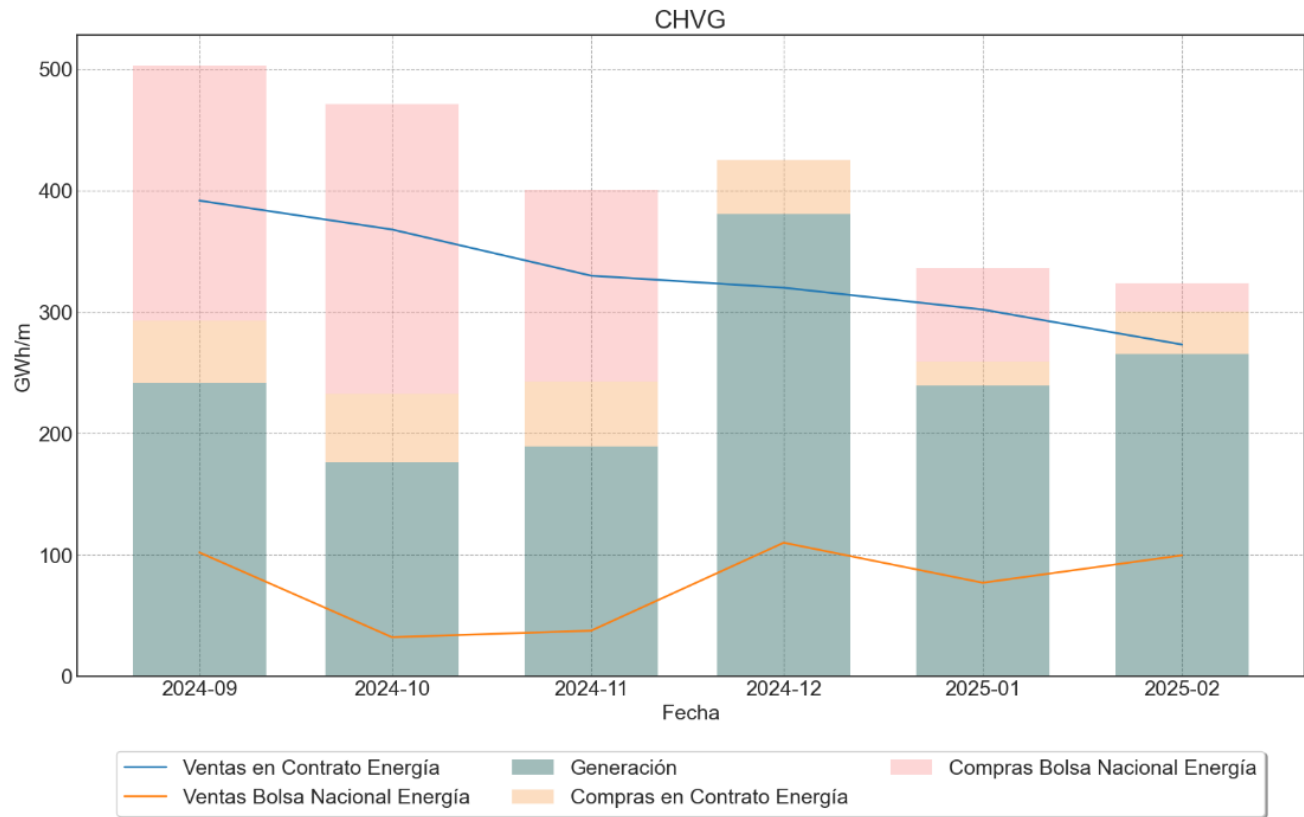
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	150,47	100,52	122,70	99,51	640,20

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

La Figura 3-18 presenta la generación y compras de energía del agente frente a sus ventas en contratos y bolsa. Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 298.4GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 95.6GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 295.4GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 33.1GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 33.2GWh/mes. Se destaca que, durante el trimestre, el agente tuvo una generación más alta que en el trimestre anterior, así como menos compras en bolsa.

Figura 3-18: Generación y compras de energía vs ventas – AES Colombia

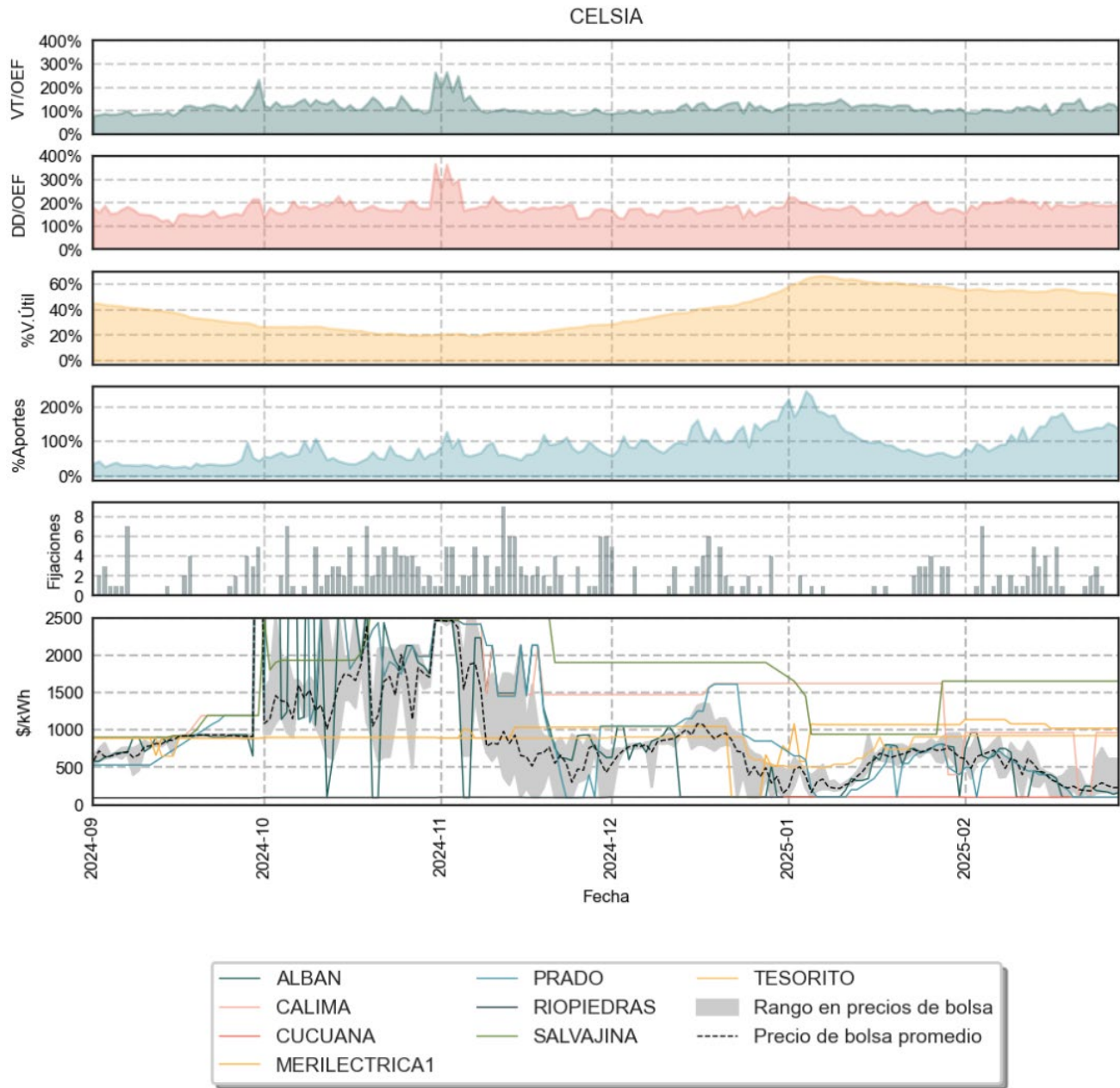


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Celsia:

Las ventas totales de energía de CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. fueron en promedio, 13.7% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado. (ver Figura 3-19).

Figura 3-19: Comparación de variables: Celsia.



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

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, se registró un valor promedio de 78.4% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.



Durante el trimestre, el volumen útil de los embalses del agente registró promedios de 40.5% en el mes de diciembre, 61.5% en enero, y 54.7% en febrero.

Los aportes hídricos que recibió el agente fueron en promedio 112.8% en comparación a su percentil 95 para diciembre, 118.7% durante enero, y 123.7% durante febrero.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 3-7.

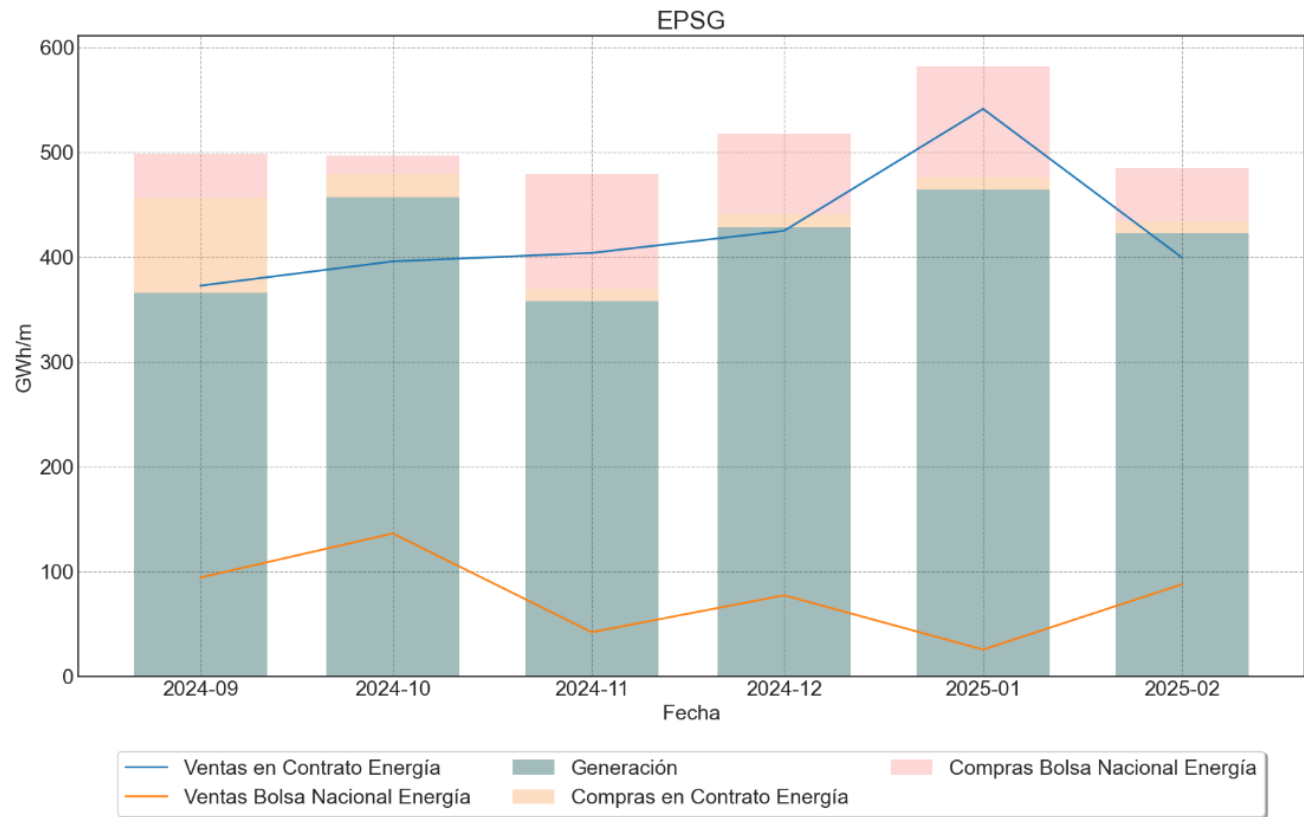
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Alban	412,74	322,00	324,74	99,51	1.049,00
Calima	1.316,43	1.470,00	401,99	99,51	1.620,00
Cucuana	101,20	100,52	1,67	99,51	104,50
Merilectrica 1	962,95	1.042,52	263,42	99,30	1.136,03
Prado	644,08	599,50	429,29	99,51	1.610,00
Riopiedras	100,52	100,52	0,00	100,52	100,52
Salvajina	1.548,56	1.650,00	375,41	940,00	1.900,00
El Tesorito	811,55	901,40	157,79	499,98	922,06

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

Durante el último trimestre, este agente vendió en contratos un promedio de 455.4 GWh/mes. Además, las ventas de energía en bolsa alcanzaron un promedio de 63.6 GWh/mes. Para suplir estas ventas, la generación propia fue de aproximadamente 438.5 GWh/mes en promedio. Asimismo, la energía adquirida a través de contratos promedió 12.0 GWh/mes. Finalmente, la energía comprada en bolsa tuvo un promedio trimestral de 77.7 GWh/mes (ver Figura 3-20).

Figura 3-20: Generación y compras de energía vs ventas – Celsia



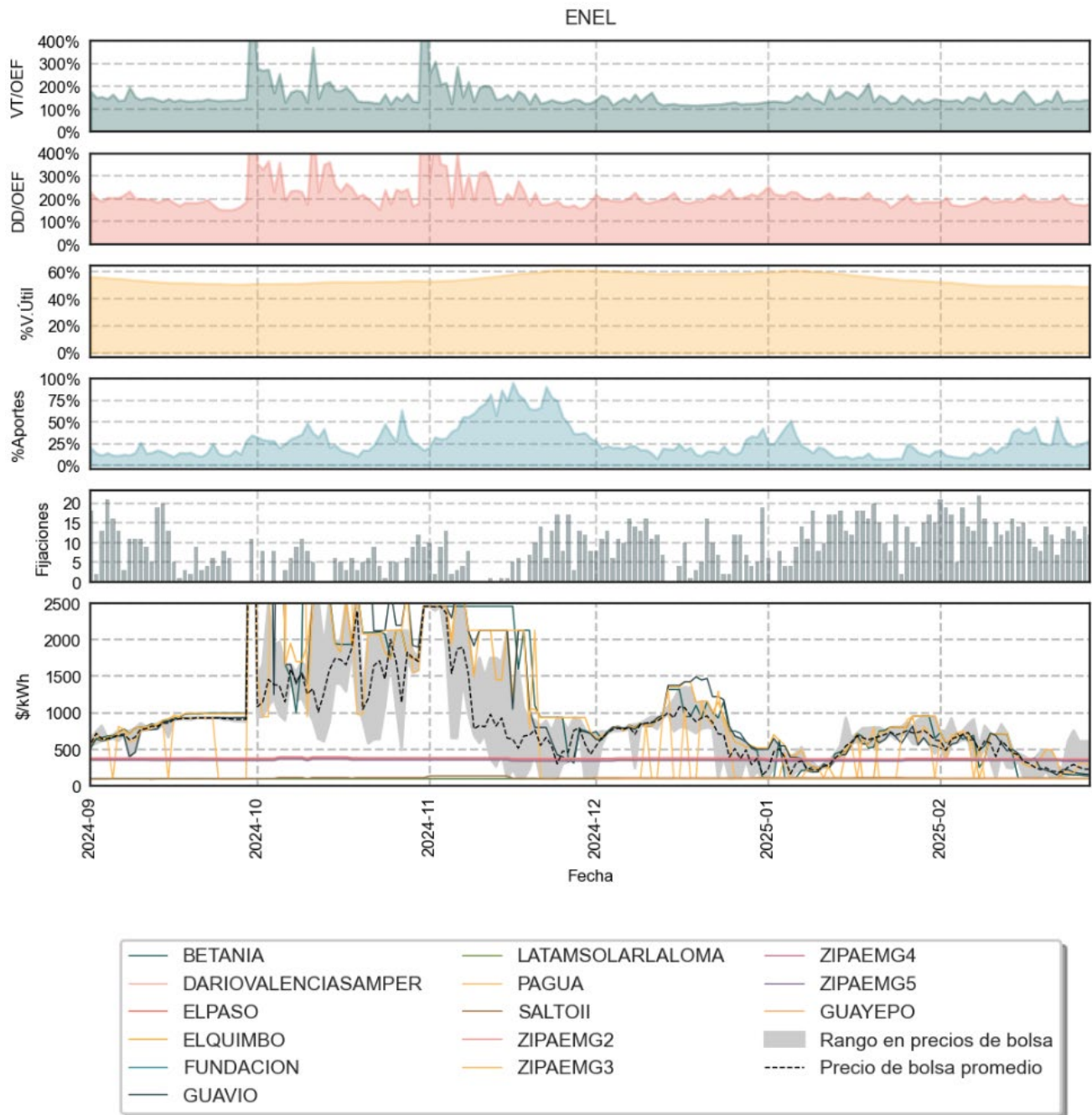
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Enel:

Para el agente ENEL COLOMBIA SA ESP las ventas totales de energía del trimestre, fueron en promedio 40.3% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (ver Figura 3-21).



Figura 3-21: Comparación de variables: Enel.



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

Para este agente, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 99.5% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Por su parte, el volumen útil de las plantas del agente, registró valores promedio de 59.1% en diciembre, 57.3% en enero, y 50.0%, para el mes de febrero.

En cuanto a los aportes para el agente ENEL COLOMBIA SA ESP, estuvieron en promedio en 20.3% durante el mes de diciembre frente a su percentil 95 histórico, 17.5% en enero, y 24.2% en febrero.

La Tabla 3-8 presenta los estadísticos de precios para este agente.

Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	589,17	672,50	339,32	103,23	1.320,00
Darío Valencia Samper	107,51	106,00	2,18	104,33	112,19
El paso	100,21	100,00	0,62	99,51	101,00
El Quimbo	628,53	665,00	340,44	99,51	1.425,00
Fundación	100,21	100,00	0,62	99,51	101,00
Guavio	634,49	580,00	339,07	150,00	1.490,00
Guayepo	100,21	100,00	0,62	99,51	101,00
Latam solar	100,21	100,00	0,62	99,51	101,00
Pagua	340,13	109,06	332,54	99,51	1.315,00
Salto II	107,78	107,00	2,11	104,33	112,20
Zipa 2	378,44	373,00	6,34	371,00	387,00
Zipa 3	348,96	346,00	4,22	344,00	354,00
Zipa 4	363,40	366,00	4,09	357,00	367,00
Zipa 5	342,69	345,00	3,85	337,00	346,00

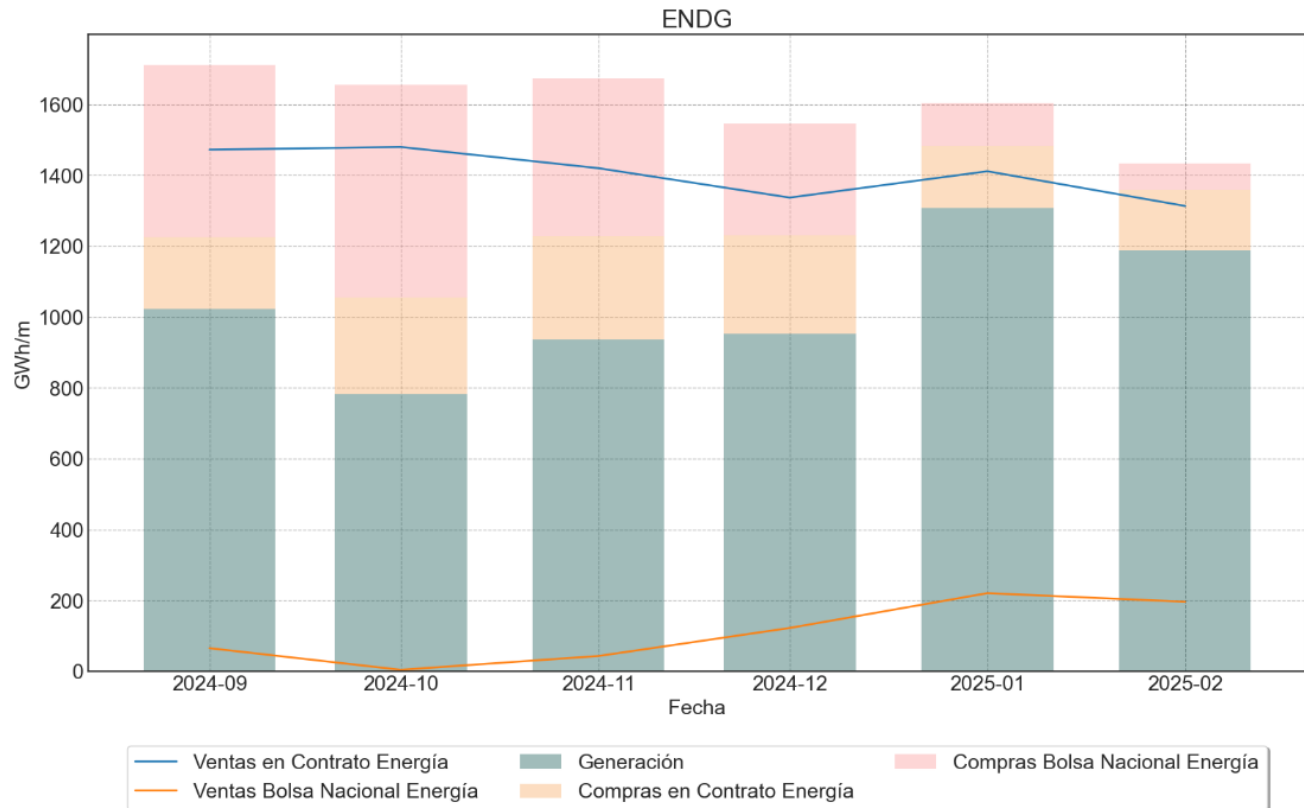
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

El agente registró un promedio de 1354.1 GWh/mes en ventas por contratos en el último trimestre. Por otro lado, las ventas de energía en bolsa se situaron en 179.7 GWh/mes en promedio durante el trimestre. La generación propia cubrió parte de sus necesidades, con un promedio trimestral de



1150.5 GWh/mes. En términos de compras por contratos, la media fue de 206.8 GWh/mes. Mientras tanto, la adquisición de energía en bolsa promedió 171.3 GWh/mes. (ver Figura 3-22).

