



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

DIC 2023 – FEB 2024

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Dagoberto Quiroga Collazos

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Sandra Milena Téllez Gutiérrez

Superintendente Delegada para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO UMMEG

EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Diego Miguel Piñeros Pulido

Camilo Táutiva Mancera

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres

Beatriz Herrera Jaime

Jairo Alberto Agudelo Susa

EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

COORDINADOR UMMEG

Jorge Enrique Fonseca Aguirre

Contenido

1.	Mercado Mayorista de Gas Natural.....	12
1.1.	Seguimiento de mercado.....	12
1.1.1.	Mercado Primario	12
1.1.2.	Mercado Secundario.....	18
1.1.3.	Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM	24
1.1.4.	Índice de precios nacional vs importado.....	27
1.2.	Seguimiento operativo.....	29
1.2.1.	Producción	29
1.2.2.	Demanda.....	31
1.2.3.	Uso de la infraestructura de transporte de gas natural.....	40
1.2.4.	Disponibilidad de la infraestructura de gas natural.....	44
2.	Infraestructura de Importación de Gas Natural del Pacífico	47
2.1.	Convocatoria Pública UPME GN 01-2020 Infraestructura de importación de gas del Pacífico.	48
2.1.1.	Antecedentes.....	48
2.1.2.	Análisis de la matriz respuestas a preguntas y comentarios de índole regulatorio de los Documentos de Selección del Inversionista	52
2.2.	Convocatoria Pública UPME GN 001-2022 Infraestructura de importación de gas del Pacífico.	53
2.2.1.	Antecedentes.....	53
2.2.2.	Análisis de la matriz respuestas a preguntas y comentarios de índole regulatorio de los Documentos de Selección del Inversionista	53
2.3.	Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038.....	55
2.4.	Conclusiones	55
3.	Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.....	57
3.1.	Análisis de mercado.....	57
3.1.1.	Indicadores de concentración	57
3.1.2.	Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa	60
3.1.3.	Precios representativos del mercado	62
3.2.	Indicadores para agentes generadores e información de contratación	71
3.2.1.	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores	71
3.2.2.	Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme.....	72
3.2.3.	Relación OEF / ENFICC para agentes generadores.....	73
3.2.4.	Relación Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores	74

3.2.5.	Comparación de variables por agente	75
3.3.	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	94
3.3.1.	Demanda regulada contratada	95
3.3.2.	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores.....	95
3.3.3.	Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado.....	97
3.3.4.	Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado.....	98
3.3.5.	Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado	99
3.3.6.	Seguimiento Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP 100	
3.3.7.	Contratos entre agentes vinculados	104
3.4.	Seguimiento operativo	108
3.4.1.	Hidrología del sistema	108
3.4.2.	Hidrología por plantas	110
3.4.3.	Vertimientos.....	114
3.4.4.	Generación de energía por recurso.....	115
3.4.5.	Demanda.....	117
3.4.6.	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	118
4.	Mercado de Energía Mayorista: Resolución CREG 101 036 de 2024 y Subasta de Asignación de Energía Firme 2027 – 2028	120
4.1.	Análisis resultados aplicación Resolución CREG 101 036 de 2024 - Contratos	120
4.2.	Análisis de subasta de Cargo por Confiabilidad	123
4.2.1.	Descripción del proceso	123
4.2.2.	Descripción de los principales resultados.....	123

Lista de Figuras

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario febrero 2024.....	13
Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.	14
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.....	15
Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.....	15
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.	16
Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.	17
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	17
Figura 1-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	18
Figura 1-9: Dinámica Mercado Secundario dic. 23.....	19
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario ene. 24.	19
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario nov. 23.....	20
Figura 1-12: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.....	21
Figura 1-13: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.	22
Figura 1-14: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.....	23
Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	23
Figura 1-16: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	24
Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.	25
Figura 1-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.	25
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.....	26
Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.....	27
Figura 1-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.....	28
Figura 1-22: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	28
Figura 1-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre.....	29
Figura 1-24: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	30
Figura 1-25: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	31
Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	32
Figura 1-27: Distribución de la demanda por tipo de usuario.	32
Figura 1-28: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.....	34
Figura 1-29: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.....	34
Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.....	35
Figura 1-31: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.....	36
Figura 1-32: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.....	37
Figura 1-33: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	38
Figura 1-34: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.....	39
Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.....	39
Figura 1-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	40
Figura 1-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.....	41
Figura 1-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.....	42
Figura 1-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.	42
Figura 1-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.....	43
Figura 1-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.....	43
Figura 1-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.	44
Figura 1-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	45

Figura 1-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	45
Figura 2-1: Balance nacional de gas. Escenario de referencia.....	49
Figura 2-2: Balance nacional de gas. Escenario medio de proyección de demanda.....	51
Figura 3-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman*.....	58
Figura 3-2 Índice de oferta residual – Pivotal.....	59
Figura 3-3: Índice de oferta residual – Bipivotal.....	60
Figura 3-4: Fijación precios de bolsa por planta.....	61
Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.....	63
Figura 3-6: Precio de bolsa vs. Indicador de aportes bajos plantas alta regulación.....	64
Figura 3-7 Precios representativos del mercado.....	65
Figura 3-8: Precio de oferta promedio mensual por recurso energético.....	66
Figura 3-9: Precio promedio de contratos vs. CERE.....	68
Figura 3-10: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.....	69
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.....	70
Figura 3-12: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos).....	70
Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.....	72
Figura 3-14: Ventas en contratos/Obligaciones de Energía Firme.....	73
Figura 3-15: OEF/ENFICC.....	74
Figura 3-16: Generación real / Ventas en contratos.....	75
Figura 3-17: Comparación de variables: AES Colombia.....	76
Figura 3-18: Comparación de variables: Celsia.....	77
Figura 3-19: Comparación de variables: Enel.....	79
Figura 3-20: Comparación de variables: EPM.....	81
Figura 3-21: Comparación de variables: Isagen.....	83
Figura 3-22: Comparación de variables: Urrá.....	85
Figura 3-23 Comparación de variables Gensa.....	86
Figura 3-24 Comparación de variables Gecelca.....	87
Figura 3-25 Comparación de variables Sochagota.....	88
Figura 3-26 Comparación de variables Tebsa.....	89
Figura 3-27 Comparación de variables Termocandelaria.....	90
Figura 3-28 Comparación de variables Prime.....	91
Figura 3-29 Comparación de variables TermoEmcali.....	92
Figura 3-30 Comparación de variables Termonorte.....	93
Figura 3-31: Resumen precios promedio y energía total por mercado.....	94
Figura 3-32: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.....	95
Figura 3-33: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.....	96
Figura 3-34: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.....	97
Figura 3-35: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.....	99
Figura 3-36: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.....	100
Figura 3-37: Evolución de las convocatorias.....	101
Figura 3-38: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	109
Figura 3-39: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho).....	109
Figura 3-40: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.....	111
Figura 3-41: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.....	112
Figura 3-42. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	113
Figura 3-43. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.....	113
Figura 3-44. Vertimientos diarios de por planta.....	115
Figura 3-45: Participación de la generación por recurso.....	115

Figura 3-46: Participación de generación térmica.	116
Figura 3-47: Generación térmica por combustible.	116
Figura 3-48: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037	117
Figura 3-49: Evolución de la demanda diaria del SIN.	118
Figura 3-50: Costo de restricciones y precio de bolsa.	118
Figura 3-51: Generación fuera de mérito por área.	119
Figura 4-1: Porcentaje de participación de los agentes vendedores en la energía negociada.	121
Figura 4-2: Porcentaje de participación de los agentes compradores en la energía negociada.	122
Figura 4-3: Porcentaje de participación por tipo de tipo de proyecto – Porcentaje de la energía asignada por tipo de recurso.	124

Lista de Tablas

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario.....	20
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).....	30
Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).....	31
Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).....	33
Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para agosto 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).....	33
Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	36
Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	37
Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).....	38
Tabla 3-1: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.....	62
Tabla 3-2: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.....	65
Tabla 3-3: Precio de oferta promedio por recurso energético.....	67
Tabla 3-4: Precio promedio de contratos vs. CERE.....	68
Tabla 3-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.....	77
Tabla 3-6: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.....	78
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.....	80
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.....	82
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.....	84
Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Urrá.....	85
Tabla 3-11 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa.....	86
Tabla 3-12 Estadísticos básicos Gecelca.....	88
Tabla 3-13 Estadísticos básicos Sochagota.....	89
Tabla 3-14 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA.....	90
Tabla 3-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria.....	91
Tabla 3-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime.....	92
Tabla 3-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali.....	93
Tabla 3-18 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte.....	94
Tabla 3-19: Resumen estadísticas Mercado Regulado.....	98
Tabla 3-20: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.....	99
Tabla 3-21: Convocatorias realizadas por cada agente comercializador en el periodo de análisis.....	102
Tabla 3-22: Estadísticas de los productos de las convocatorias en el periodo de análisis.....	102
Tabla 3-23: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.....	103
Tabla 3-24: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.....	103
Tabla 3-25: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado.....	104
Tabla 3-26: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.....	105
Tabla 3-27: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado Regulado.....	105
Tabla 3-28: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.....	106
Tabla 3-29: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado No Regulado.....	107

Tabla 3-30: Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo Pague lo Demandado en el Mercado No Regulado.	107
Tabla 3-31: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.	110
Tabla 3-32 Energía vertida por Área, cifras en GWh.	114
Tabla 4-1: Estadísticas básicas de las cantidades y precios de los contratos negociados.	122

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
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
USD:	Dólar Estadounidense

Resumen Ejecutivo

El presente Boletín de seguimiento a los Mercados Mayoristas de Energía Eléctrica y Gas Natural, correspondiente al periodo comprendido entre los meses diciembre de 2023 a febrero 2024, está conformado por los siguientes capítulos: 1. Mercado Mayorista de Gas Natural, 2. Infraestructura de Importación de Gas Natural del Pacífico, 3. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y 4. Mercado de Energía Mayorista: Resolución CREG 101 036 de 2024 y Subasta de Asignación de Energía Firme 2027 – 2028.

A lo largo del primer capítulo, denominado Mercado Mayorista de Gas Natural, se desarrollan análisis relacionados con las cantidades contratadas, participaciones en el mercado y sus respectivos precios para los Mercados Primario y Secundario; así como cantidades y precios para lo que se denomina Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM). En este análisis se realizan comparaciones de precios por fuentes de producción y por sectores de consumo. De manera complementaria, se presenta el indicador de comparación de precio de gas nacional vs. gas importado y el seguimiento de variables operativas, como es el caso de producción, demanda (regional y por sector de consumo), importaciones, disponibilidad uso de infraestructura de transporte, entre otras.