Figura 3-22: Generación y compras de energía vs ventas – Enel



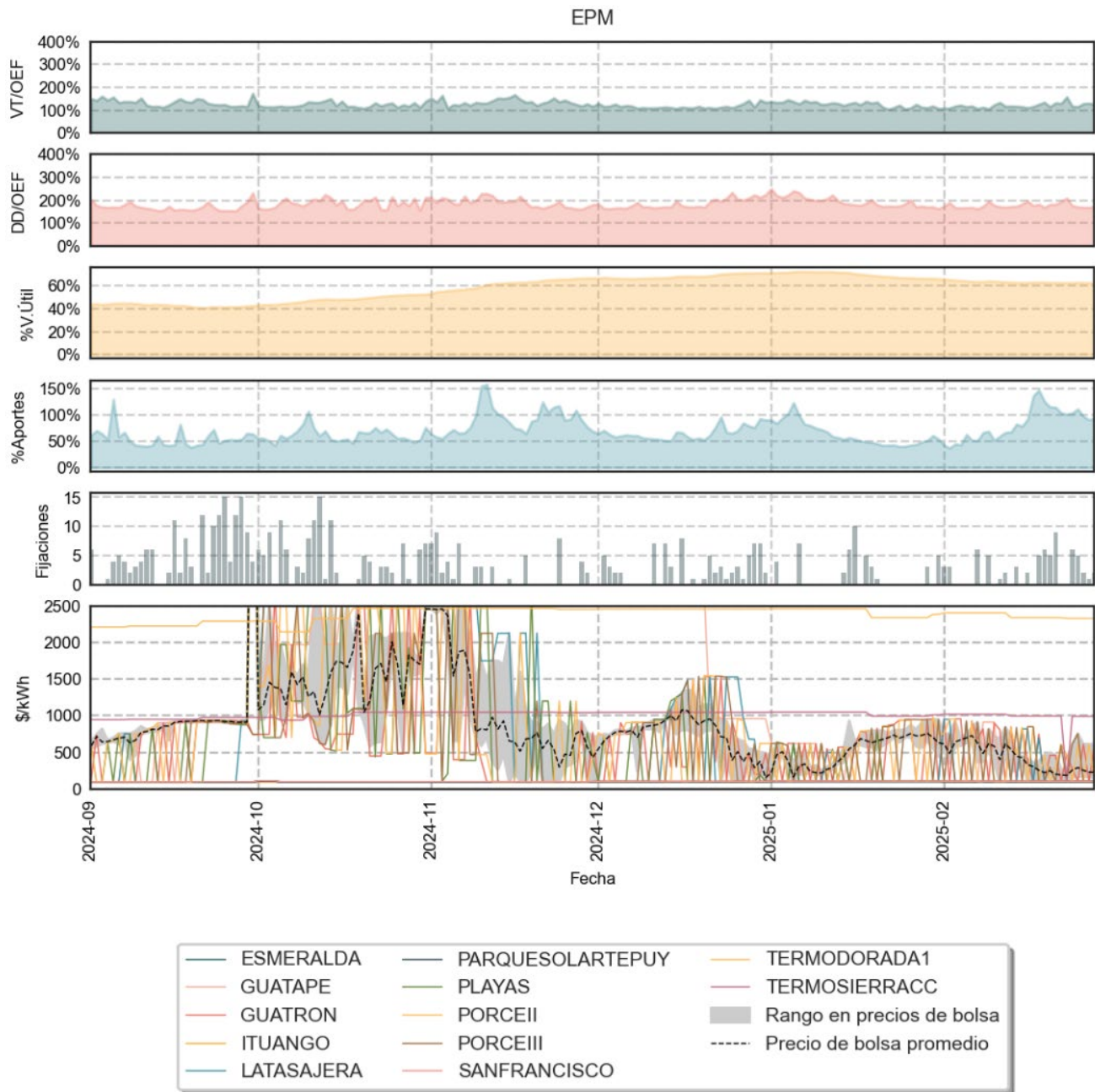
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

EPM:

Para el agente EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. las ventas totales de energía durante el trimestre diciembre-febrero, fueron en promedio 21.0% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme. (ver Figura 3-23).



Figura 3-23: Comparación de variables: EPM.



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

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, la misma fue en promedio, 86.1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

Por su parte, el volumen útil de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. durante diciembre tuvo un promedio de 68.6%, mientras que para enero fue de 70.0%, y para febrero fue de 63.7%.

Los aportes hídricos percibidos por EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., fueron en diciembre, 65.4%; para enero se encontraron en promedio en 62.8%, y en el mes de febrero, fueron 82.1%.

La figura presenta para la planta de ciclo combinado Termosierra, la evolución de precios de su configuración más económica. La Tabla 3-9 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.

Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.

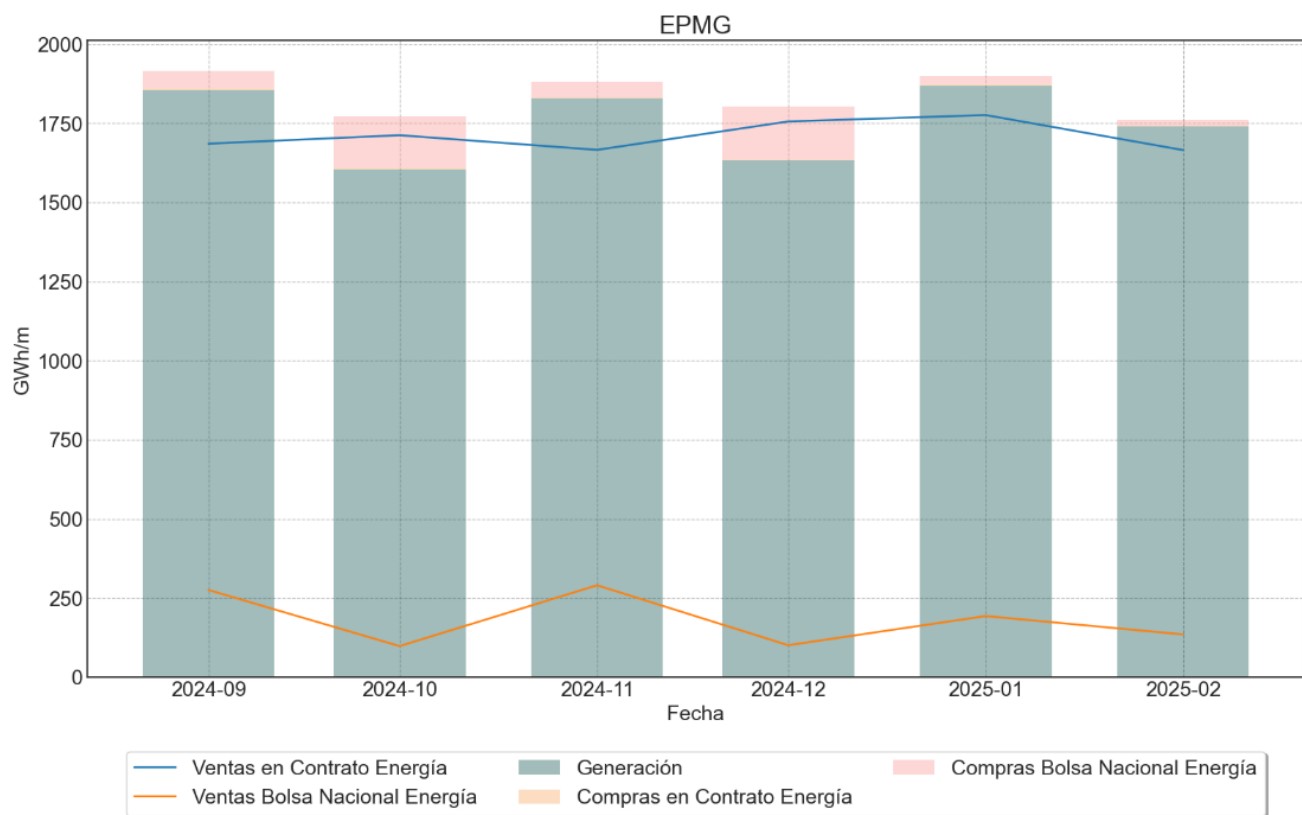
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Esmeralda	103,73	103,61	1,76	101,68	106,00
Guatapé	857,01	103,46	1.030,00	99,51	2.685,00
Guatrón	550,94	575,00	394,88	101,68	1.535,00
Ituango	101,18	100,52	1,64	99,51	103,46
La Tasajera	323,31	103,46	426,56	99,51	1.540,00
Parque solar Tepuy	94,77	94,16	1,24	93,65	96,55
Playas	273,24	103,61	359,29	100,52	1.540,00
Porce II	545,55	610,00	410,84	99,51	1.545,00
Porce III	471,09	106,00	440,55	99,51	1.540,00
San Francisco	103,73	103,61	1,76	101,68	106,00
Termodorada 1	2.413,22	2.457,08	54,12	2.328,55	2.460,91
Termosierra CC (configuración más económica)	1.017,61	1.046,12	98,80	116,73	1.049,94
Termosierra CC (configuración más costosa)	2.106,16	2.135,65	58,48	1.980,70	2.154,35

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



El agente EPM cubrió las ventas en contratos durante el trimestre con su propia generación. En los últimos tres meses, el agente reportó ventas por contratos con un promedio de 1732.6 GWh/mes. Las ventas en bolsa, por su parte, se situaron en 143.0 GWh/mes en promedio. Para abastecer estos compromisos, la generación propia alcanzó un promedio de 1746.4 GWh/mes. Adicionalmente, la compra de energía mediante contratos se mantuvo en 4.7 GWh/mes en promedio. Finalmente, la energía adquirida en bolsa tuvo un promedio de 71.1 GWh/mes. (ver Figura 3-24).

Figura 3-24: Generación y compras de energía vs ventas – EPM

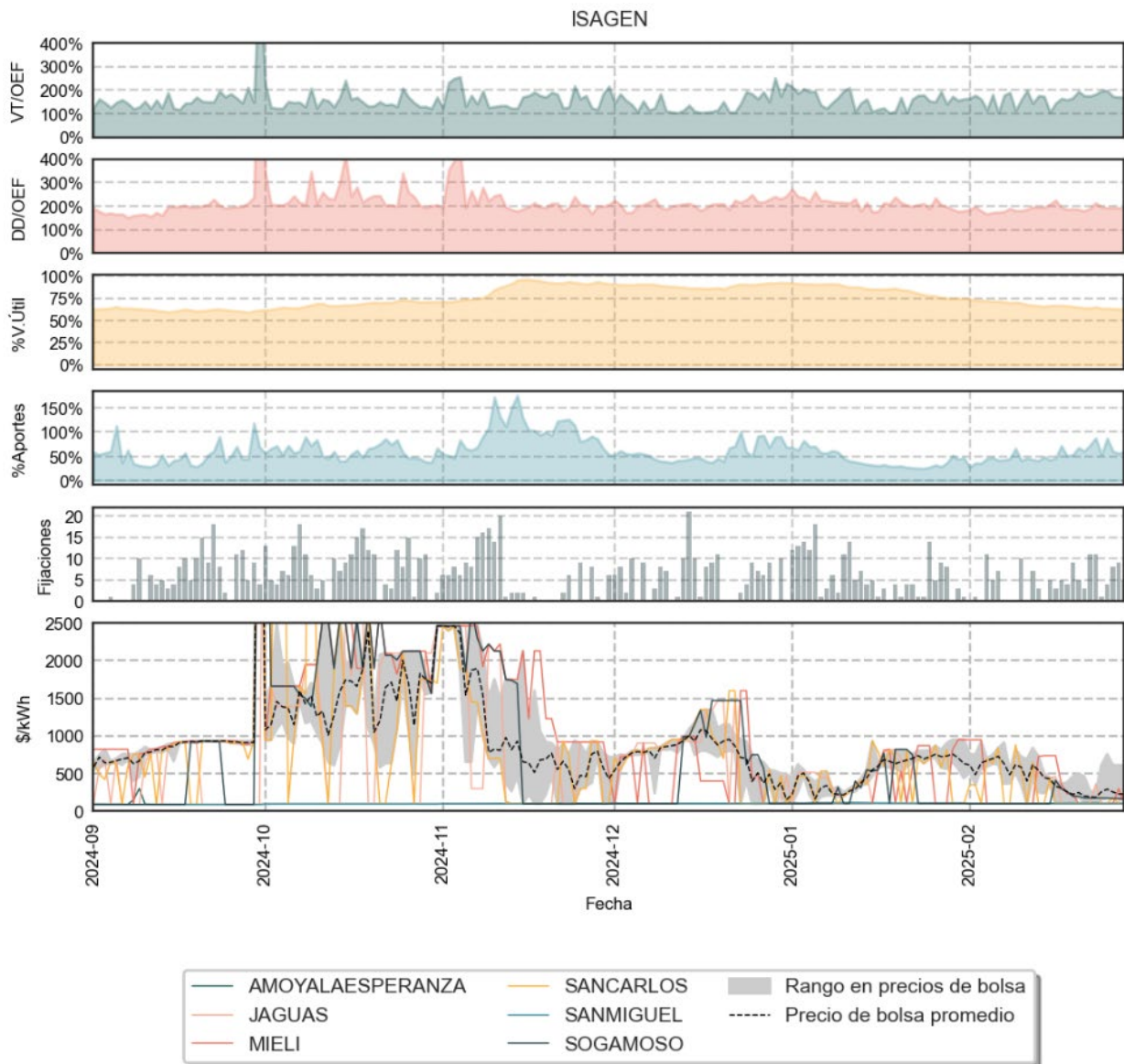


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Isagen:

Para ISAGEN S.A. E.S.P. las ventas totales de energía fueron 55.2% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo (ver Figura 3-25).

Figura 3-25: Comparación de variables: Isagen.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada fue 104.7% superior a sus Obligaciones de Energía Firme.

Durante el trimestre, el volumen útil registró valores promedio de 89.6% para diciembre, 85.0% para enero, y un promedio de 67.7% para febrero.

Respecto a los aportes hídrico recibidos, se registraron valores promedio de 57.8% para diciembre, 43.6% para enero y 53.3% para el mes de febrero.

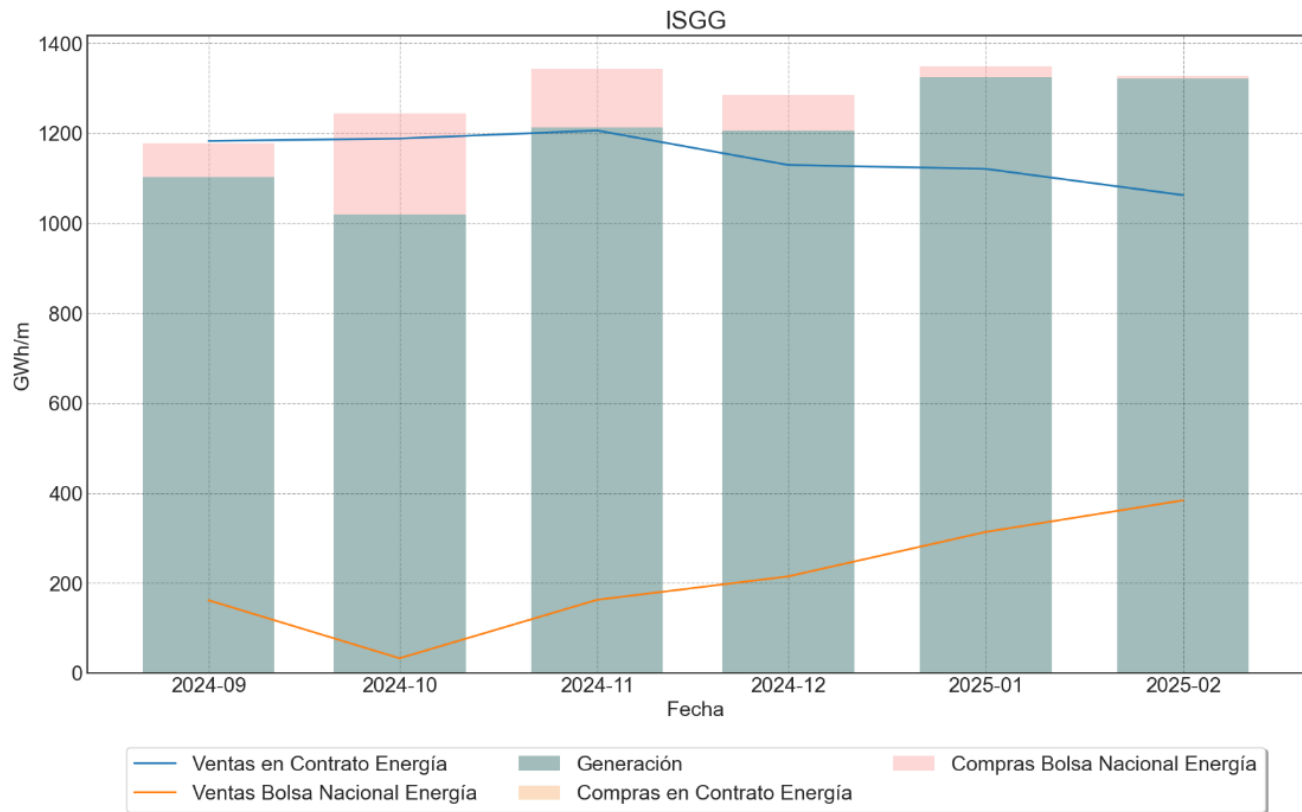
La Tabla 3-10 presenta los estadísticos básicos en cuanto a los precios ofertados para cada una de los recursos de generación del agente en el mercado de energía mayorista.

Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Amoyá la Esperanza	106,08	106,38	2,88	101,54	113,35
Jaguas	408,04	148,50	390,48	99,51	1.469,50
Miel I	375,40	103,46	375,98	99,51	1.601,00
San Carlos	493,23	457,75	386,28	99,51	1.601,00
San Miguel	101,11	100,52	1,58	99,51	103,46
Sogamoso	350,15	103,46	416,29	99,51	1.470,50

En el último trimestre, el promedio de energía vendida en contratos por este agente fue de 1104.3 GWh/mes. Las ventas en bolsa, en tanto, alcanzaron un promedio de 304.1 GWh/mes. Para respaldar estos compromisos, la generación propia se mantuvo en 1284.3 GWh/mes en promedio. Además, la energía comprada por contratos promedió 0.0 GWh/mes en el trimestre. En cuanto a la energía adquirida en bolsa, el promedio fue de 36.6 GWh/mes. (ver Figura 3-26).

Figura 3-26: Generación y compras de energía vs ventas – Isagen

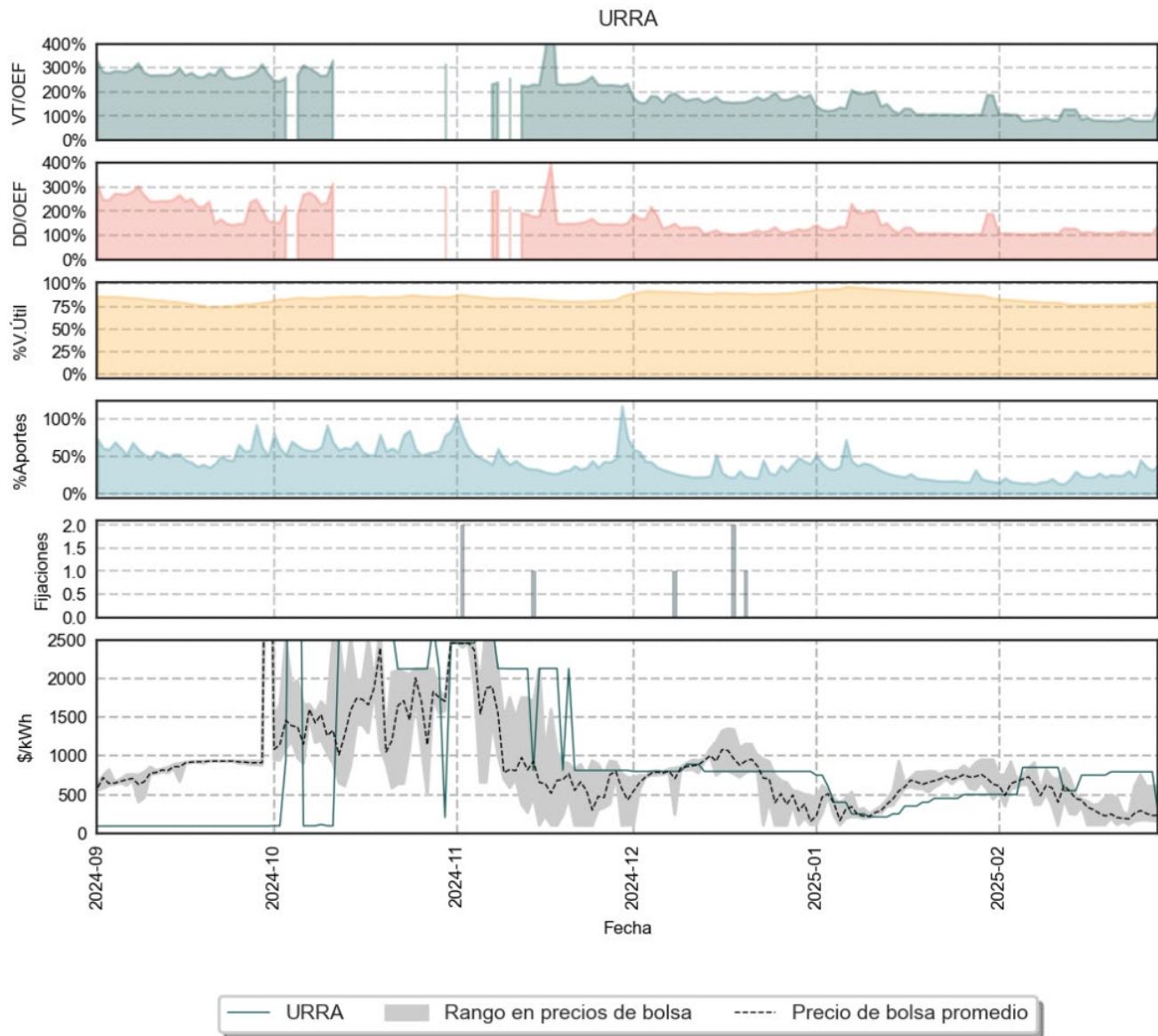


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Urrá:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P., fueron en promedio 34.1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo. (ver Figura 3-27).

Figura 3-27: Comparación de variables: Urrá.



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

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio, 26.4% superior a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.



En relación al volumen útil, EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P. tuvo un promedio de 90.5% durante el mes de diciembre, mientras que para el mes de enero el promedio fue de 91.9%, y durante febrero, fue de 79.0%.

Al revisar los aportes, los mismos fueron de 32.9% para el mes de diciembre, 28.4% para el mes de enero, y 22.6% para el mes de febrero.

La Tabla 3-11 presenta los estadísticos de precios para este agente.