En relación al Mercado Primario; se observa que la modalidad de contratación Opción de Compra registró los precios más altos del trimestre, con un valor ponderado medio alrededor de 14,1 USD/MBTU. Así mismo, respecto a la fuente de suministro, se encuentra que el gas proveniente de los campos Sur Costa tiene el mayor valor con un promedio de 8,5 USD/MBTU. En los dos casos se registra un incremento respecto al trimestre inmediatamente anterior.

Para el Mercado Secundario, se presenta un análisis de las transacciones realizadas, encontrando que durante el trimestre se realizaron en total 1.295. De manera particular, el gas con destino Térmico registró el mayor valor con un promedio cercano a 9,5 USD/MBTU, incrementándose en comparación al trimestre anterior.

Respecto a las OTMM se resalta que, el promedio del total de cantidades contratadas se ubicó alrededor de 890,1 GBTUD, con una participación de la modalidad Con Interrupciones de 570,0 GBTUD y de la modalidad Firme con un valor medio de 320,1 GBTUD.

Por su parte, en el análisis de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, se incluye los indicadores de mercado, como es el caso del HHI (Herfindahl-Hirschman Index) y del IOR (Índice de Oferta Residual). En términos generales se observa que, el HHI asociado a la disponibilidad declarada de las plantas de generación eléctrica se ubicó en un nivel medio de concentración un valor promedio de 1.314,3. En lo que corresponde al IOR por agente (incluyendo la totalidad de las plantas) se puede observar que en ninguno de los 91 días del periodo analizado se superó el indicador, hecho que se confirma con la validación en el pre-despacho realizada por XM a la luz de la metodología desarrollada a partir de la Resolución CREG 101 018 de 2023..

Así mismo, en el capítulo 3 también se presentan indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores, así como el seguimiento de variables operativas del sistema, como es el caso de generación de energía por recurso, evolución de la demanda y restricciones. De estas variables se resalta la hidrología del sistema donde se evidencia que la media de los aportes recibidos durante el periodo se ubicó por debajo de la media histórica.

1. Mercado Mayorista de Gas Natural

En este capítulo se presenta el análisis del Mercado Mayorista de Gas Natural el cual involucra el Mercado Primario, Mercado Secundario y las Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) en las modalidades contractuales que garantizan firmeza y contratos Con Interrupciones. De igual manera, se presenta el seguimiento a variables operativas como la producción de gas natural, demanda, disponibilidad de infraestructura y el análisis de indicadores tales como comparación de precios por fuente de producción y comparación de precios de gas nacional vs. gas importado.

1.1. Seguimiento de mercado

Para el análisis se consideran las siguientes agrupaciones y definiciones de modalidades conforme lo establece la Resolución CREG 186 de 2020:

- Firme: Incluye a las modalidades Firme, Firme al 95%, Firmeza Condicionada y Take or Pay¹
- Con Interrupciones
- Otras²
- Opción de compra
- Contingencia

1.1.1. Mercado Primario

De acuerdo con la regulación vigente, el Mercado Primario es donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. En este aparte se presenta la curva agregada de oferta, así como el análisis de precios y cantidades por fuente de producción y modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

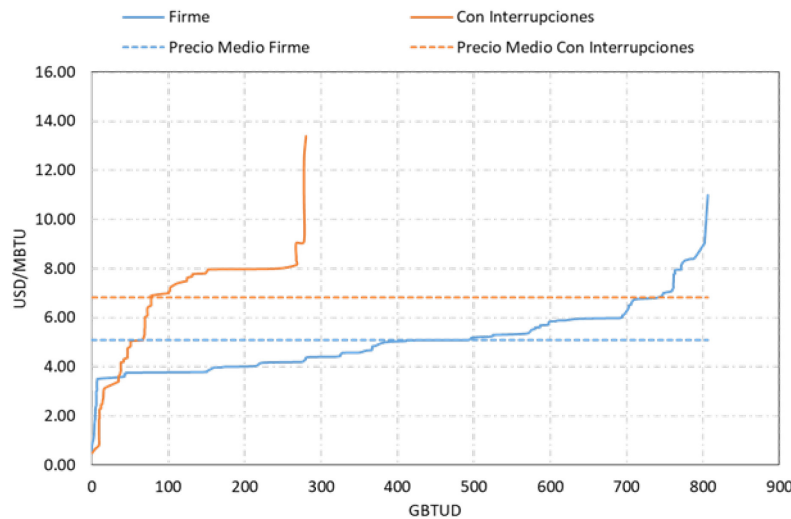
Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

En la Figura 1-1 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja). En el análisis se tuvieron en cuenta los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de noviembre de 2023.

¹ Take or Pay: Corresponde a contratos que aún se encuentran vigentes y fueron negociados con anterioridad a la Resolución CREG 186 de 2020.

² Otras: Clasificación identificada en las consultas realizadas a la información del Gestor del Mercado, que agrupa principalmente a los casos señalados en el Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario febrero 2024.