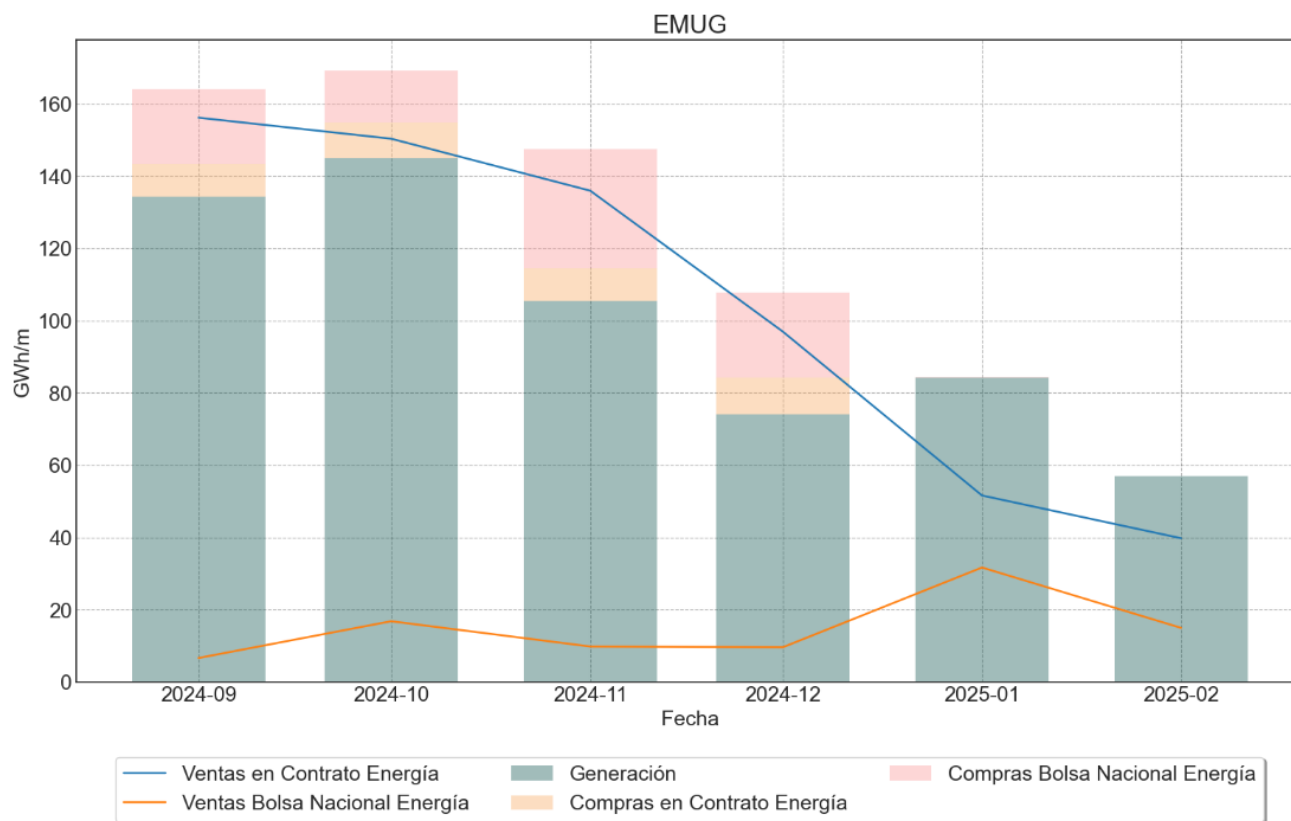
Tabla 3-11: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Urrá	638,55	793,00	213,81	210,00	890,00

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

Para este agente, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 62.8 GWh/mes, disminuyendo de forma importante, frente al trimestre anterior, cuando se situó alrededor de 147,5 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 18.8 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 71.8 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 3.3 GWh/mes. Finalmente, la energía comprada en bolsa durante el trimestre fue en promedio de 7.9 GWh/mes, siendo comprada, principalmente durante el mes de diciembre. (ver Figura 3-28).

Figura 3-28: Generación y compras de energía vs ventas - Urra



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

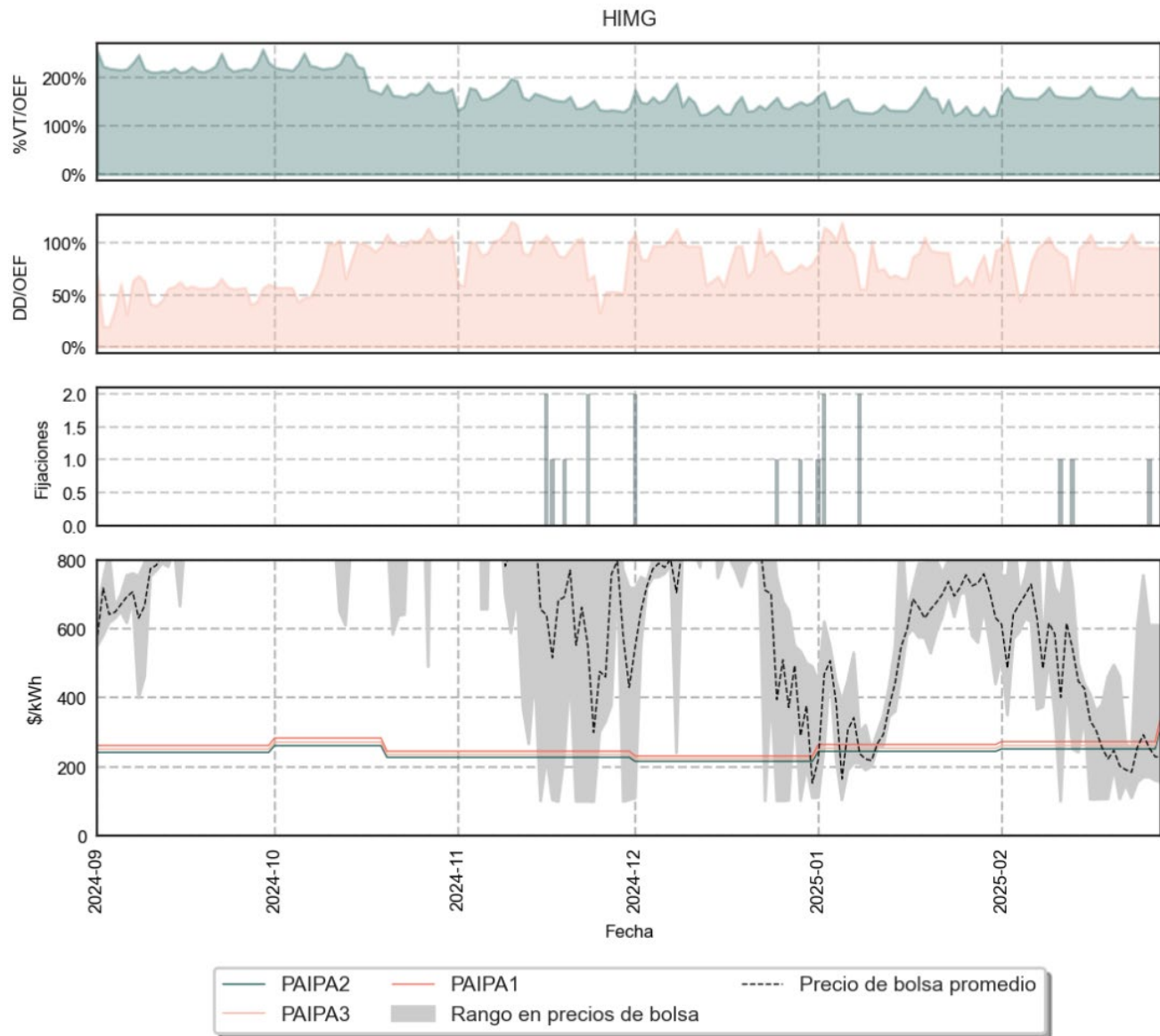
Gensa:

Las ventas del agente en diciembre - febrero 2025 llegaron al 149.00% de sus Obligaciones de Energía Firme, disminuyendo un 22.40% en comparación con el trimestre anterior.

Asimismo, la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria en este período se situó en 87.00% en promedio, evidenciando un aumento cercano a 16.00% respecto al trimestre anterior. (ver Figura 3-29).



Figura 3-29 Comparación de variables Gensa



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

La Tabla 3-12 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente.



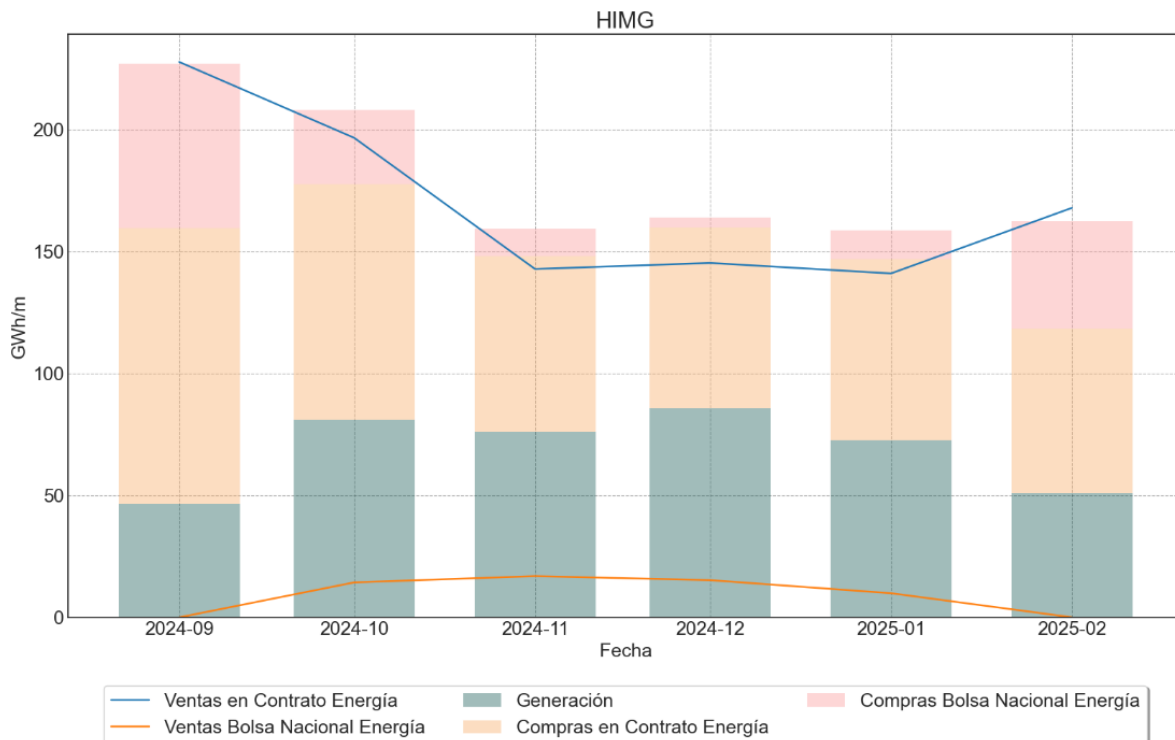
Tabla 3-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa1	256,18	264,22	20,57	230,90	349,21
Paipa2	237,37	244,36	17,81	215,53	318,73
Paipa3	246,19	253,67	19,11	222,74	333,02

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

El agente Gensa registró un promedio de 151.4 GWh/mes en ventas por contratos en el último trimestre. Por otro lado, las ventas de energía en bolsa se mantuvieron cercanas a 8.4 GWh/mes. La generación propia cubrió parte de sus necesidades, con un promedio trimestral de 69.7 GWh/mes. En términos de compras por contratos, la media fue de 72.0 GWh/mes. Mientras tanto, la adquisición de energía en bolsa promedió 20.0 GWh/mes. (Ver Figura 3-30)

Figura 3-30: Generación y compras de energía vs ventas - Gensa



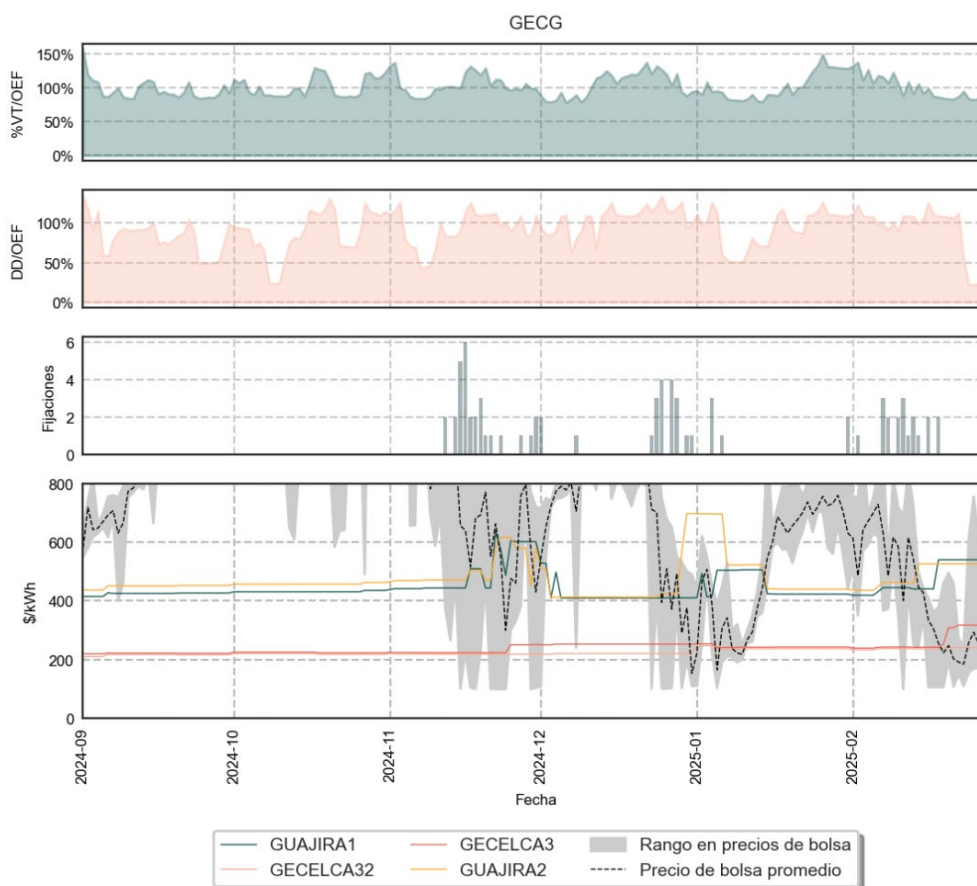
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Gecelca:

Durante el período diciembre - febrero 2025, las ventas totales del agente fueron del 103.00% en relación con sus Obligaciones de Energía Firme, lo que significa un aumento de un 0.98% respecto al trimestre anterior. (ver Figura 3-31).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 96,00% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre diciembre – febrero de 2025, cerca de un 10,34% mayor frente al trimestre anterior.

Figura 3-31 Comparación de variables Gecelca



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

La Tabla 3-13 presenta los estadísticos de los precios de oferta presentados por Gecelca.

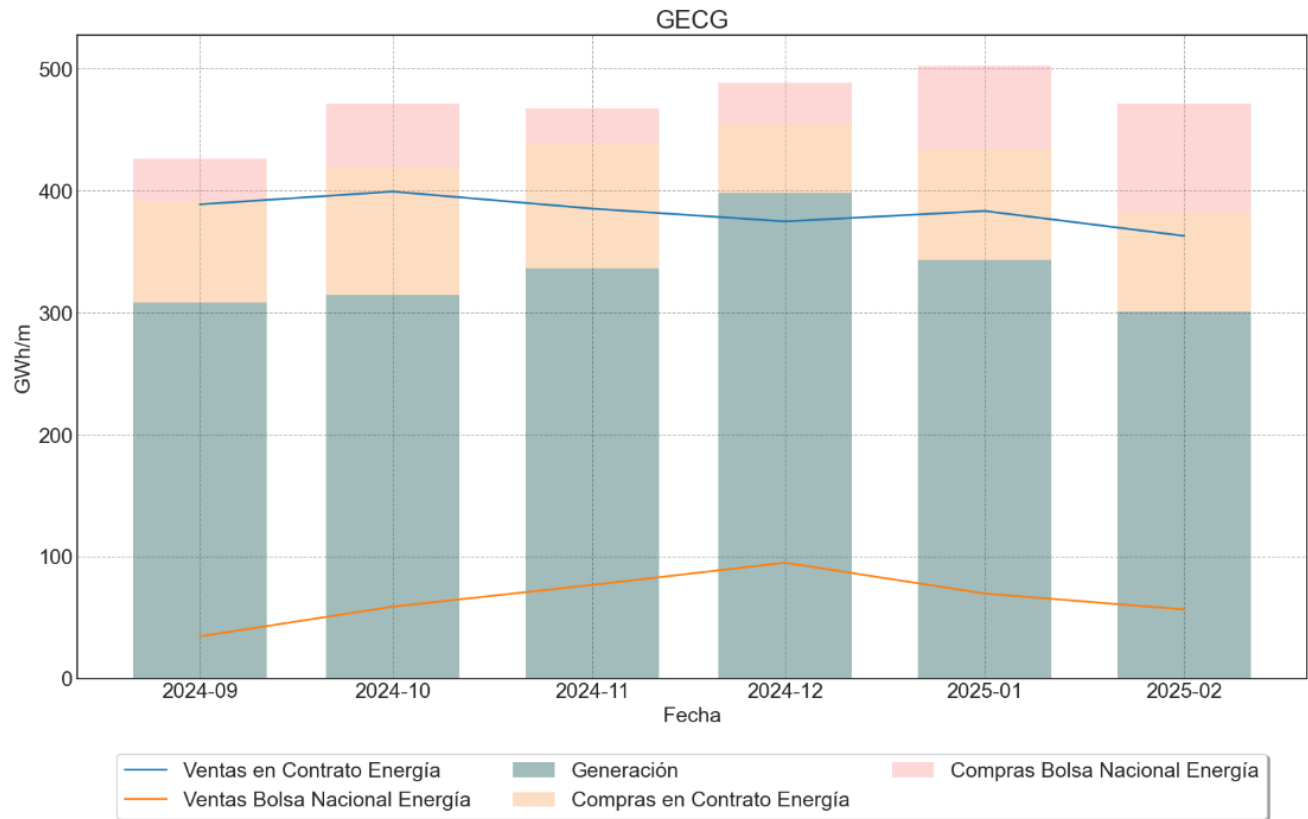
Tabla 3-13 Estadísticos básicos Gecelca

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Gecelca3	253,14	246,19	21,43	238,49	317,79
Gecelca32	231,43	235,98	8,67	218,08	246,78
Guajira1	447,44	422,51	46,80	409,21	539,83
Guajira2	481,52	439,74	81,02	411,82	697,42

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

En los últimos tres meses, el agente reportó ventas por contratos con un promedio de 373.8 GWh/mes, algo inferiores al trimestre anterior. Las ventas en bolsa, por su parte, se situaron en 73.8 GWh/mes en promedio. Para abastecer estos compromisos, la generación propia alcanzó un promedio de 347.5 GWh/mes. Adicionalmente, la compra de energía mediante contratos se mantuvo en 76.3 GWh/mes en promedio. Finalmente, la energía adquirida en bolsa tuvo un promedio de 63.7 GWh/mes, aumentando frente al trimestre anterior cuando tenía un promedio cercano a 38.2GWh/mes. (ver Figura 3-32).

Figura 3-32: Generación y compras de energía vs ventas - Gecelca



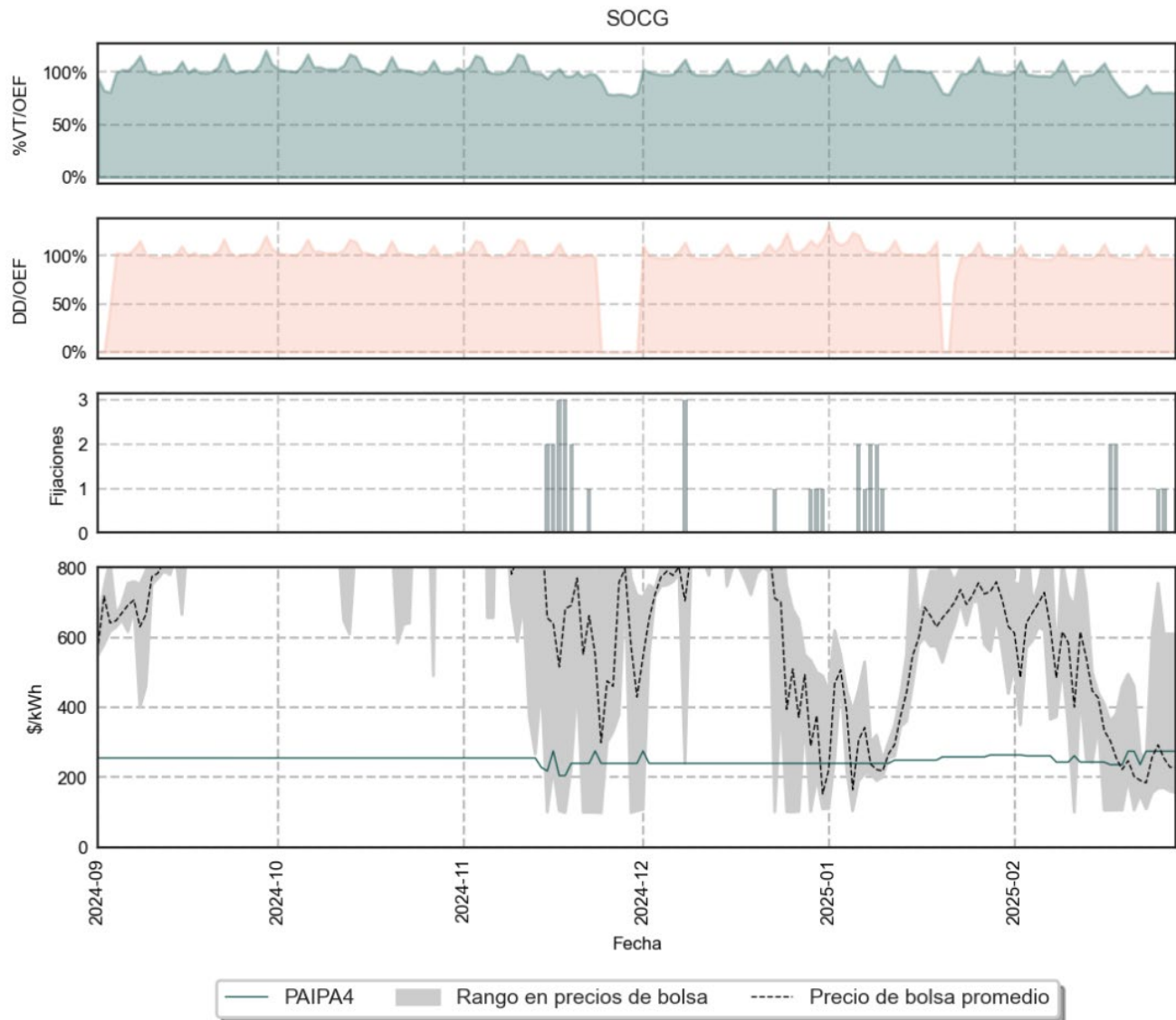
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Sochagota:

En el trimestre diciembre - febrero 2025, el agente comercializó el 98.00% de sus Obligaciones de Energía Firme. Comparado con el trimestre septiembre - noviembre 2025, este valor disminuyó un 2.97% en comparación con el trimestre anterior. (ver Figura 3-33).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue del 101.00%, aumentando un 8.60% respecto al trimestre anterior.

Figura 3-33 Comparación de variables Sochagota



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

En cuanto a los precios ofertados, el agente presento ofertas que oscilaron entre 204,5 \$/kWh y 275,1 \$/kWh (Tabla 3-14).



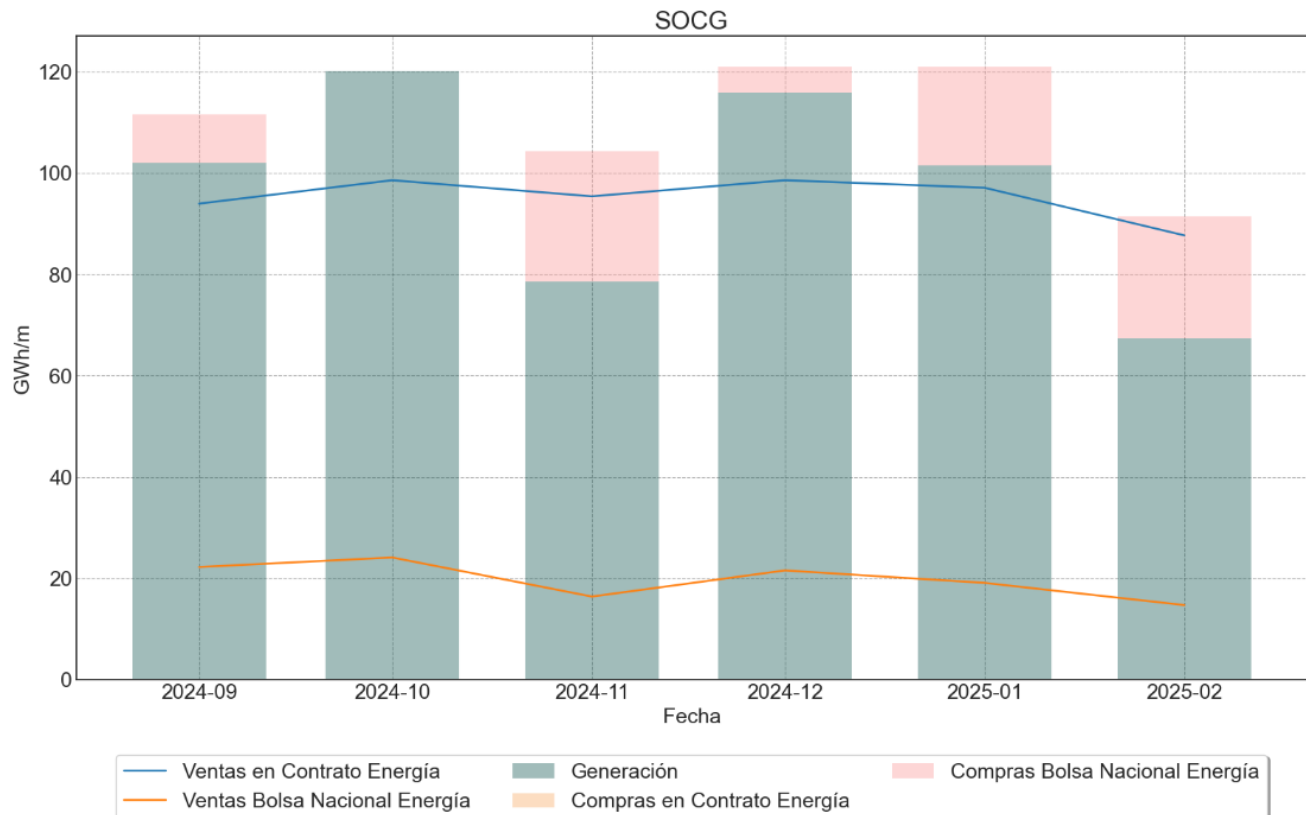
Tabla 3-14 Estadísticos básicos Sochagota

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa 4	248,77	241,40	12,18	235,86	275,10

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

Durante el último trimestre, este agente vendió en contratos un promedio de 94.5 GWh/mes. Además, las ventas de energía en bolsa alcanzaron un promedio de 18.4 GWh/mes. Para suplir estas ventas, la generación propia fue de aproximadamente 94.9 GWh/mes en promedio. Asimismo, el agente no tuvo energía adquirida a través de contratos. Finalmente, la energía comprada en bolsa tuvo un promedio trimestral de 16.2 GWh/mes. (ver Figura 3-34).

Figura 3-34: Generación y compras de energía vs ventas - Sochagota



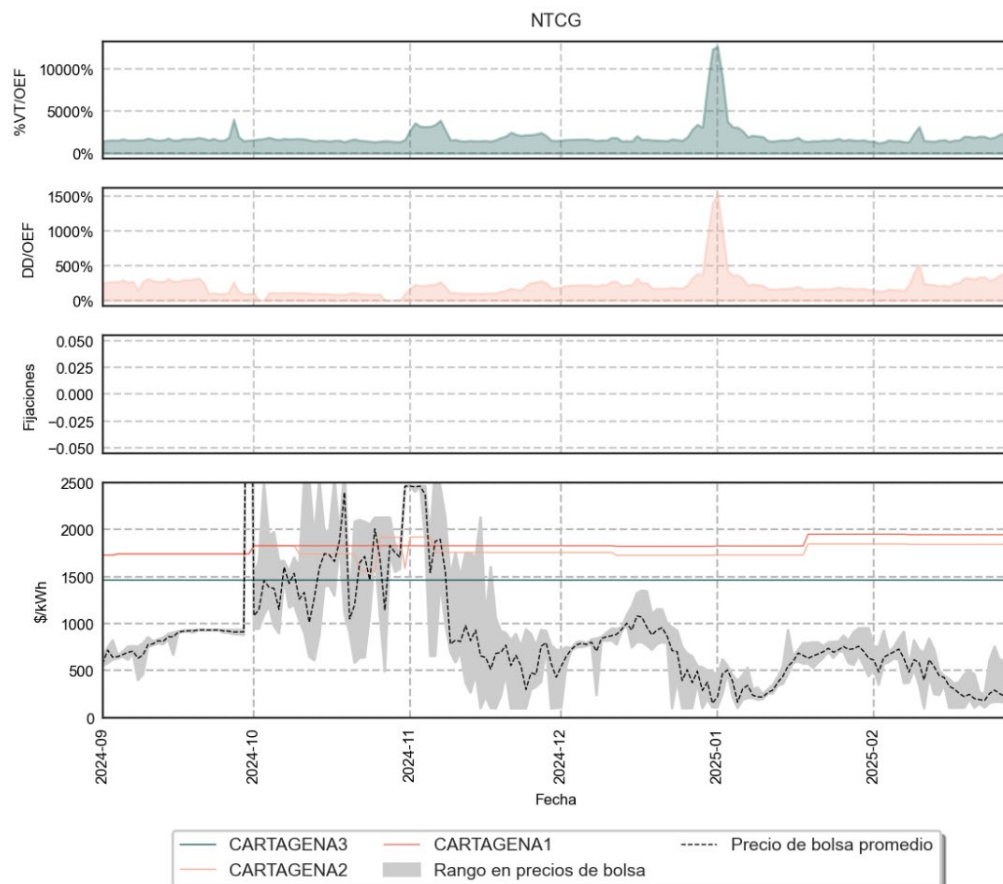
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Nitro Energy:

Para el agente Nitro Energy, las Ventas totales son cerca de 18 veces sus OEF. Esto se debe a que el agente no cuenta con muchas Obligaciones de Energía en Firme, y adicionalmente, respalda sus ventas, con compras en contratos principalmente.

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 162,54% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre - noviembre de 2024, mientras que para el trimestre anterior, fue de 350,9% (ver Figura 3-35).

Figura 3-35: Comparación de variables Nitro Energy



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

Los estadísticos básicos de los precios ofertados del agente se presentan en la Tabla 3-15.

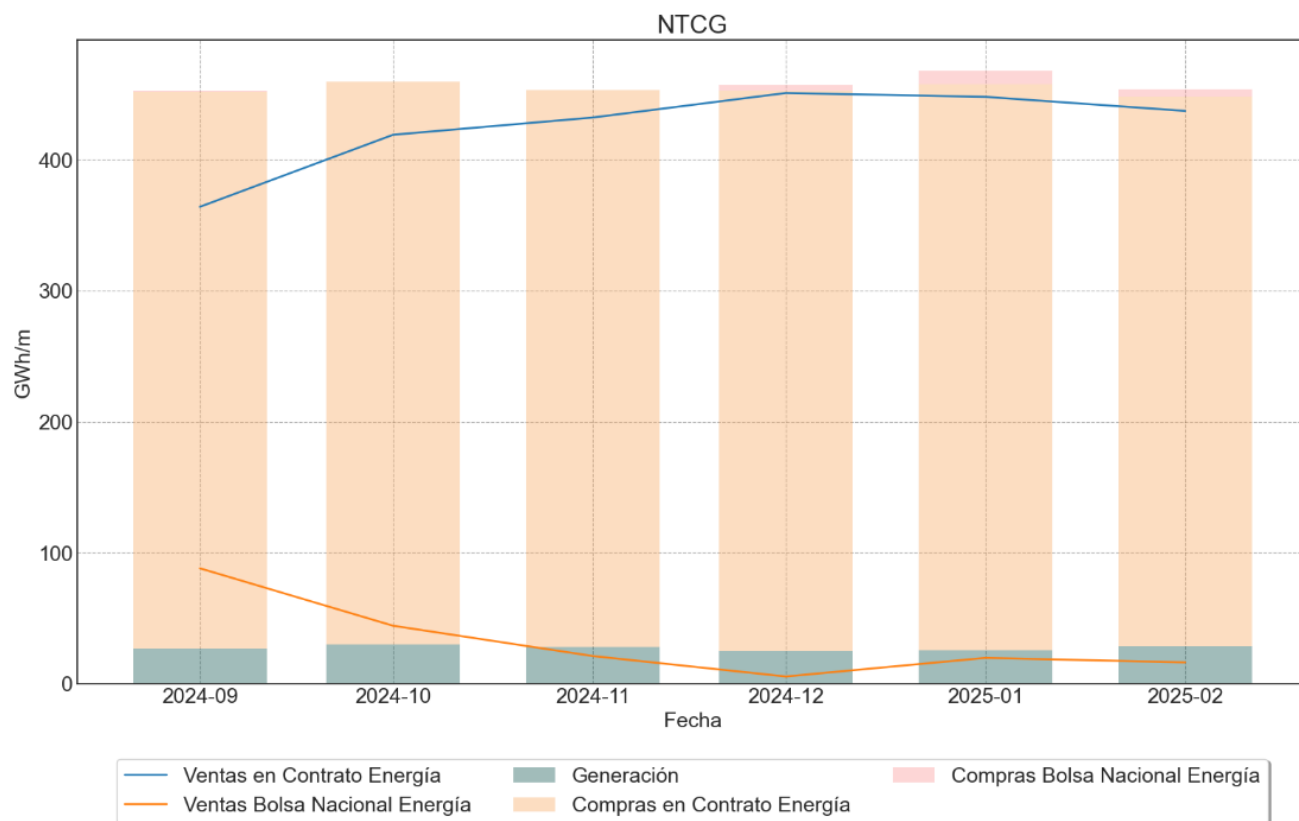
Tabla 3-15: Estadísticos básicos Nitro Energy

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Cartagena 1	1.879,63	1.826,84	61,79	1.820,67	1.949,34
Cartagena 2	1.783,34	1.754,49	56,25	1.724,72	1.846,31
Cartagena 3	1.463,35	1.463,35	0,00	1.463,35	1.463,35

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

Para el agente Nitro Energy, la energía vendida en contratos, fue en promedio para el último trimestre de 445.4 GWh/mes. Por su parte, la energía vendida en bolsa fue en promedio 13.8 GWh/mes para el trimestre. Para cubrir sus ventas, el agente usó generación propia, con promedio trimestral de 26.4 GWh/mes. Así mismo, su energía comprada vía contratos fue en promedio para el trimestre de 426.4 GWh/mes. Finalmente, la energía promedio comprada en bolsa durante el trimestre fue de 6.9 GWh/mes. (ver Figura 3-36).

Figura 3-36: Generación y compras de energía vs ventas – Nitro Energy



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

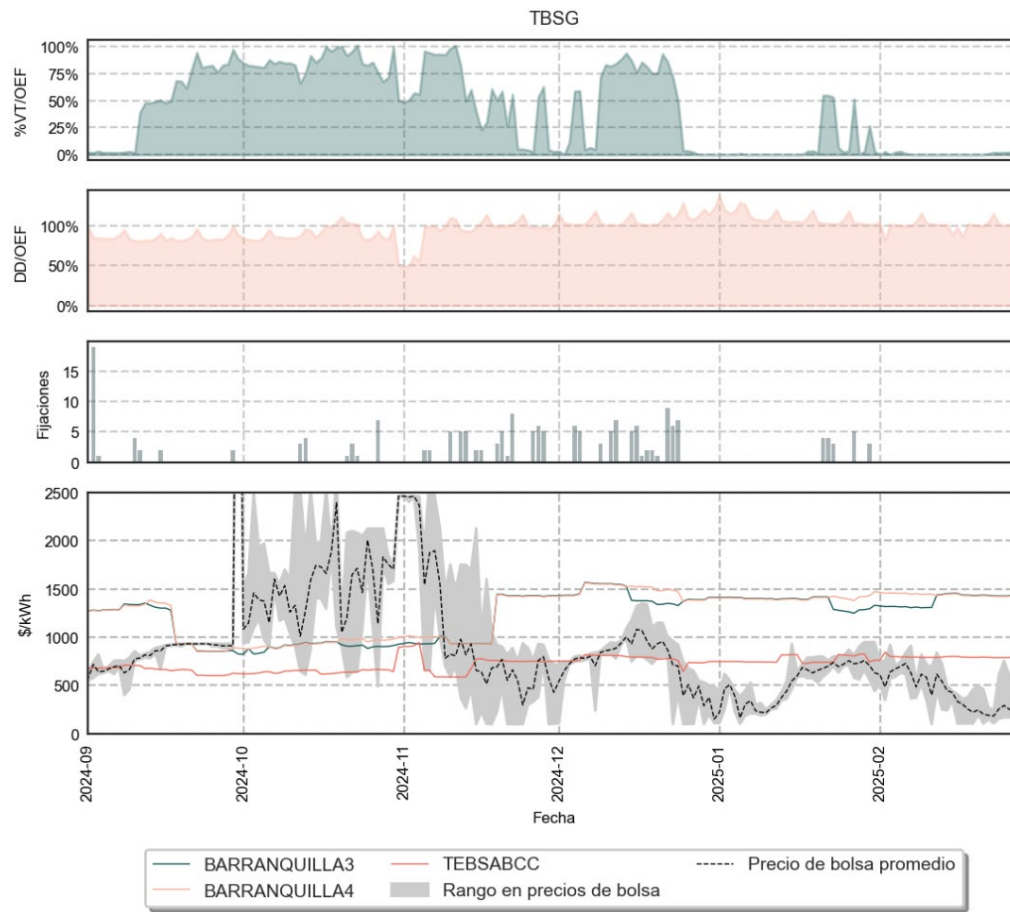
TEBSA:

Las ventas totales del agente fueron 19,00% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre diciembre - febrero 2025, disminuyendo un 68,85% en relación con el trimestre anterior (ver Figura 3-37).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 106,00% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre septiembre – noviembre de 2024, reflejando un aumento cercano a 17,78% frente al trimestre anterior.



Figura 3-37 Comparación de variables TEBSA



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

La Tabla 3-16 presenta los estadísticos de precios ofertados para este agente.



Tabla 3-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Barranquilla3	1.397,36	1.399,53	73,25	1.247,60	1.566,68
Barranquilla4	1.439,88	1.428,50	50,04	1.364,65	1.561,42
TEBSA CC (Configuración más económica)	777,87	790,30	32,72	644,82	844,80
TEBSA CC (Configuración más costosa)	2.001,91	2.039,20	86,	1.846,19	2.187,88

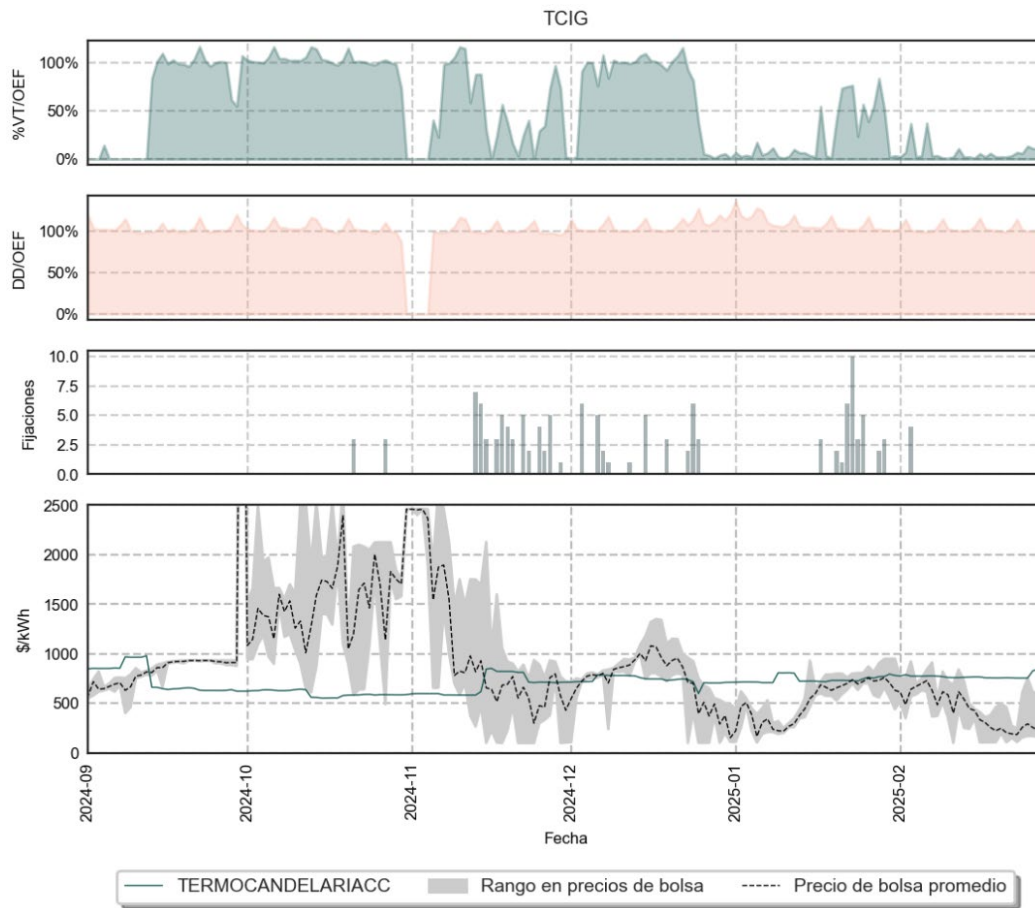
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Termocandelaria:

Las ventas totales del agente Termocandelaria fueron 34,00% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre diciembre – febrero de 2024, disminuyendo 50.00% en comparación con el trimestre pasado.

Así mismo, la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria en este periodo se situó en 106,00% frente a sus Obligaciones de Energía firme, evidenciando un aumento de 9,28% respecto al trimestre anterior. (ver Figura 3-38).

Figura 3-38 Comparación de variables Termocandelaria



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

La Tabla 3-17 presenta los valores promedio de la ofertas para las plantas del agente, para su configuración más costosa y más económica.



Tabla 3-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termocandelaria CC (configuración más económica)	749.66	754.19	36.25	597.65	846.81
Termocandelaria CC (configuración más costosa)	1.358,79	1.375,28	87,69	1.230,56	1.545,50

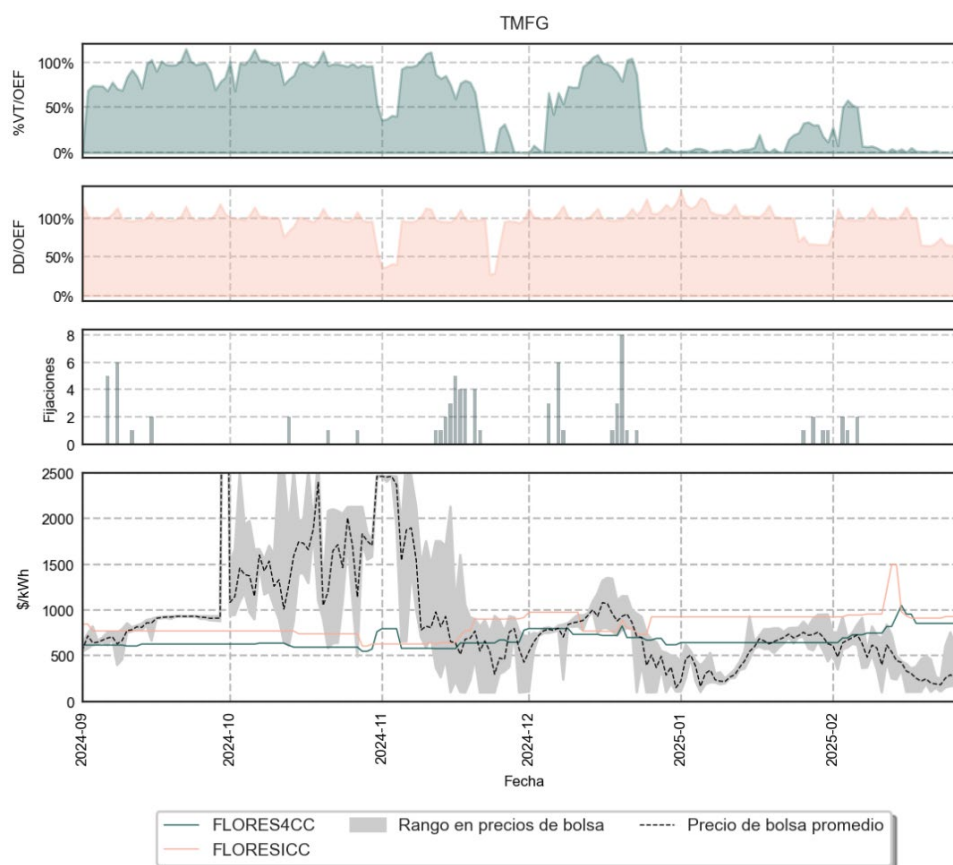
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Prime:

Las ventas del agente en Diciembre - Febrero 2025 llegaron al 25.00% de sus Obligaciones de Energía Firme, disminuyendo un 67.95% en comparación con el trimestre anterior (ver Figura 3-39).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma se situó en 97,00% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre diciembre 2024 – febrero de 2025, aumentando un 2,11% frente al trimestre inmediatamente anterior.

Figura 3-39 Comparación de variables Prime



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

La Tabla 3-18 presenta los estadísticos básicos para las ofertas de este agente.

Tabla 3-18 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Flores I CC	926,18	925,21	111,37	733,00	1.493,34
Flores 4 CC (Configuración más económica)	727,10	699,04	93,54	620,39	1.051,94
Flores 4 CC (Configuración más costosa)	1126.24	1044.56	183.68	1044.56	1534.69

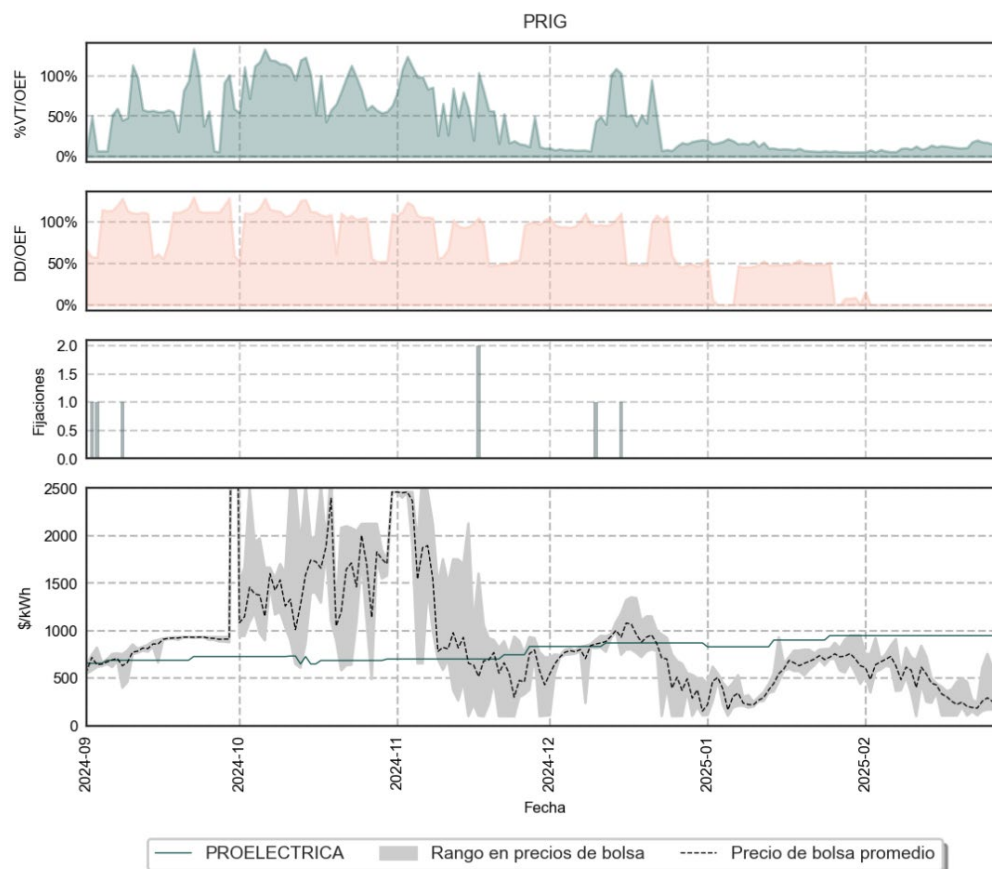
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Proeléctrica:

Las ventas totales del agente fueron 18,69% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre diciembre - febrero 2025, disminuyendo un 71,64% en comparación con el trimestre anterior. Figura 3-40.

Así mismo, en cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada en promedio para el trimestre diciembre – febrero de 2025, la misma se situó en 38,00% diaria frente a sus Obligaciones de Energía firme, disminuyendo un 64,42% en comparación con el trimestre anterior diaria.

Figura 3-40: Comparación de variables Proeléctrica



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

Los estadísticos básicos de los precios ofertados para este agente se observan en la (ver Tabla 3-19).

Tabla 3-19: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Proeléctrica

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Proeléctrica	893,95	901,22	48,07	830,00	947,67

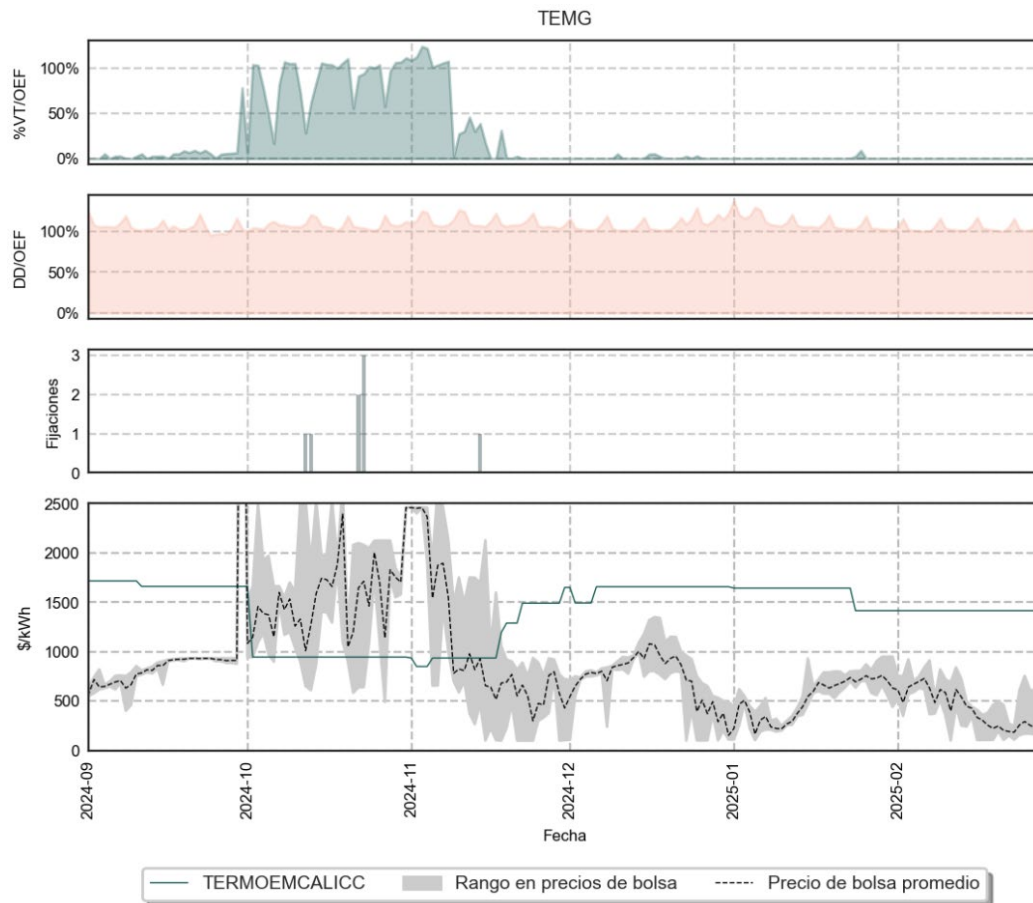
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

TermoEmcali:

Durante el trimestre diciembre de 2024 a Febrero de 2025, las ventas totales del agente, representaron tan solo un 0,39% de sus Obligaciones de Energía firme, siendo muy inferiores al trimestre anterior cuando sus ventas fueron cercanas a un 43,1% en promedio trimestral (ver Figura 3-41).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 107,65% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre diciembre de 2024 a febrero de 2025, siendo similar a la del trimestre anterior (107,94%).

Figura 3-41 Comparación de variables TermoEmcali



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

La Tabla 3-20 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta.

Tabla 3-20 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TermoEmcali CC	1.549,49	1.643,51	115,20	1.414,93	1.657,45

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

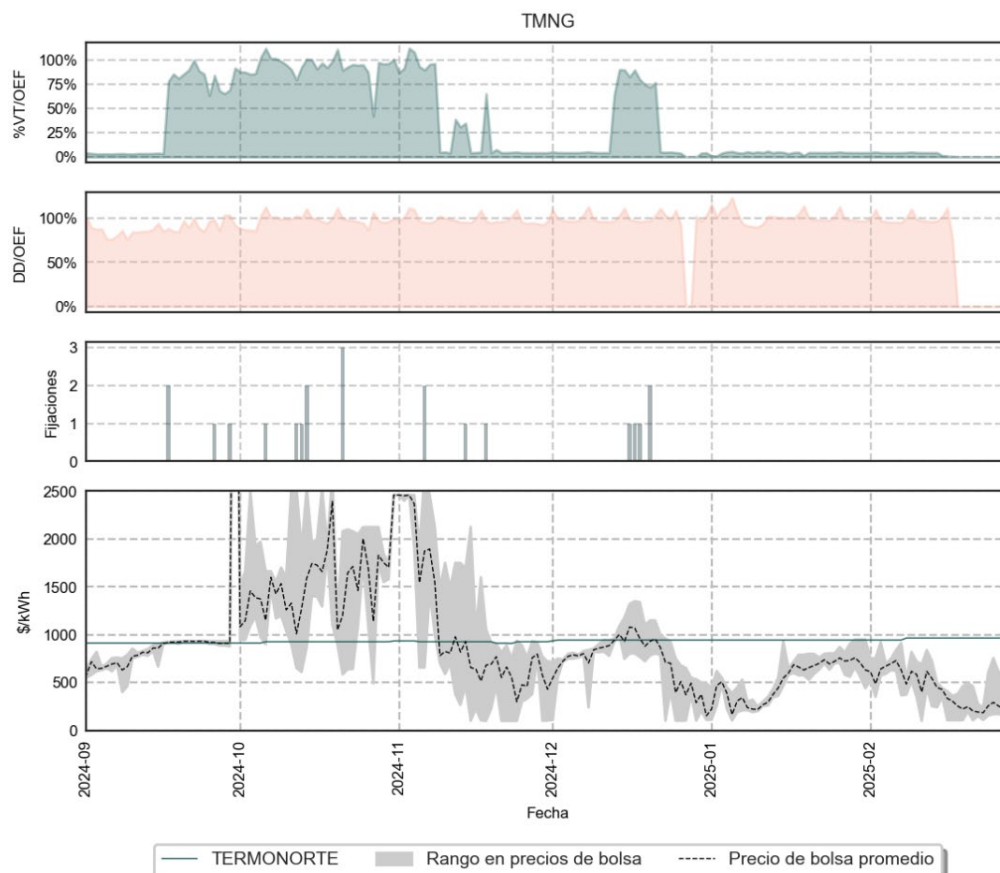


Termonorte:

Durante el período diciembre - febrero 2025, las ventas totales del agente fueron del 11.00% en relación con sus Obligaciones de Energía Firme, disminuyendo un 80.36% en comparación con el trimestre pasado, cuando las ventas totales del agente fueron 55,61% (ver Figura 3-42).

En cuanto a la energía equivalente a la disponibilidad declarada diaria, la misma fue 85,35% frente a sus Obligaciones de Energía firme en promedio para el trimestre diciembre – febrero de 2025, disminuyendo 10,53% en comparación con el trimestre anterior.

Figura 3-42 Comparación de variables Termonorte



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



La Tabla 3-21 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

Tabla 3-21 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termonorte	948,81	944,00	9,02	936,00	965,00

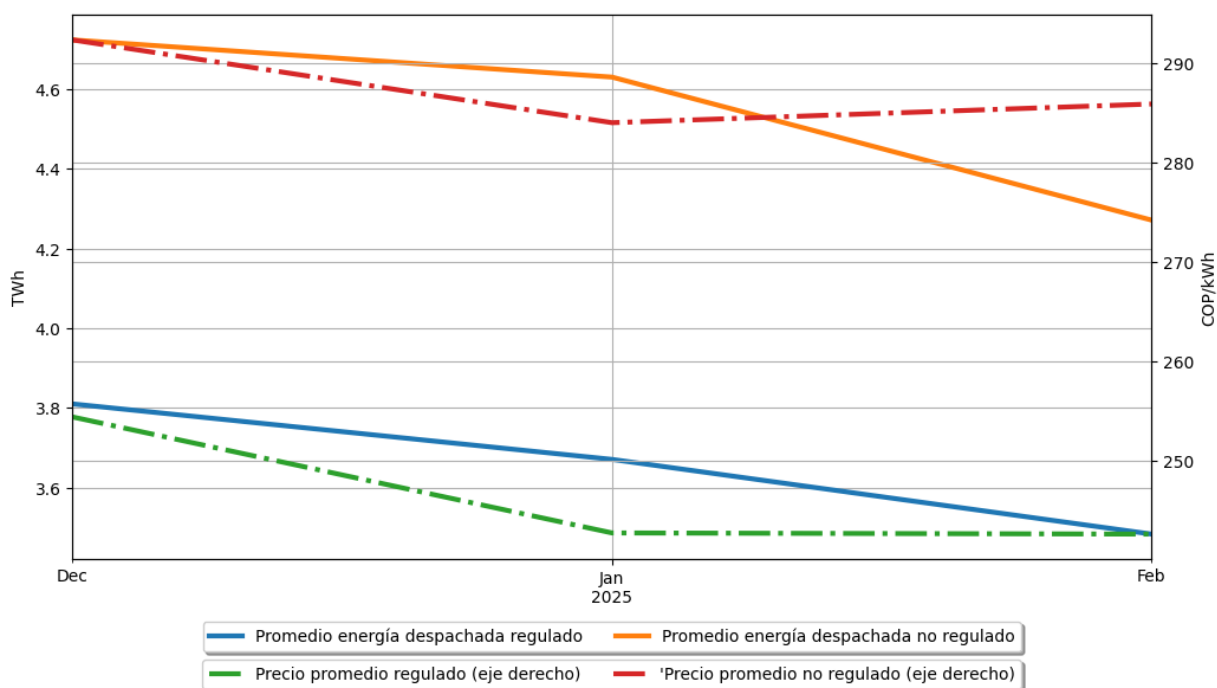
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.3 Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

La información presentada en esta sección se basa en los archivos de despacho diario de contratos elaborados por XM para la liquidación de los agentes, así como la información del portal Sinergox y de la API pública.

Durante el trimestre se despacharon 2.055 contratos, con una cantidad total de energía de 24.59 TWh. En la Figura 3-43 se muestra un resumen de la cantidad de energía despachada por tipo de mercado y los precios promedio para cada uno de los meses.

Figura 3-43: Resumen precios promedio y energía total por mercado.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

La energía promedio despachada en el Mercado Regulado se redujo de diciembre a enero pasando de 3,81 TWh a 3,67 TWh, cerrando el trimestre con una reducción de la energía despachada a 3,48 TWh. En el Mercado No Regulado la energía se presentó un redujo entre los dos primeros meses del periodo analizado de 4,72 TWh a 4,63 TWh terminando el trimestre con una reducción a 4.27 TWh.

Por otro lado, el precio para el Mercado Regulado se redujo durante el periodo pasando de 254.37 \$/kWh a 242.59 \$/kWh. Respecto al precio para el Mercado No Regulado, en el trimestre el precio se redujo de 292.30 \$/kWh a 285.85 \$/kWh.

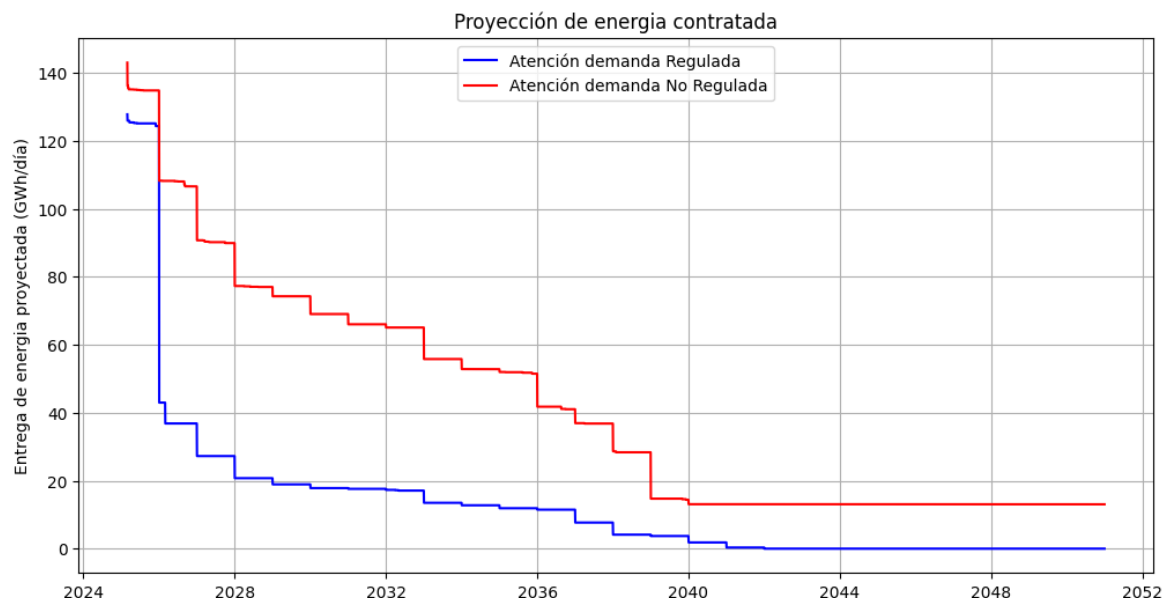
Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 579 contratos, de los cuales 232 corresponden al Mercado Regulado y 346 al Mercado No Regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 503 contratos, de los cuales 205 corresponden al Mercado Regulado y 298 al Mercado No Regulado.



3.3.1 Proyección de contratos

En cuanto a la proyección de duración de los contratos la Figura 3-44 que muestra la tendencia sobre la energía, para la finalización de los contratos con destino al mercado regulado y no regulado. Alrededor del 30% de la energía destinada a la atención del mercado no regulado finaliza la contratación para diciembre de 2025, quedando cerca de 108 GWh/día en promedio en contratos, mientras que en el sector regulado para diciembre de 2025 finaliza cerca del 67 % de la energía.

Figura 3-44: Proyección de finalización de contratos basados en los despachos de contratos de febrero de 2025.



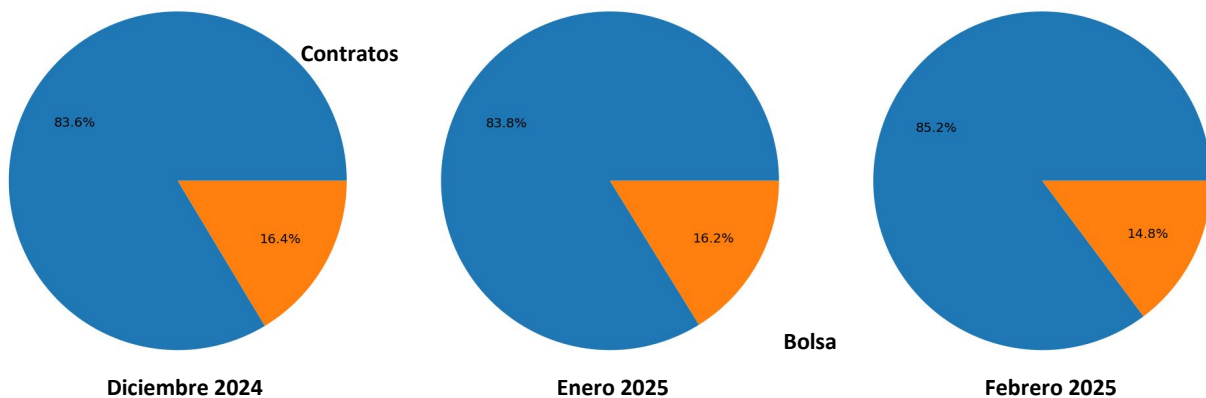
3.3.2 Demanda regulada contratada

Esta sección muestra la cobertura general del mercado respecto a la atención de la demanda en el Mercado Regulado. La cobertura del mercado se puede definir como la cantidad de energía que se encuentra atendida por medio de contratos bilaterales para los comercializadores; de tal manera que, ante variaciones en el precio de bolsa, los usuarios perciban en menor proporción estos cambios en sus tarifas.



La Figura 3-45 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de septiembre, octubre y noviembre respectivamente. De manera general se observa que mantiene la proporción de la cobertura por medio de contratos para el mercado con valores ha variado muy poco entre 85,2% y 83,6% como consecuencia de la interrupción de contratos previo a la intervención de Air-e uno de los comercializadores más grandes del país.

Figura 3-45: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.



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

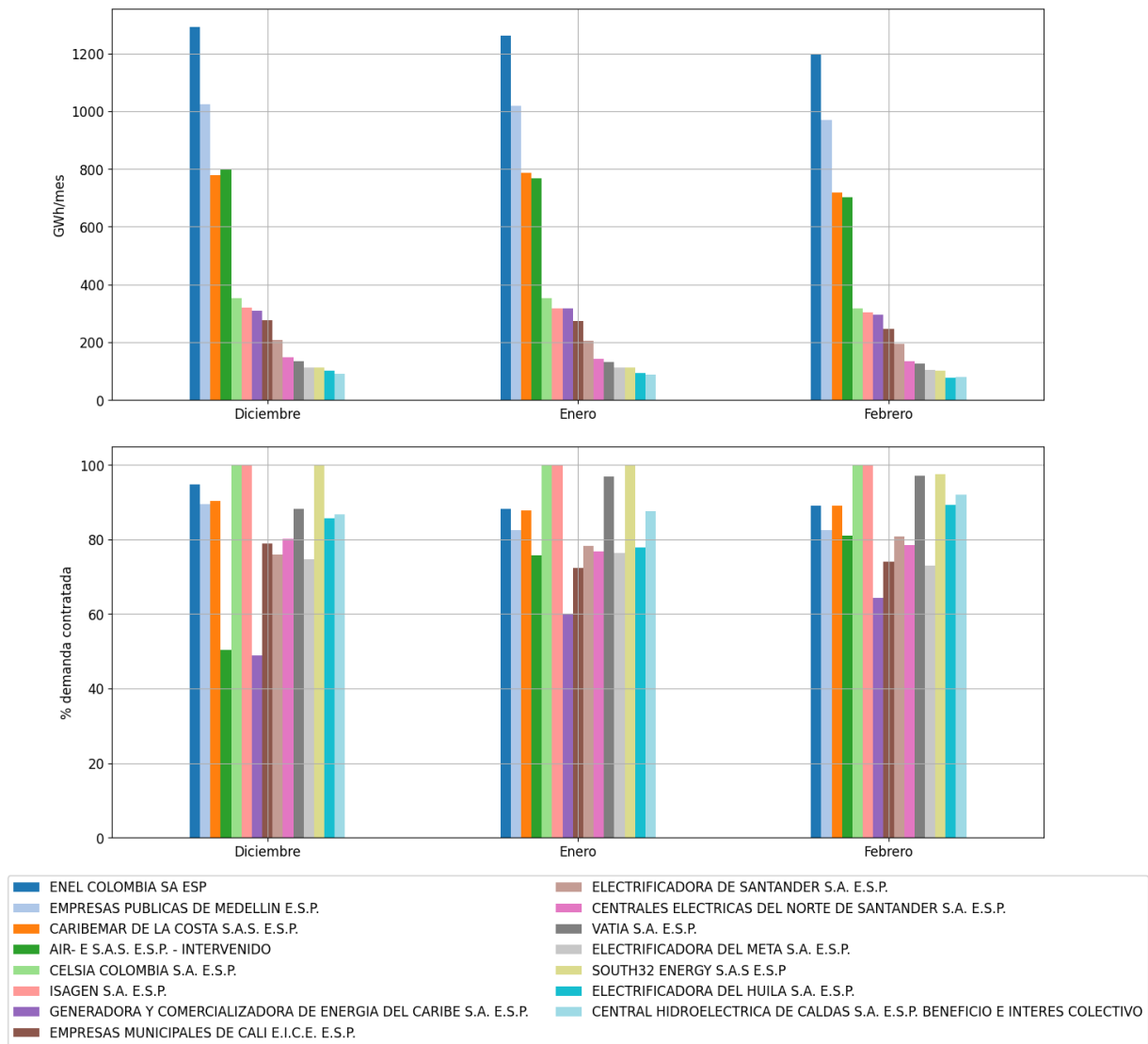
3.3.3 Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

En esta sección se analiza la cobertura por agente comercializador, para estos análisis se toman los 15 comercializadores con mayor demanda atendida en el Sistema Interconectado Nacional.

Inicialmente se analizan los comercializadores que atienden demanda de cualquier tipo (Regulada y No Regulada). En la Figura 3-46 se puede ver la cantidad total de energía por comercializador para cada mes. En la gráfica se observa que Enel se destaca como el agente con la mayor demanda con 1.250,36 GWh/mes en promedio durante el trimestre, seguido de EPM con 1.004,80 GWh/mes en promedio.

Por otro lado, en la misma figura se muestra el porcentaje de cobertura de cada agente, tomando en cuenta la energía que cada comercializador tiene contratada respecto a su correspondiente demanda.

Figura 3-46: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.



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

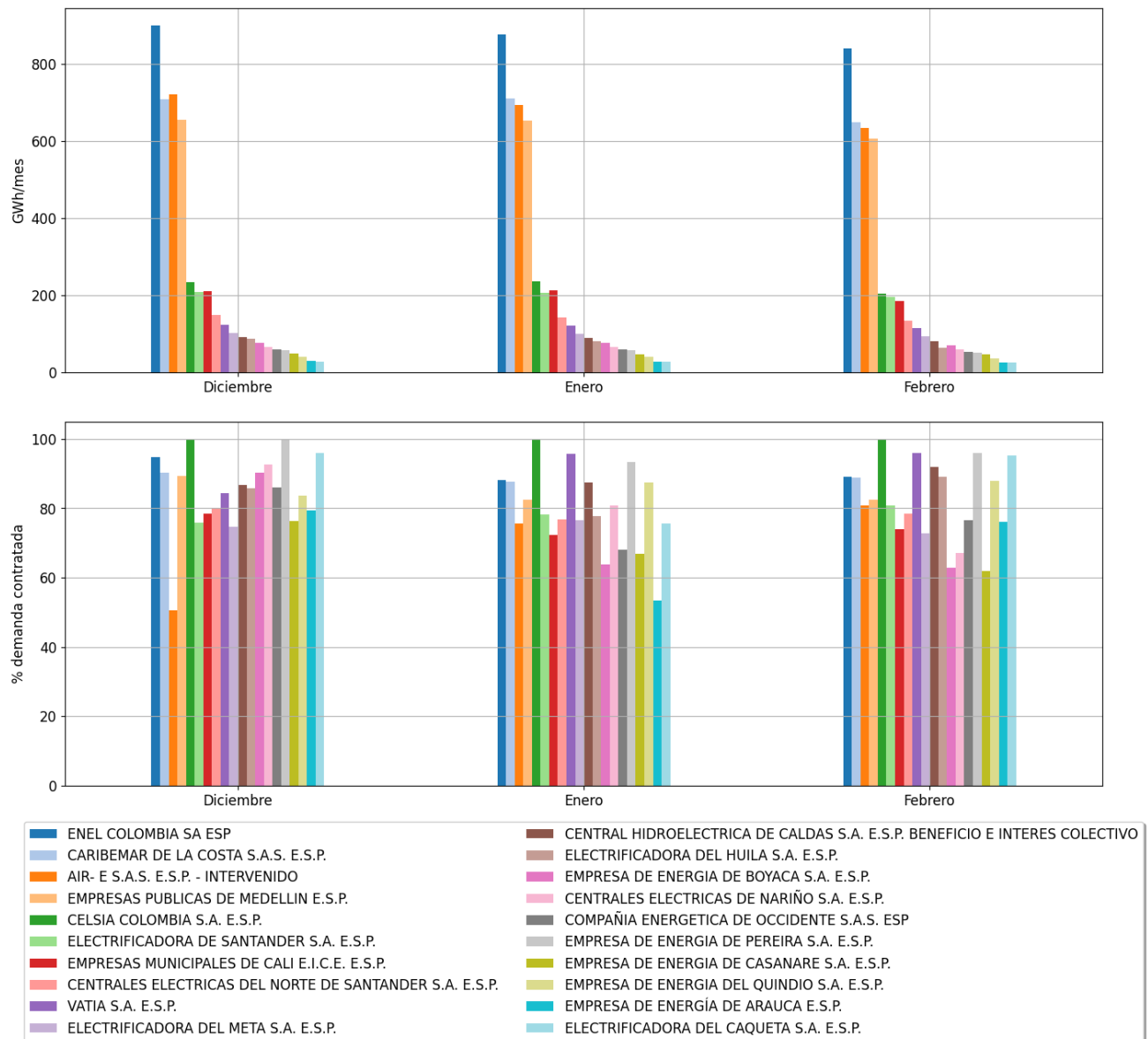
En cuanto a la cobertura de la demanda atendida con contratos de energía Isagen, Celsia y South32 Energy, tuvieron contratos para atender el 100% de la demanda durante todo el trimestre analizado. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura fue Air-e intervenido, Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe (GECELCA) con niveles de cobertura promedio de 70%.

3.3.4 Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado

Para este análisis nuevamente se toman los 15 comercializadores que más atienden demanda, pero en este caso solo se considera la demanda Regulada, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 3-47.

Según los resultados, Enel aparece nuevamente como el comercializador que más demanda Regulada atiende, con 871,77 GWh/mes en promedio en el trimestre, seguido por Caribemar de la Costa, Air-e intervenido y EPM con 688,73 GWh/mes, 682,81 GWh/mes y 638.11 GWh/mes respectivamente.

Figura 3-47: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



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

Se identifican 9 comercializadores con una cobertura menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son Centrales Eléctricas del Norte de Santander, Electrificadora de Santander, Compañía Energética de Occidente, Empresas Municipales de Cali, Electrificadora del Meta, Empresa de

Energía de Boyacá, Empresa de Energía de Arauca, Air- E – Intervenido y Empresa de Energía de Casanare.

En cuanto a los porcentajes de cobertura para la demanda Regulada se recomienda a los comercializadores reducir al mínimo la exposición a la bolsa de energía considerando la alta volatilidad de los precios de bolsa que se han venido observando en lo corrido del año 2025.

3.3.5 Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado

Para la atención del Mercado Regulado se tiene un registro de 1.094 contratos despachados (154 contratos más que el trimestre anterior), de los cuales 1041 corresponden al tipo Pague lo Contratado (PC), 28 al tipo Pague lo Demandado (PD) y 25 al tipo pague lo generado (PG)⁵. En cuanto a los precios, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio ponderado de 309,69 \$/kWh, lo cual representa una reducción de 1,81 \$/kWh (0,59%) comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 415,08 \$/kWh, evidenciando una reducción de 141,08 \$/kWh (-25.42 %) frente al trimestre anterior, finalmente sobre los contratos tipo page lo generado se muestra un precio promedio de 429,07 \$/kWh que representa una reducción de 21,92 \$/kWh (-4,86%).

Si se comparan el contrato tipo pague lo demandado contra el pague lo contratado el precio promedio ponderado es 34% más alto y si comparamos el tipo de contrato Pague lo generado contra el tipo pague lo contratado se tiene un 38% más. En la Tabla 2-21 se muestra un resumen de los datos.

⁵ Creado bajo el mecanismo de comercialización excepcional de la RESOLUCIÓN No.101 036 DE 2024 “Por la cual se dictan disposiciones transitorias para las compras de energía con destino al mercado regulado y su correspondiente traslado en el componente de costo de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio (CU)”

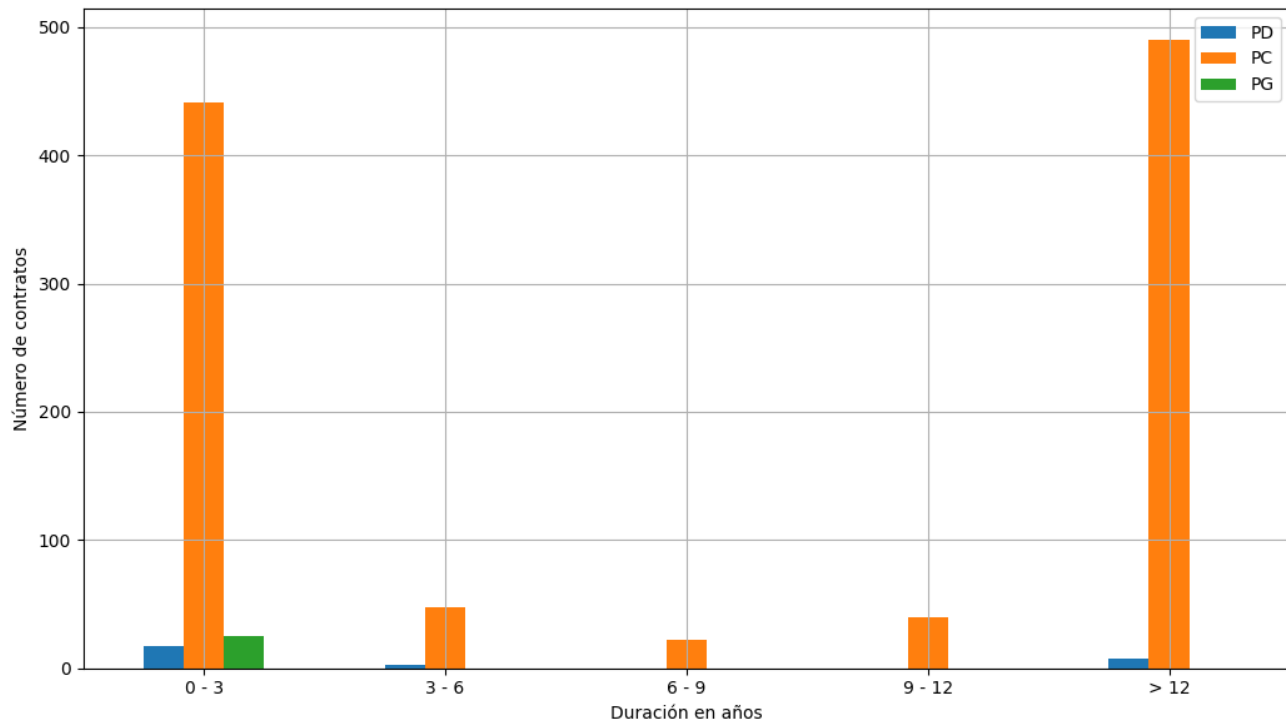
Tabla 3-22: Resumen estadísticas Mercado Regulado.

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	1041	309.69	186.04	114
PD	28	415.08	227.32	16
PG	25	429.97	373.46	0

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-48 se presenta una clasificación que agrupa los contratos en periodos de duración de 0 a 3 años, de 3 a 6 años, de 6 a 9 años, de 9 a 12 años y mayores a 12 años.

Figura 3-48: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

En la gráfica se observa que 490 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de más de 12 años (6 contratos más con respecto al trimestre anterior), seguido por la categoría de contratos de 0 a 3 años con un total de 441. De los contratos de largo plazo, 133 corresponden a contratos realizados a través de la subasta de largo plazo de Ministerio.

Para los contratos de tipo Pague lo Demandado se evidencia una distribución similar, con 17 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años.

Finalmente, los contratos realizados por medio de la figura dispuesta por la Resolución CREG No.101 036 DE 2024 tienen una duración inferior de 3 años ascienden a 25.

3.3.6 Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado

Para los contratos con destino al Mercado No Regulado, se observan 960 contratos despachados (un incremento de 171 contratos más que el trimestre anterior), de los cuales 942 corresponden a tipo Pague lo Contratado 171 más que en el trimestre anterior y 18 a tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio de 324.64 \$/kWh. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 287,45 \$/kWh. En la Tabla 3-23 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-23: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.

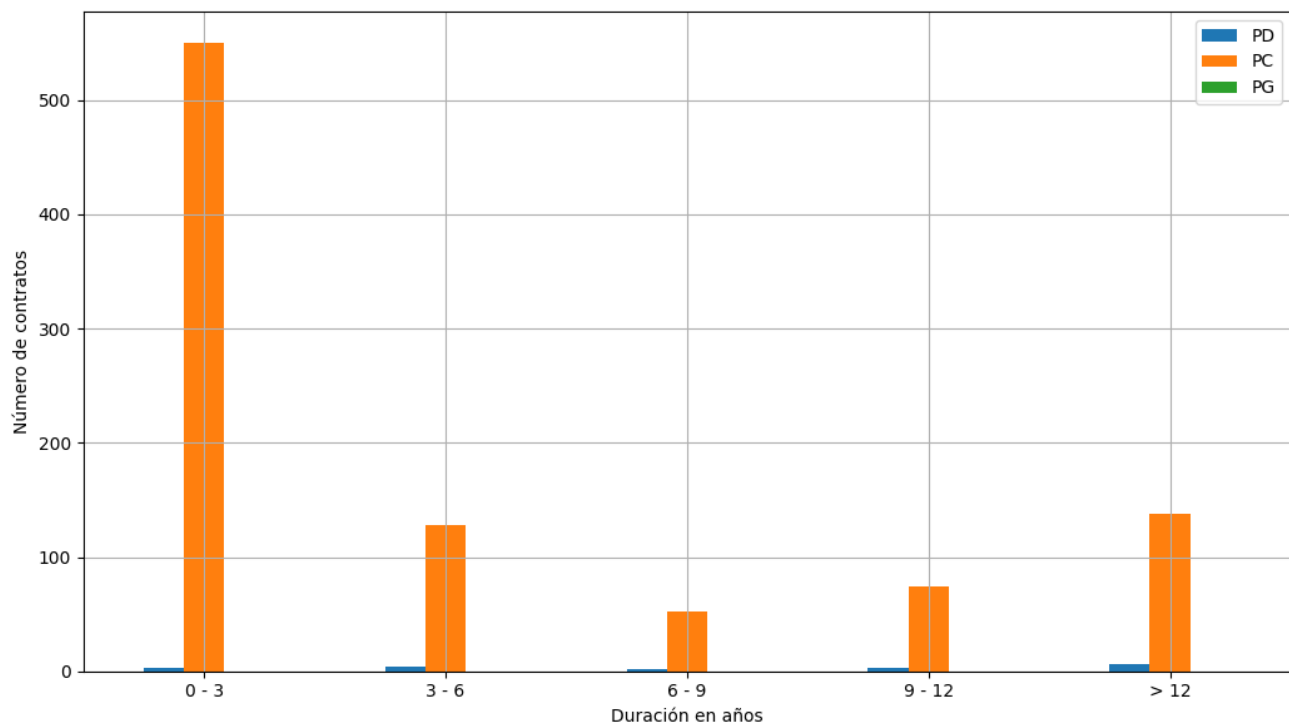
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	942	324. 64	191.07	65
PD	18	287.45	2235.29	3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

De la tabla se precisa, que si bien la cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado es mayor que los contratos tipo Pague lo Demandado, la energía asociada a un contrato promedio del tipo Pague lo Demandado es en promedio alrededor de 11,7 veces mayor a la energía de los contratos Pague lo Contratado. Así mismo, se observa que el precio promedio de los contratos tipo Pague lo Demandado es menor al de los contratos tipo Pague lo Contratado.

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-49 se utiliza la misma clasificación que la usada para el Mercado Regulado. En este sentido, la mayor cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado está en el horizonte de 0 a 3 años con 550 contratos; mientras que en los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos (6) es para contratos de más de 12 años.

Figura 3-49: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

3.3.7 Contratos entre agentes vinculados

Para este análisis se tiene en cuenta empresas que representan tanto agentes generadores como comercializadores registrados ante el ASIC, y se analizan los contratos entre los agentes generadores y sus agentes comercializadores vinculados (integrados o con situación de control).

Mercado Regulado:

Para el análisis del Mercado Regulado, se tienen en cuenta los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos con destino al Mercado Regulado. En la Tabla 3-24 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

Tabla 3-24: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado.

Agente generador	Nombre empresa
ENDG	Enel Colombia S.A. E.S.P.
EPMG	Empresas Públicas De Medellín E.S.P.
ISGG	Isagen S.A. E.S.P.
NTCG	Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.
EPSG	Celsia Colombia S.A. E.S.P.
EMIG	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.
CHVG	AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P.
GECG	Generadora y Comercializadora de Energía Del Caribe S.A. E.S.P.
SPRG	Espacio Productivo S.A.S E.S.P
EOEG	Eolos Energía S.A.S. E.S.P

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

En la Tabla 3-25, la Tabla 3-26 y Tabla 3-27 se presenta el resumen del análisis de manera diferenciada por tipo de contrato. En promedio durante el trimestre, para los 10 agentes considerados, se despacharon 2.848,77 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Contratado, 29.90 GWh/mes en contratos tipo pague lo demandado y 251.10 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Generado, para un total de 3.129,77 GWh/mes.

Tabla 3-25: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.

	Vinculados		No vinculados	
Agente generador	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ENDG	288.31	201.38	296.22	483.22
EPMG	289.71	343.81	295.41	483.43
ISGG			296.86	376.89
NTCG			354.09	349.87
EPSG	287.07	53.89	276.31	162.98
EMIG	325.45	64.56	314.12	19.47
CHVG			243.93	110.23
GECG			343.83	92.24
SPRG			330.02	84.58
EOEG			320.76	22.21
TOTAL	293.82	663.64	309.40	2185.13

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Tabla 3-26: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado Regulado.

	Vinculados		No vinculados	
Agente generador	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ENDG			287.87	11.76
EPMG			310.30	9.68
ISGG				
NTCG				
EPSG	315.08	8.46		
EMIG				
CHVG				
GECG				
SPRG				
EOEG				
TOTAL	315.08	8.46	298.00	21.44

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM



Tabla 3-27: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Generado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ENDG			349.66	14.33
EPMG	344.52	10.26	345.08	54.72
ISGG			461.42	161.55
NTCG				
EPSG				
EMIG				
CHVG			426.83	10.23
GECG				
SPRG				
EOEG				
TOTAL	344.52	10.26	426.87	240.84

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Para los contratos tipo Pague lo Contratado, el 76.70 % se despachó entre agentes no vinculados, y el 23.30% restante entre agentes vinculados. Solo 4 agentes (ENEL, EPM, Celsia y EMCALI) despacharon contratos con sus vinculados, ENEL tuvo un 29,42% de su energía despachada a sus vinculados, mientras que EPM tuvo 41.56%, Celsia 24.85% y EMCALI el 76.83%.

De la información analizada se puede ver que EPM fue el agente que más transó energía en contratos del tipo pague lo contratado (29.04%), seguido por ENEL (24,03%) e Isagen (13.23%).

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, el 28.29% de la energía se despachó entre agentes vinculados, y correspondió a Celsia; mientras que el 71.71% restante correspondió al agente EPM y Enel, que contrataron con agentes no vinculados.

Con respecto a los contratos de pague lo generado, el 4.09% se contrataron con agentes vinculados realizado por EPM, por otro lado, de los agentes analizados este tipo de contratos fueron ofrecidos por Enel, EPM, Isagen y Chivor, de estos el que ofreció la mayoría de la energía fue Isagen con el 64.98% del total del tipo de contratación.



Mercado No Regulado:

De la misma manera que en el Mercado Regulado, para el Mercado No Regulado se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos. La Tabla 3-28 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.

Tabla 3-28: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Nombre empresa
ISGG	Isagen S.A. E.S.P.
EPMG	Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P.
ENDG	Enel Colombia S.A. E.S.P.
GECC	Generadora y Comercializadora de Energía Del Caribe S.A. E.S.P.
CHVG	AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P.
HIMG	Gestión Energética S.A. E.S.P.
EPSC	Celsia Colombia S.A. E.S.P.
GASC	Generarco S.A.S. E.S.P.
EMUG	Empresa Urrá S.A. E.S.P.
SOCC	Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. E.S.P.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en Tabla 3-29 y Tabla 3-30. En promedio durante el trimestre, para los 10 agentes considerados, se despacharon 2.383,71 GWh/mes en contratos tipo Pague lo Contratado y 987,92 GWh/mes en contratos tipo pague lo demandado, para un total de 3.371,63 GWh/mes.

Tabla 3-29: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ISGG	235.01	390.64	279.62	170.89
EPMG	275.83	20.99	292.18	331.14
ENDG	213.39	42.71	284.76	261.92
GECG	329.32	22.59	284.87	223.38
CHVG	293.57	35.19	274.64	149.41
HIMG			279.63	136.05
EPSG	511.87	107.11	245.36	3.56
GASC			347.03	125.56
EMUG			268.96	56.93
SOCG			351.18	94.46
TOTAL	289.56	619.23	292.77	1553.30

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Tabla 3-30: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado No Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [GWh/mes]
ISGG			288.59	1.67
EPMG	301.20	365.32	233.57	116.30
ENDG	251.29	334.00		
GECG	272.75	18.15	304.55	13.58
CHVG				
HIMG				
EPSG	294.26	115.70	244.33	2.19
GASC				
EMUG				
SOCG				
TOTAL	279.61	833.17	241.64	133.74

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM



Para los contratos tipo Pague lo Contratado en el mercado No Regulado se puede ver que hay un mayor número de agentes que tranzan con sus vinculados, y un mayor porcentaje de la energía despachada (28.50% se despachó entre agentes vinculados), mientras que el 71.50% se despachó entre agentes no vinculados, porcentaje ligeramente menor al del mercado regulado. CELSIA despachó el 96.78% de la energía con vinculados en estos contratos, mientras que ISAGEN lo hizo en un 69.57% y Chivor los siguió con el 19.06%.

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, para los cuales se despacharon en promedio 966,91 GWh/mes, el 86,17% de la energía se transó entre agentes vinculados, valor considerablemente mayor al negociado en este tipo de contratos para el mercado regulado, mientras que el 13,83% restante correspondió a contratos con agentes no vinculados. EPM fue el agente que transó mayor cantidad de energía con el tipo de contratos Pague lo Demandado, (481.62 GWh/mes en promedio).

3.4 Seguimiento operativo

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

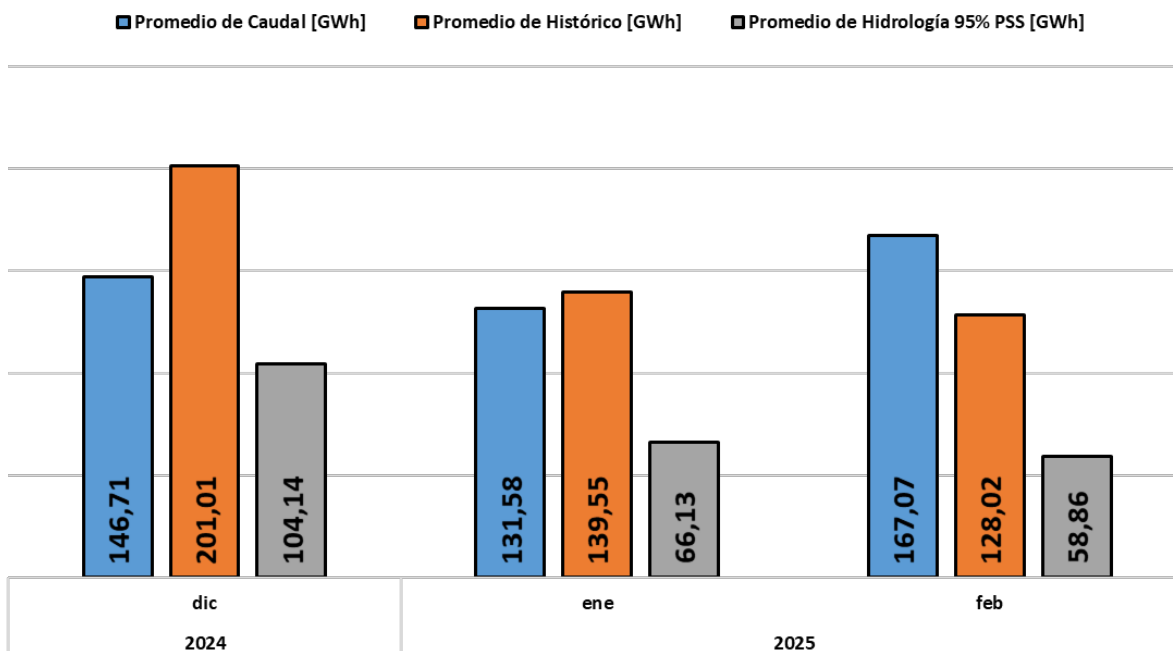
3.4.1 Hidrología del sistema

En la Figura 3-50 presenta el comportamiento agregado de los aportes, así como la media histórica mensual y la Hidrología 95% PSS⁶.

⁶ La ENFICC X% PSS corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del X% PSS de la curva de distribución de probabilidades. Numeral 3.1.5. Resolución CREG 071 de 2006, modificada por Resolución CREG 103 de 2018.

Puede verse que los aportes durante diciembre de 2024 y enero de 2025 fueron menores a la media histórica, a diferencia de febrero de 2025, mes para el cual los aportes fueron mayores a la media histórica. Para el período de análisis, los aportes fueron mayores a la hidrología PSS 95%.

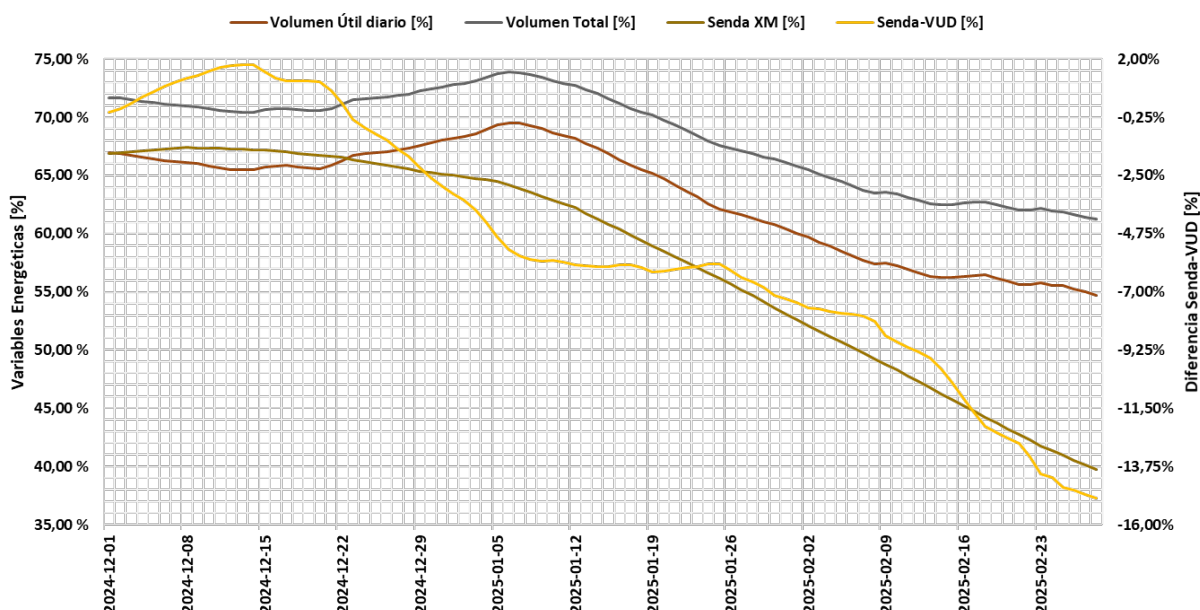
Figura 3-50: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.



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

De manera complementaria, en la Figura 3-51 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 3-51: Volumen Útil, Volumen total y senda de referencia XM



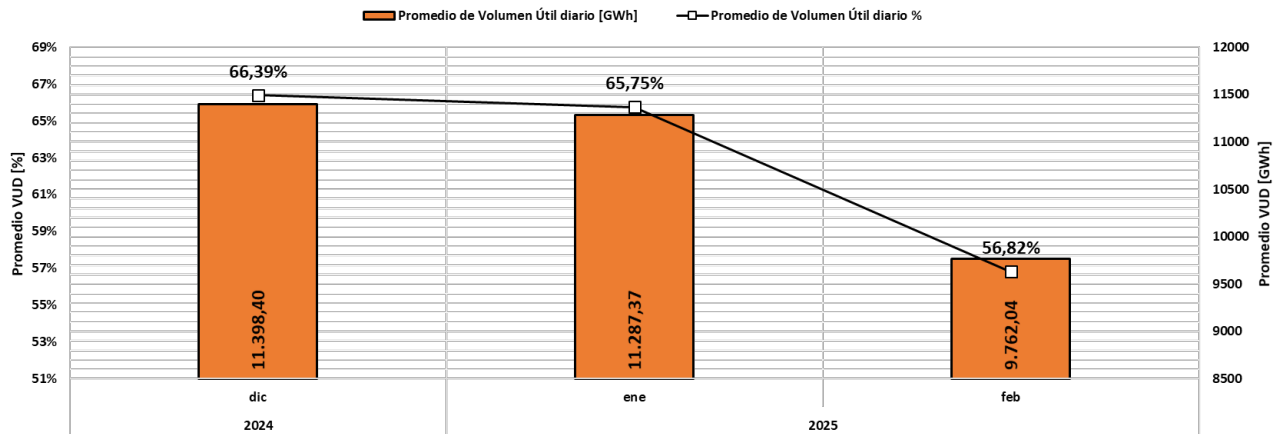
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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

Teniendo en cuenta lo anterior, durante el trimestre de análisis se observa que en diciembre y la primera semana de enero ocurrió una notoria recuperación ya que se presentaron aportes por encima de la media, llegando a un máximo en el embalse útil agregado del 73,86% el 7 de enero. A partir de este momento el embalse útil agregado comenzó a decrecer, especialmente durante lo que quedaba de enero y la primera semana de febrero, sin embargo, lo hizo por debajo de la senda de referencia publicada por XM, lo cual se acentuó durante las semanas restantes de febrero, cuando, si bien el VUD siguió decreciendo, lo hizo a una menor velocidad, llegando a una diferencia máxima entre esta senda y el volumen útil agregado del 14,99% el 28 de febrero.

En cuanto al volumen útil con periodicidad mensual, la siguiente figura muestra su comportamiento durante el trimestre de análisis:

Figura 3-52: Volumen Útil Diario Promedio



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

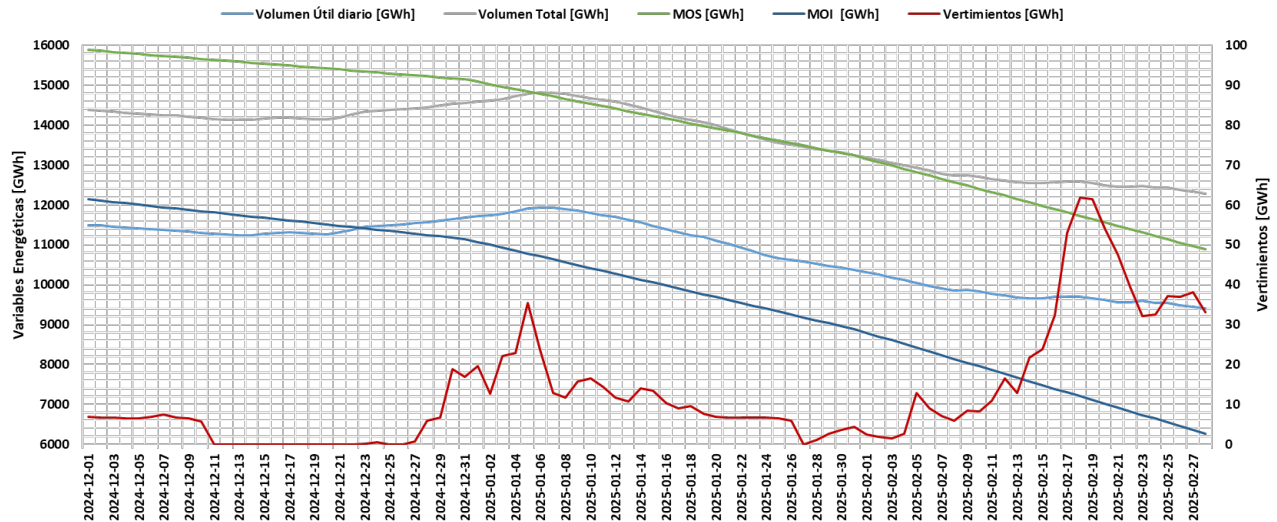
Puede verse que a medida que avanzamos en el trimestre el VUD promedio disminuye, especialmente durante febrero, bajando de los 10.000 GWh/d y del 60% en el embalse agregado.

3.4.2 Vertimientos

A continuación, se presenta el seguimiento de los vertimientos, los cuales están relacionados con la cantidad de agua que debe ser evacuada en los embalses cuando la reserva sobrepasa la capacidad máxima de almacenamiento de la presa que lo contiene. La siguiente figura muestra el análisis comparativo entre los vertimientos ocurridos durante el trimestre y las demás variables importantes que caracterizan al Sistema Interconectado Nacional, en particular para las plantas hidroeléctricas:



Figura 3-53: Análisis Comparativo entre los Vertimientos y Otras Variables



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

Durante el trimestre se vertió un total de 1.173,13 GWh, de los cuales el 60,12% se vertieron en el mes de febrero, seguido del mes de enero con el 29,95% y diciembre con el 9,93% del total (ver Tabla 4-34). De estos vertimientos el 99,65% de la energía se vertió en el área Antioquia (92,74% en Ituango y 6,91% en Playas) y el 0,35% en la región Caldas (Todo en Amaní).

Tabla 3-31 Energía vertida por área (Cifras en GWh y en %)

Región/Embalse	dic	ene	feb	Total	dic	ene	feb	Total
ANTIOQUIA	116,51	347,30	705,24	1.169,05	9,93%	29,60%	60,12%	99,65%
ITUANGO	115,74	335,48	636,79	1.088,02	9,87%	28,60%	54,28%	92,74%
MIRAFLORES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PENOL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PLAYAS	0,77	11,82	68,44	81,03	0,07%	1,01%	5,83%	6,91%
PORCE II	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PORCE III	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PUNCHINA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QUEBRADONA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
RIOGRANDE2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

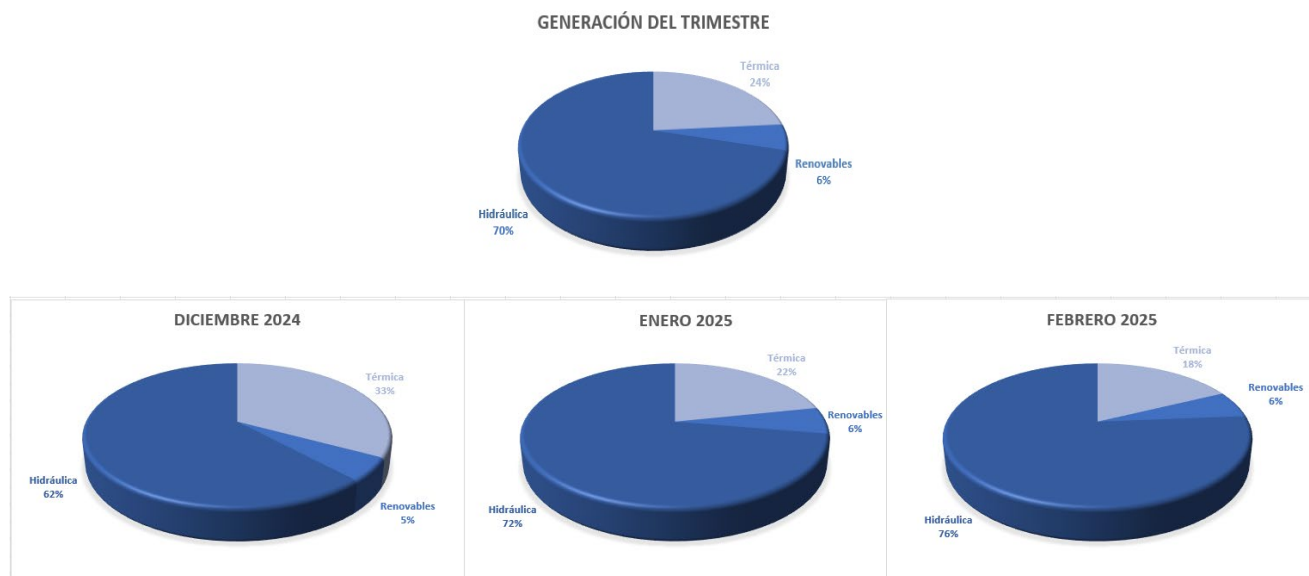
Región/Embalse	dic	ene	feb	Total	dic	ene	feb	Total
SAN LORENZO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SIN CLASIFICAR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TRONERAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
CALDAS	0,00	4,08	0,00	4,08	0,00%	0,35%	0,00%	0,35%
AMANI	0,00	4,08	0,00	4,08	0,00%	0,35%	0,00%	0,35%
SIN CLASIFICAR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
CARIBE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
URRA1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
CENTRO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
AGREGADO BOGOTA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
BETANIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EL QUIMBO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PRADO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SIN CLASIFICAR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TOPOCORO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ORIENTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
AGREGADO BOGOTA		0,00		0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
CHUZA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ESMERALDA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
GUAVIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SIN CLASIFICAR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
VALLE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ALTOANCHICAYA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
CALIMA1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
FLORIDA II	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SALVAJINA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total general	116,51	351,38	705,24	1.173,13	9,93%	29,95%	60,12%	100,00%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

3.4.3 Generación de energía por recurso

Durante el trimestre de diciembre del 2024 a febrero de 2025 la generación total fue 28.162,97 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 70%, seguido de plantas térmicas con 24% y en menor cantidad energías renovables con 6% (Figura 3-54).

Figura 3-54: Participación de la generación por recurso.

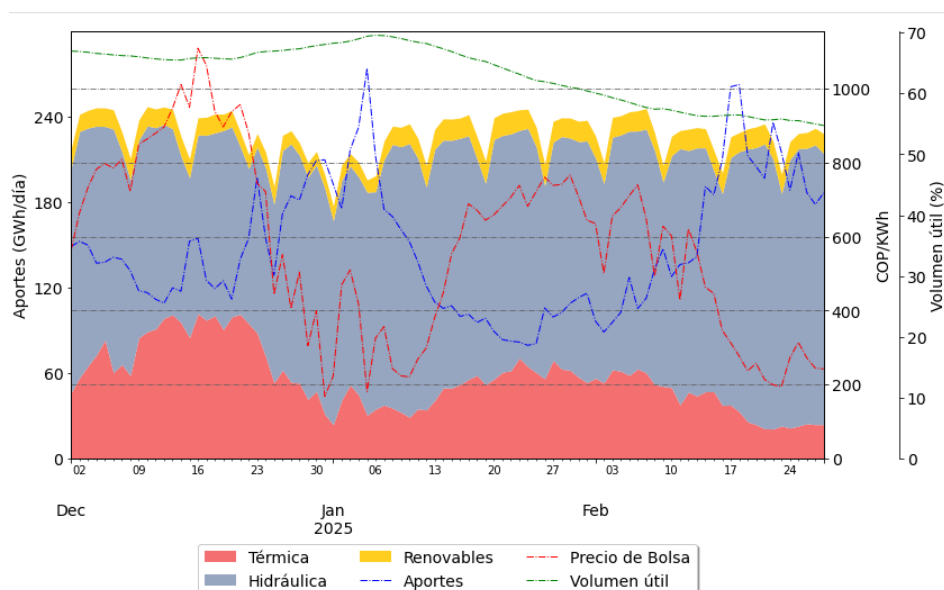


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Durante el trimestre, se observó un aumento en la generación hidráulica, que pasó del 62% en diciembre al 72% en enero, alcanzando el 76% en febrero. En contraste, la generación térmica mostró una tendencia a la baja, iniciando con un 33% en diciembre, disminuyendo al 22% en enero y llegando al 18% en febrero. Finalmente, la generación promedio de energías renovables durante el trimestre fue de 13.03 GWh/d.

En cuanto a los aportes, el promedio diario durante el trimestre fue de 148 GWh. Se registró un aumento significativo a finales de diciembre e inicios de enero, alcanzando picos de hasta 273 GWh/día, lo que se reflejó en precios en bolsa de 181,54 \$/kWh. A lo largo del trimestre, los precios promedio diarios en bolsa fueron de 750,56 \$/kWh en diciembre, 524,80 \$/kWh en enero y 461,59 \$/kWh en febrero. (ver Figura 3-55)

Figura 3-55: Participación de generación por fuente.

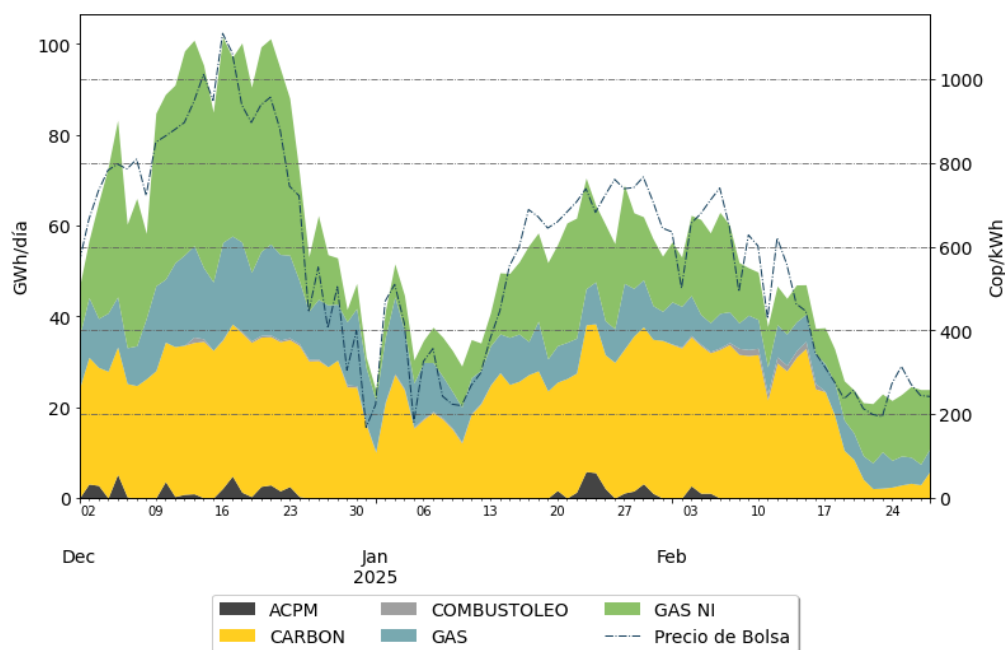


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En cuanto a la generación térmica, la Figura 3-56: Generación térmica por combustible. muestra la evolución por tipo de combustible. Durante los meses de diciembre, enero y febrero, la generación con carbón fue la de mayor demanda, con un promedio de 29,65 GWh/d, 24,82 GWh/d y 20,67 GWh/d, respectivamente. A continuación, se ubicó la generación con gas natural importado, con promedios de 29,32 GWh/d, 13,86 GWh/d y 12,36 GWh/d en cada uno de esos meses. La generación con gas nacional tuvo promedios de 15,12 GWh/d, 9,55 GWh/d y 6,60 GWh/d, respectivamente. Finalmente, el promedio trimestral de generación con ACPM fue de 0,75 GWh/d, mientras que con combustóleo fue en promedio 0,46 GWh/d.



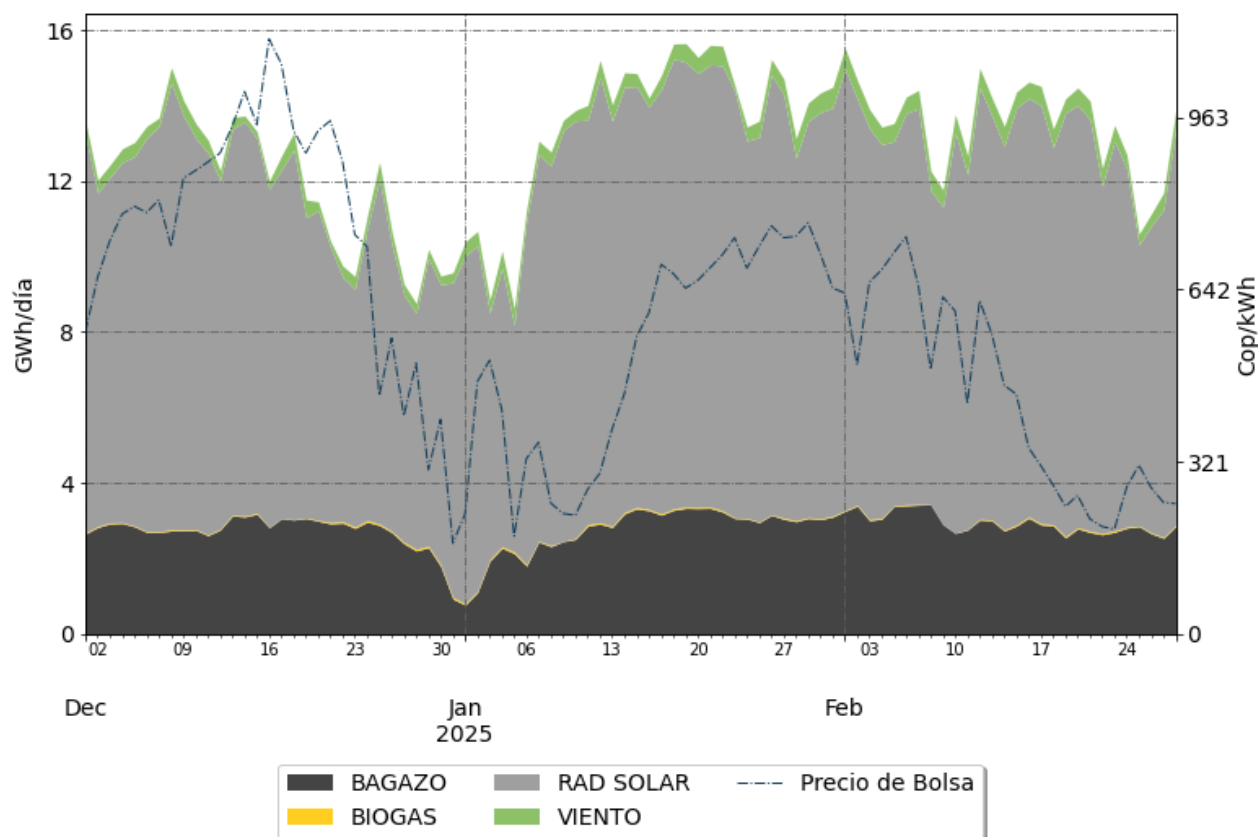
Figura 3-56: Generación térmica por combustible.



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

Respecto a la generación proveniente de otros recursos, la Figura 3-57 muestra el comportamiento de la radiación solar, el bagazo, el viento y el biogás. De estos, la mayor contribución fue la de la radiación solar, con 8,94 GWh/d en diciembre, 10,39 GWh/d en enero y 10,10 GWh/d en febrero. A continuación, se encuentra el bagazo, con 2,71 GWh/d, 2,74 GWh/d y 2,93 GWh/d, respectivamente. En cuanto a la generación eólica, el promedio trimestral fue de 0,38 GWh/d, mientras que el biogás aportó 0,029 GWh/d.

Figura 3-57: Generación otros recursos.



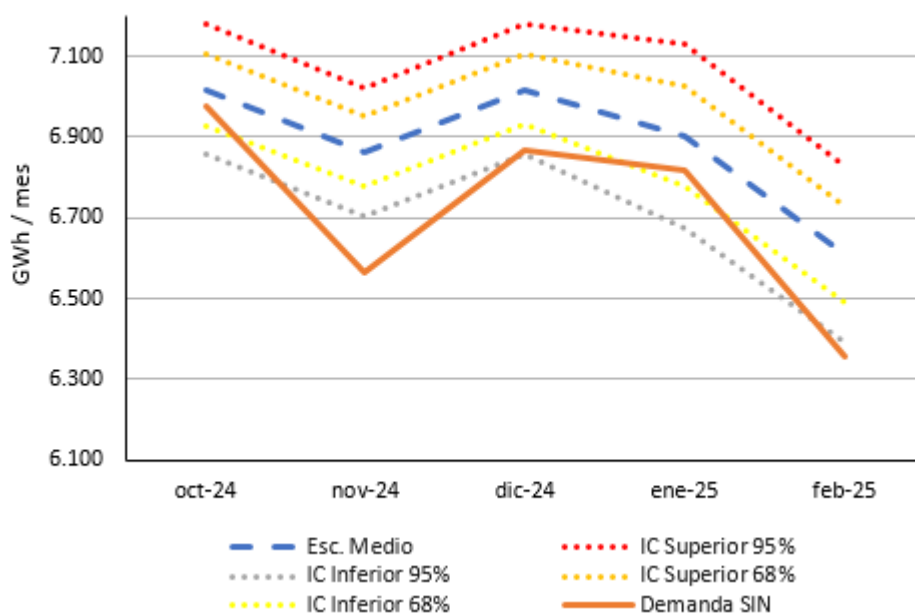
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.4.4 Demanda

En la Figura 3-58 se presenta la evolución de la demanda mensual del Sistema Interconectado Nacional - SIN (línea continua) y se compara con la proyección publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME incluyendo SIN+GCE+ME+GD (las proyecciones 2024 – 2038 corresponden a la revisión de diciembre 2024). En la esta figura se incluyen el escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95,0% y 68,0%.

Según las proyecciones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME⁷ en la revisión de Diciembre 2024, la demanda en los meses de diciembre, enero y febrero estuvo por encima del escenario IC inferior al 95%, no obstante se mantuvo por debajo de la media.

Figura 3-58: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037



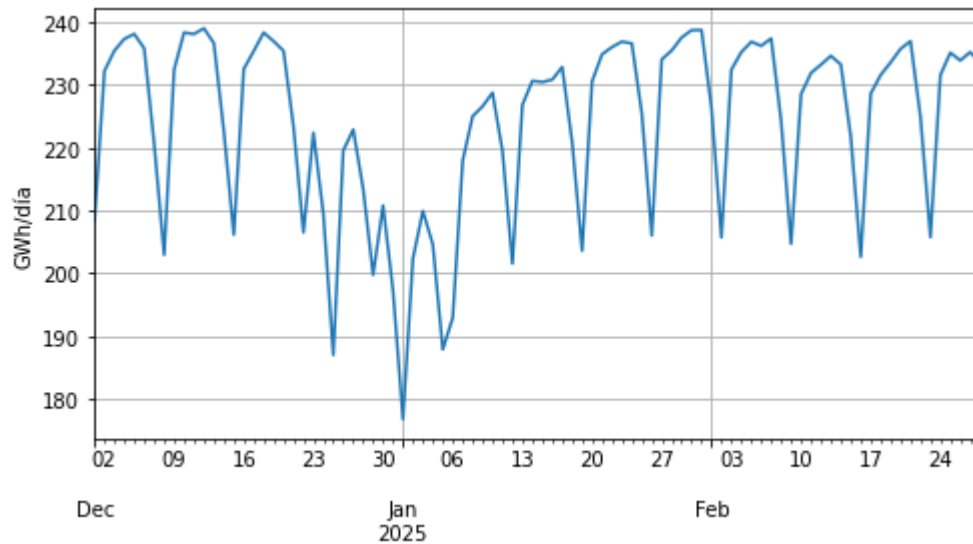
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM y UPME.

En la Figura 3-59 se muestra la evolución diaria de la demanda durante el periodo de análisis. En diciembre, la demanda promedio fue de 223,08 GWh/d, con picos de hasta 239,02 GWh/d y mínimos de 187,02 GWh/d. En enero, la demanda promedio se mantuvo en 221,34 GWh/d, con picos de hasta 238,75 GWh/d y un mínimo de 176,78 GWh/d. Al final del trimestre, en febrero, la demanda promedio fue de 228,28 GWh/d, con picos de hasta 237,41 GWh/d y un mínimo de 202,64 GWh/d.

⁷ Fuente: https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/



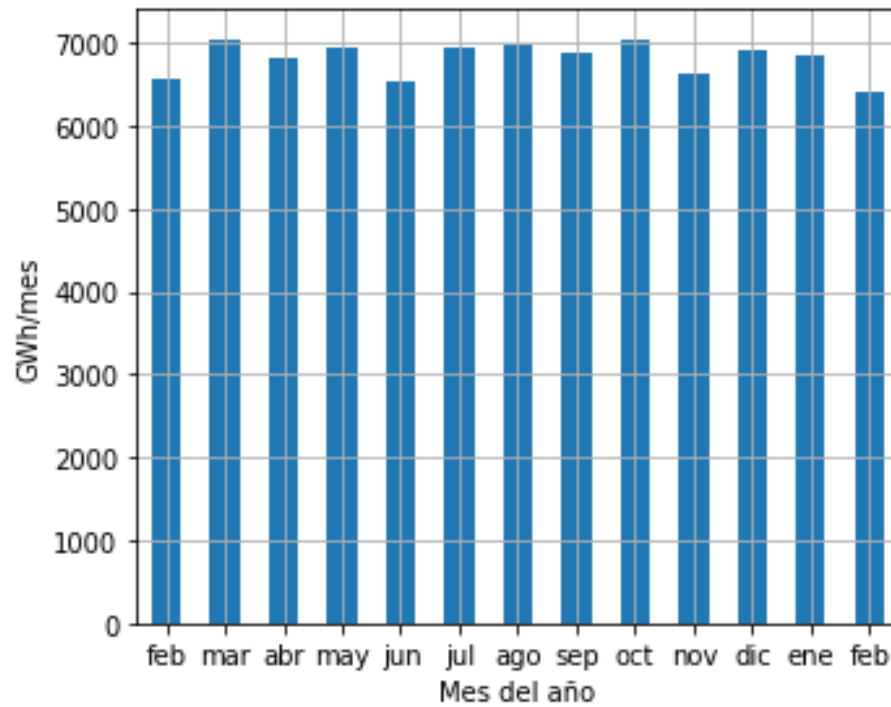
Figura 3-59: Evolución de la demanda diaria del SIN.



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

En cuanto al comportamiento mensual de la demanda durante el año 2024, los meses con mayores valores fueron marzo, con 7.047,4 GWh/mes; mayo, con 6.927,4 GWh/mes; julio, con 6.944,3 GWh/mes; agosto, con 6.976,2 GWh/mes; octubre, con 7.023,6 GWh/mes; y diciembre, con 6.915,44 GWh/mes. Por otro lado, en el año 2025, los primeros meses reportaron una demanda de 6.681,07 GWh/mes en enero y 6.391,72 GWh/mes en febrero, como se muestra en la *Figura 3-60*.

Figura 3-60: Comportamiento mensual de la demanda.



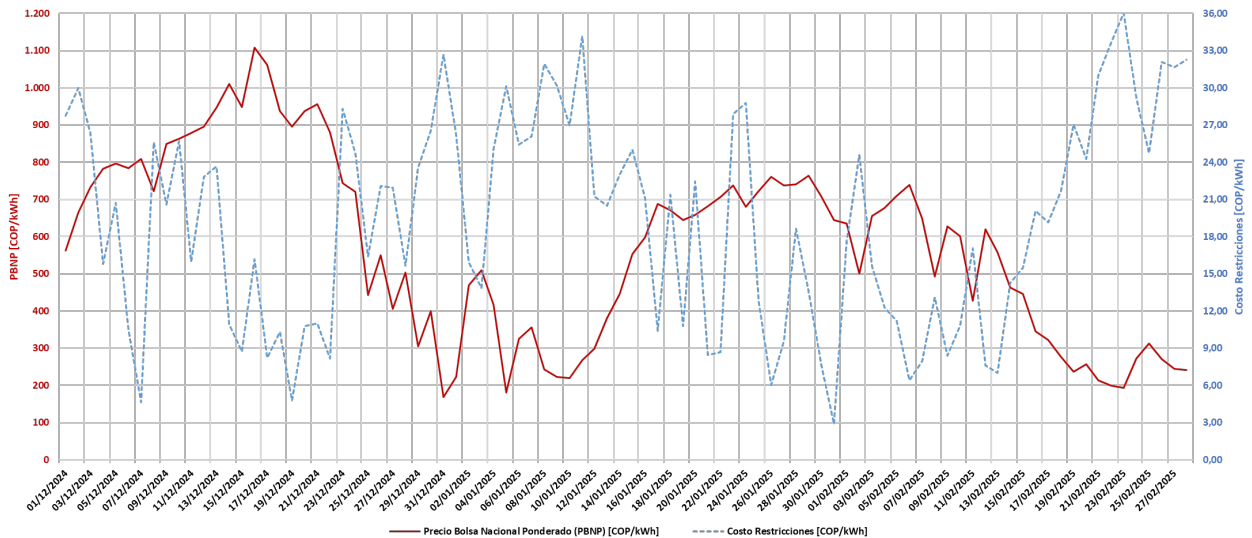
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

3.4.5 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-61 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa y el costo de restricciones, ambos expresados en COP/kWh.



Figura 3-61: Costo de restricciones y precio de bolsa.

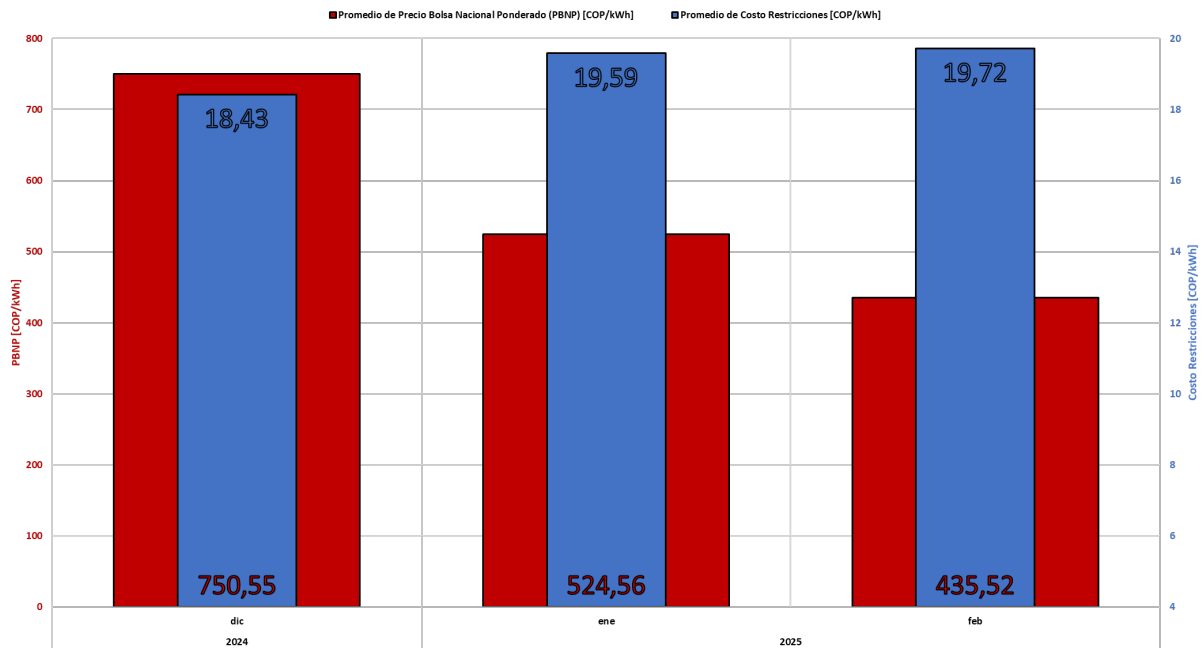


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

El costo de restricciones en promedio trimestral fue de 19,23 COP/kWh. La siguiente figura muestra los promedios mensuales, tanto del precio de bolsa como del costo de las restricciones:



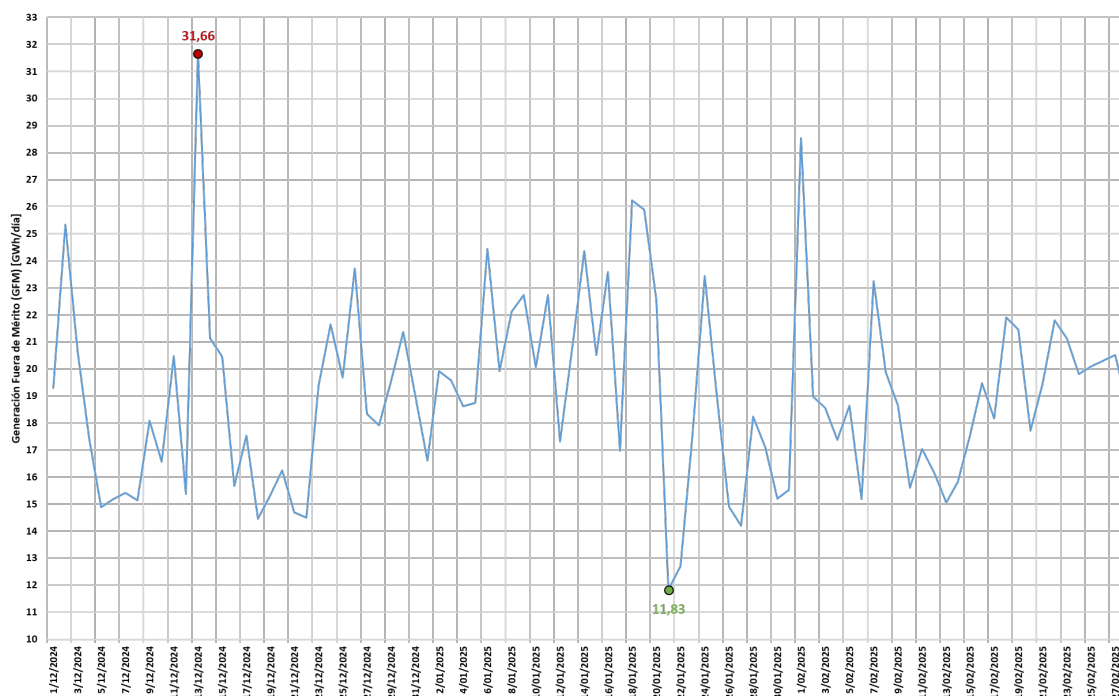
Figura 3-62: Costo de restricciones y precio de bolsa.



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

En la Figura 3-63 se puede ver la Generación Fuera de Mérito (GFM) en el sistema, es decir, la generación requerida por restricciones.

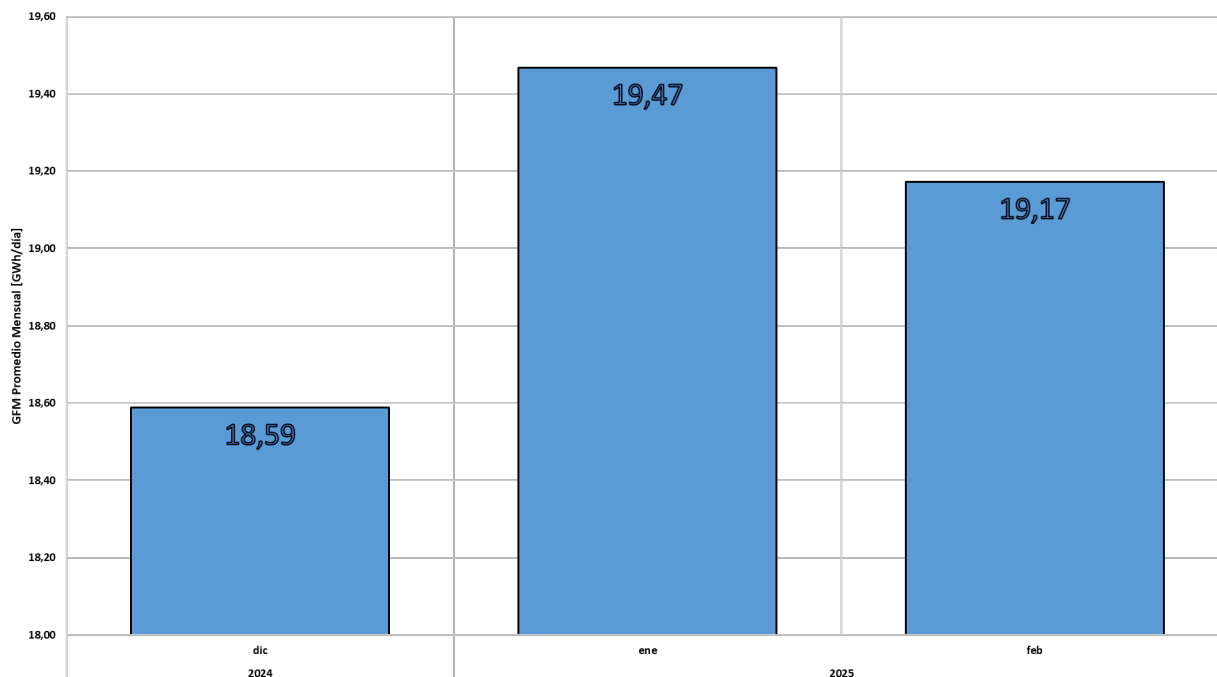
Figura 3-63: Generación fuera de mérito [GWh/día]



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

Se observa una gran variabilidad en la GFM durante el trimestre analizado, con un mínimo de 11,83 GWh/día para el 21 de enero, y un máximo de 31,66 GWh/día para el 13 de diciembre. A nivel mensual, la siguiente figura muestra cómo se comportó la GFM promedio durante los tres meses del período analizado:

Figura 3-64: Promedio Mensual de la Generación fuera de mérito [GWh/día]



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

Puede verse que el promedio de la GFM crece de diciembre 2024 a enero 2025 y luego baja ligeramente para febrero 2025.

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

SEPTIEMBRE - NOVIEMBRE 2024

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural