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 ponderado fue de 5,1 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 USD/MBTU, fueron de 21,2%.
- Cerca del 24,8% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU.
- Para el rango de precios 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU, se encuentra que la contratada durante el periodo está alrededor del 39,7%.
- El 6,9% de las cantidades contratadas tienen precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU.
- El 7,4% de las cantidades contratadas en suministro fijaron sus precios por encima de 7,0 USD/MBTU.

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

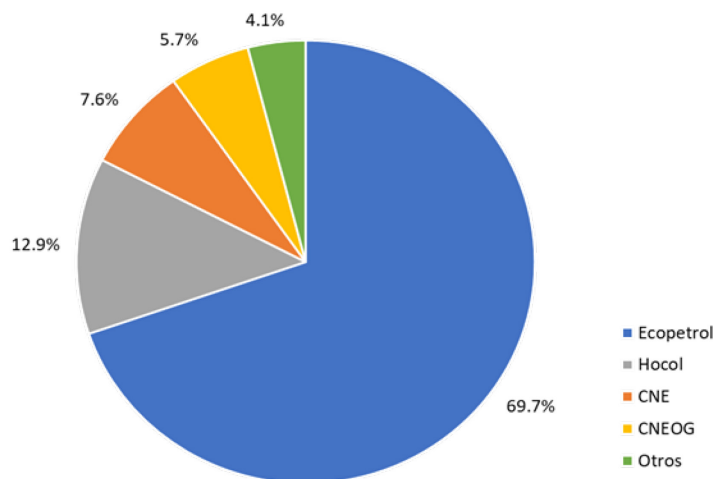
- El precio promedio ponderado se ubicó en 6,8 USD/MBTU.
- Cerca del 13,3% del total de gas contratado registraron precios por debajo de 4,0 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 4,6%.
- El 6,7% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 75,4% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 6,0 USD/MBTU.

Participación en la contratación del Mercado Primario por productor:

La Figura 1-2 muestra la distribución de la participación de los productores en la contratación en Firme del Mercado Primario. Para este trimestre, Ecopetrol tuvo una participación del 69,7% del total del volumen negociado, la más alta del mercado tal y como se viene presentando desde el inicio del desarrollo de este boletín.

Así mismo, se encuentra que para el periodo de análisis Hocol presenta una participación de 12,9% y los agentes CNE y CNEOG participaron en proporciones de 7,6% y 5,7% respectivamente.

Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.

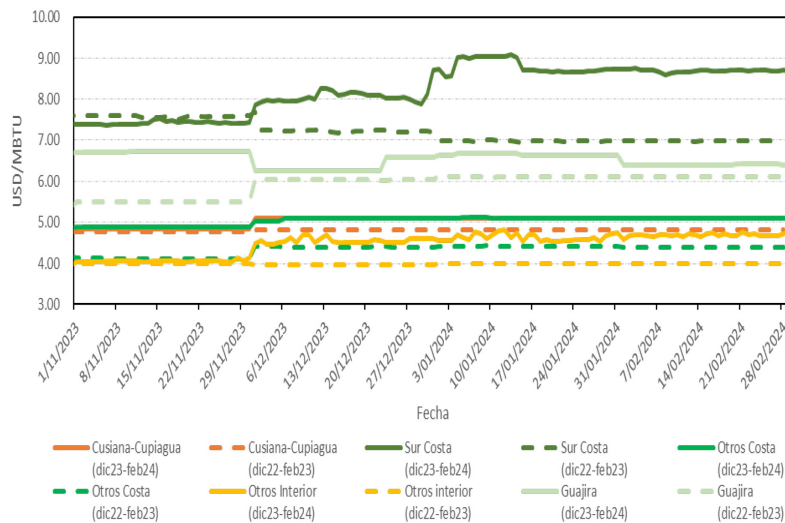


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

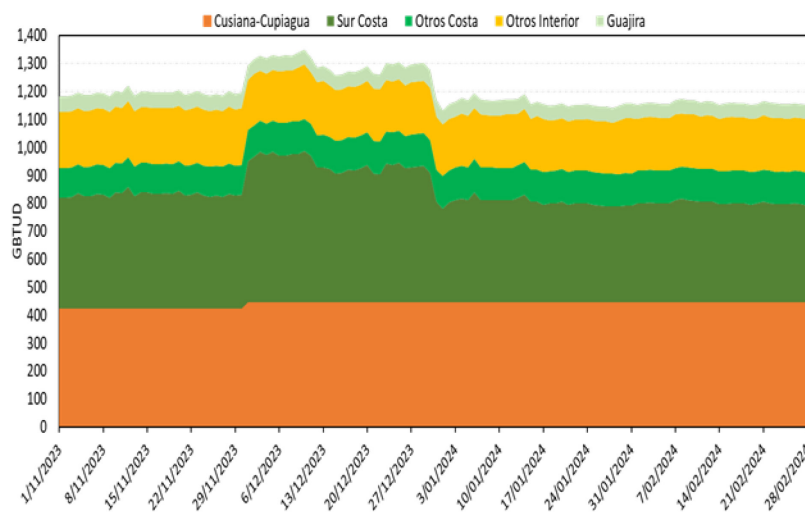
Continuando con el análisis del Mercado Primario, en la Figura 1-3 se presenta el precio promedio ponderado de los contratos por fuente de producción. Allí se puede observar que los máximos valores se registraron en los contratos asociados a los campos Sur Costa, cuyo promedio fue de 8,5 USD/MBTU, 1,4 USD/MBTU por encima del precio de los mismos campos durante el mismo trimestre del año anterior. Seguido a los precios de Sur Costa se encuentran los precios de Guajira, que para el trimestre estuvieron cercanos a 6,5 USD/MBTU.

Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.



Así mismo, se revisaron las cantidades contratadas en el Mercado Primario por fuente de producción (ver Figura 1-4). En este análisis se encuentra que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Cusiana-Cupiagua con un valor medio durante el trimestre de 446,5 GBTUD, seguido de cerca por el volumen de los campos Sur Costa con un valor medio aproximado de 402,3 GBTUD. Frente al trimestre anterior, se observa un aumento cercano al 1,6%.

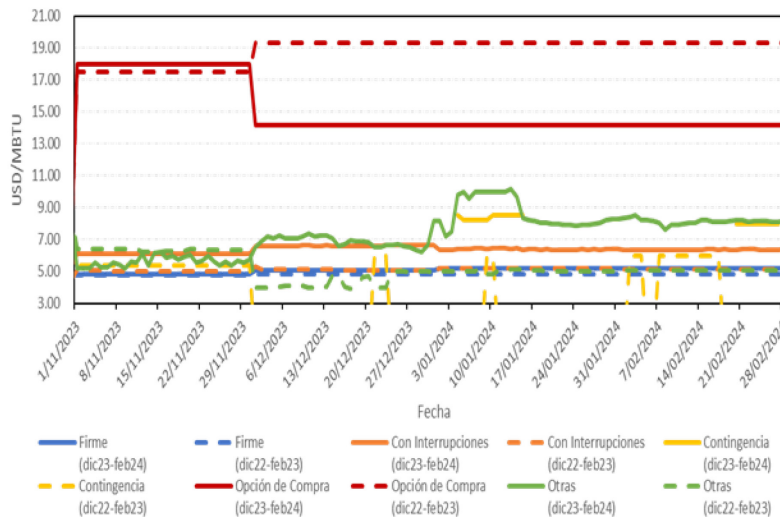
Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.



Precios y cantidades por modalidad:

Igualmente se realizó el seguimiento a la contratación del Mercado Primario por modalidad. En este caso se encuentra que los precios más altos corresponden a la Opción de Compra con un valor ponderado medio alrededor de 14,1 USD/MBTU, que representa un incremento de 37,5% respecto al trimestre inmediatamente anterior, seguido por los precios de la modalidad Otras con un valor medio de 8,4 USD/MBTU (ver Figura 1-5).

Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.

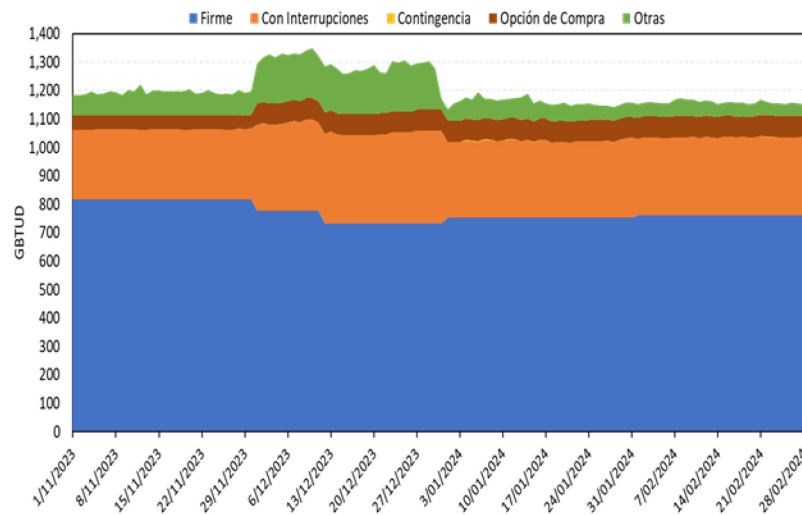


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 1-6 se observa que el mayor volumen corresponde a gas contratado bajo la modalidad Firme con un valor medio que superó 753,5 GBTUD, seguido por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones, cuyo valor fue cercano a 287,3 GBTUD.

Igualmente, en la gráfica se puede observar que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.205,6 GBTUD, con respecto al trimestre anterior se observa un incremento de 1,6%.

Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.



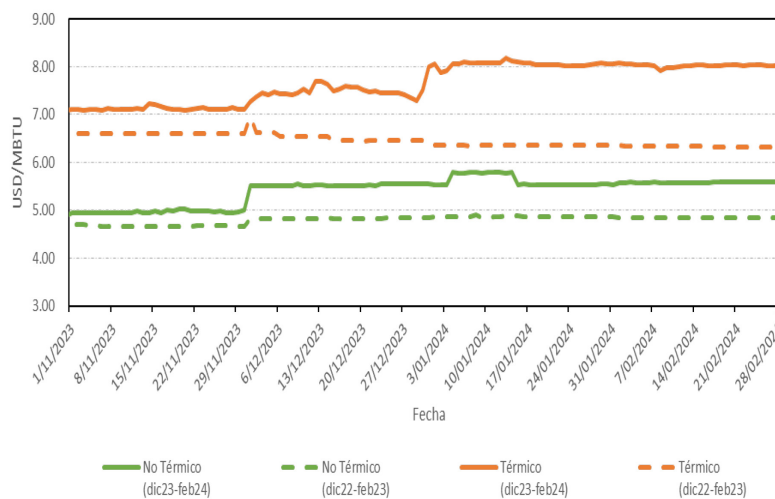
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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

Finalmente, en el análisis del Mercado Primario se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. En este caso se observa que los contratos del gas con destino al sector Térmico tuvieron precios más altos con valores medios cercanos a 7,3 US/MBTU (ver Figura 1-7). En contraste, el gas para otros usos (Residencial, Industrial, Comercial, GNCV y Otros) se contrató a precios que se ubicaron cercanos a 5,6 US/MBTU.

Al igual que los precios por modalidad, los precios por tipo de uso del último trimestre fueron superiores a los precios del mismo periodo del año inmediatamente anterior.

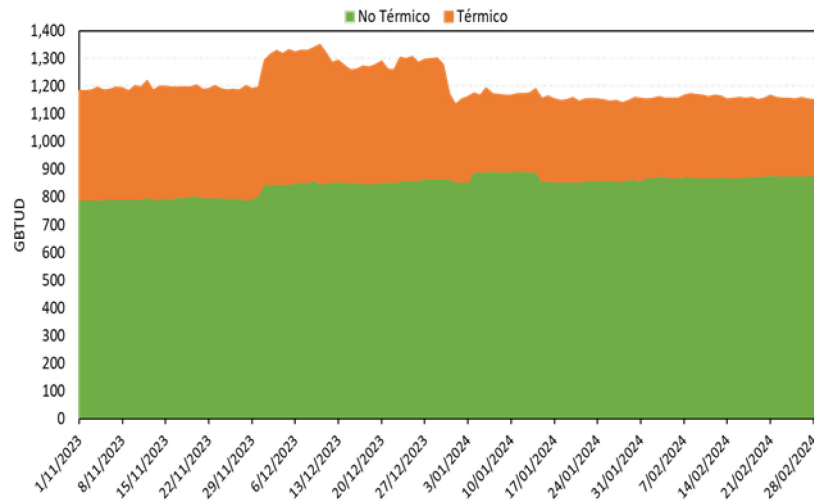
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



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

Complementando el análisis, se presentan las cantidades contratadas por tipo de uso del gas. En la Figura 1-8 se observa que el gas con destino No Térmico alcanzó durante el trimestre un volumen medio de contratación cercano a 865,5 GBTUD, mientras que el gas con destino Térmico tuvo un registro medio de 340,1 GBTUD. Se observa que frente a trimestre anterior presentó un incremento aproximado de 1,6%.

Figura 1-8: 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

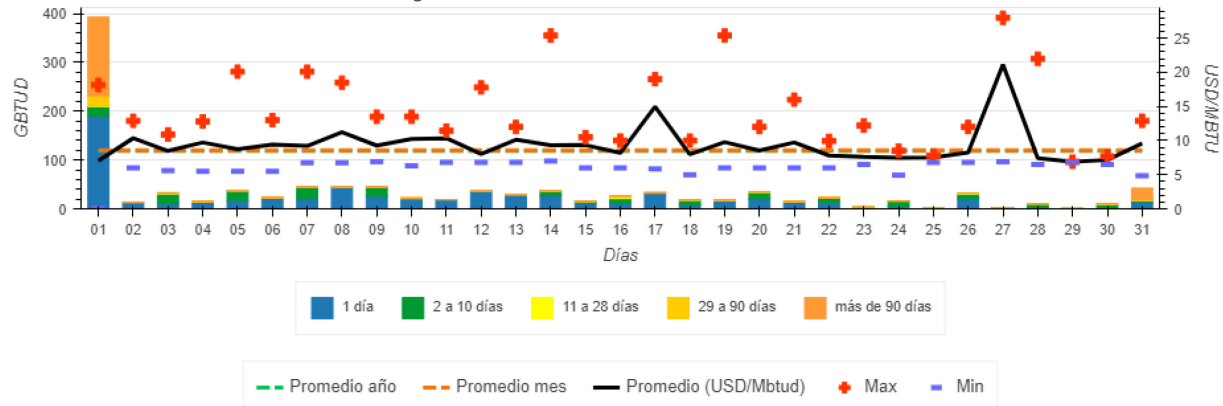
1.1.2. Mercado Secundario

De acuerdo con la regulación vigente (Resolución CREG 186 de 2020), el “Mercado Secundario es donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado”. En este aparte se presenta el análisis de la dinámica de transacciones para el trimestre, la curva agregada de oferta, así como el análisis de precios y cantidades por modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

Dinámica transacciones en el Mercado Secundario:

El Mercado Secundario presenta una base de contratación promedio en el largo, mediano y corto plazo que presentó un máximo de negociaciones mensuales de 571 transacciones durante el mes de diciembre de 2023, de las cuales 370 presentan una duración diaria. Dentro de esos volúmenes, el Mercado Secundario de corto plazo se destaca por registrar contrataciones diarias que oscilan entre los 0,0 GBTUD y 393,0 GBTUD, como se puede apreciar en las figuras mensuales que se presentan a continuación:

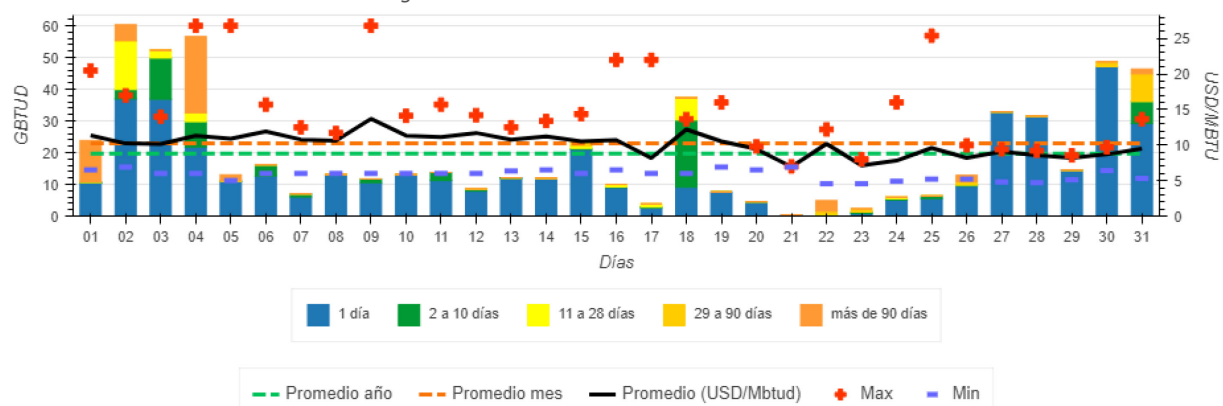
Figura 1-9: Dinámica Mercado Secundario dic. 23



Duración\ día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones
1 día	66	7	9	12	15	17	18	19	12	14	9	12	14	12	13	14	9	8	13	17	11	11	6	8	3	5	4	5	1	2	4	370
2 a 10 días	3		4		3		5		3					1	2	1		1	1	2		1		1		1	1	1	1	1	1	34
11 a 28 días											1					2				1						2						6
29 a 90 días	9	1	2	1		1										1		1	2		1									1		20
más de 90 días	##																2													2	7	141
Total transacciones	##	8	15	13	18	18	23	19	15	15	9	12	14	13	15	18	11	10	16	20	12	12	6	9	3	8	5	6	2	5	13	571

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

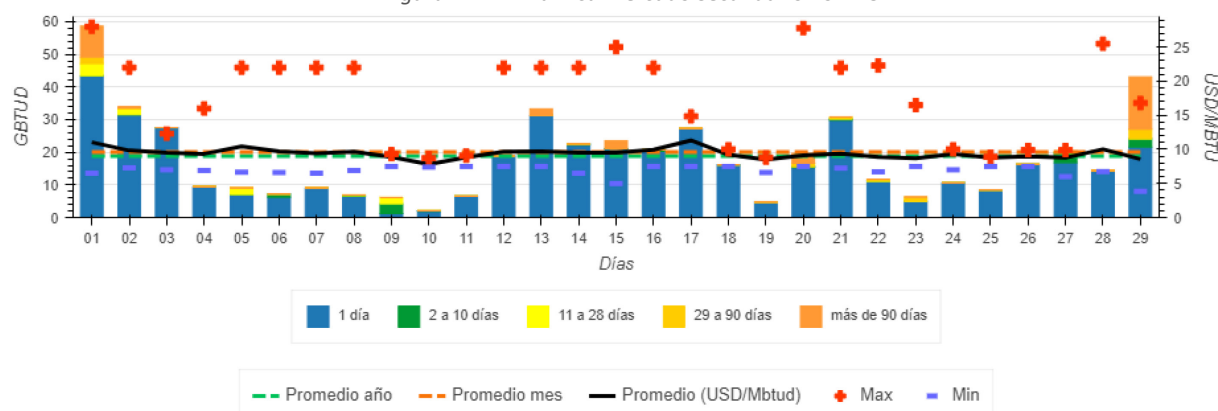
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario ene. 24.



Duración\ día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones
1 día	4	6	10	18	12	11	7	10	13	16	14	11	11	8	13	12	5	5	6	3	2	3	4	9	12	6	7	6	8	18	13	283
2 a 10 días	1	2	8	7	1	3	1	1	2	1	5	1	1	1	1	1	1	4		1		1	1	2	2	2				1		52
11 a 28 días		7	4	4											1	1	2	1					1									21
29 a 90 días	2									1					1							2	2			1				2	8	19
más de 90 días	3	1		6	2																	2				1				2		17
Total transacciones	10	16	22	35	15	14	8	11	15	18	19	12	12	9	16	14	8	10	6	4	2	8	7	12	14	10	7	6	8	20	24	392

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

Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario nov. 23.



Duración/día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	Total transacciones
1 día	15	22	18	10	9	7	9	6	3	5	3	7	15	13	14	11	8	6	5	10	16	13	5	5	4	6	14	11	14	284
2 a 10 días						1		1	1	1				2	1	1				1	1						1		1	12
11 a 28 días	3	3			1				1	1																				9
29 a 90 días	1																			2	1	1	1				1		3	10
más de 90 días	1	1											1		2					2								10		17
Total transacciones	20	26	18	10	10	8	9	8	5	6	3	7	16	15	17	12	8	6	5	15	18	14	6	5	4	6	16	11	28	332

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

El resumen del número de transacciones, cantidades transadas y precios de cada mes se presenta en la Tabla 1-1:

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario.

Mes	Número transacciones	Transacciones de duración diaria	Cantidad mínima transada en un día (GBTUD)	Cantidad máxima transada en un día (GBTUD)	Precio promedio del mes (USD/MBTU)
Dic. - 23	571	370	1	393	8,6
Ene. - 24	392	283	0	60	10,3
Feb. - 24	332	284	2	59	9,6

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

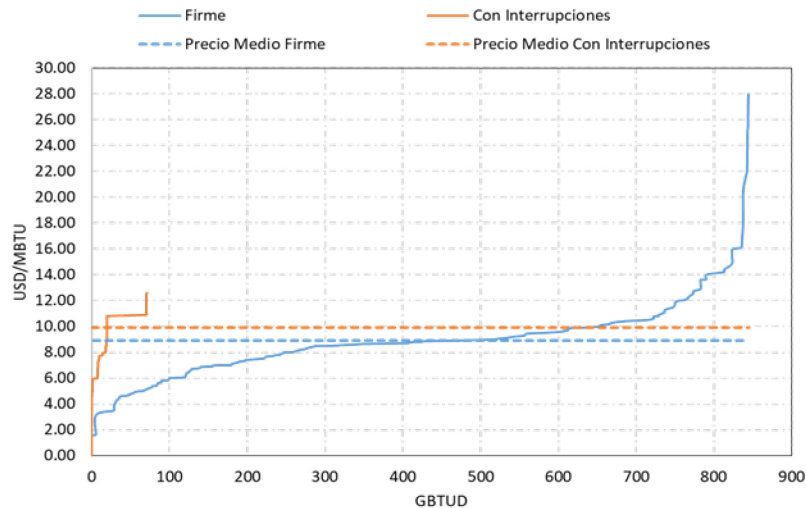
De la dinámica mensual del Mercado Secundario durante el trimestre se destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensuales oscila entre los 332 y 571.
- En el Mercado Secundario se transaron contratos con diferentes duraciones; tanto diarias, como semanales, mensuales, y mayores a un mes. No obstante, la dinámica mensual refleja que las transacciones de mayor frecuencia corresponden a aquellas de duración diaria, así: 370, 283 y 284 para dic. 23, ene. 24 y feb. 24 respectivamente.
- Los precios promedio presentaron una variación entre 8,6 USD/MBTU y 10,3 USD/MBTU.

Curva de oferta agregada de contratos:

En la Figura 1-12 se presenta la curva de oferta agregada de contratos del Mercado Secundario de gas para las modalidades Firme (Azul) y Con Interrupciones (Naranja). En el análisis se incluyen los contratos que se encontraban vigentes durante el mes de febrero de 2024.

Figura 1-12: 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 medio se ubicó en 8,9 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 5,0 USD/MBTU, corresponden al 7,1%.
- Cerca del 4,7% de las cantidades contratadas fijaron precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Para el rango de precios 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU, se encuentran alrededor del 7,1% de la cantidad contratada durante el periodo.
- Finalmente, de los registros se destaca que el 81,1% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 7,0 USD/MBTU.

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

- El precio medio se ubicó en 9,9 USD/MBTU.
- Cerca del 2,2% de las cantidades contratadas registraron precios por debajo de 6,0 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 9,5%.
- El 8,1% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios entre 7,0 USD/MBTU y 8,0 USD/MBTU.
- Por último, el 80,2,0% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores a 8 USD/MBTU.

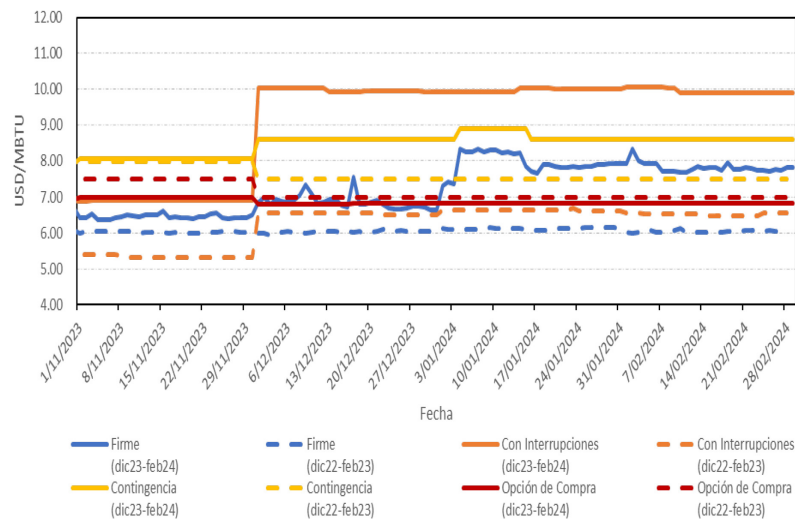
Precios y cantidades por modalidad:

Al igual que para el Mercado Primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad Opción de Compra tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 6,8 USD/MBTU, ubicándose 0,7 USD/MBTU por debajo del valor medio del mismo periodo del 2022.

Figura 1-13. De los datos se observa que, la modalidad Con Interrupciones registró los valores más altos del trimestre ubicándose en promedio en 10,0 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad Opción de Compra tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 6,8 USD/MBTU, ubicándose 0,7 USD/MBTU por debajo del valor medio del mismo periodo del 2022.

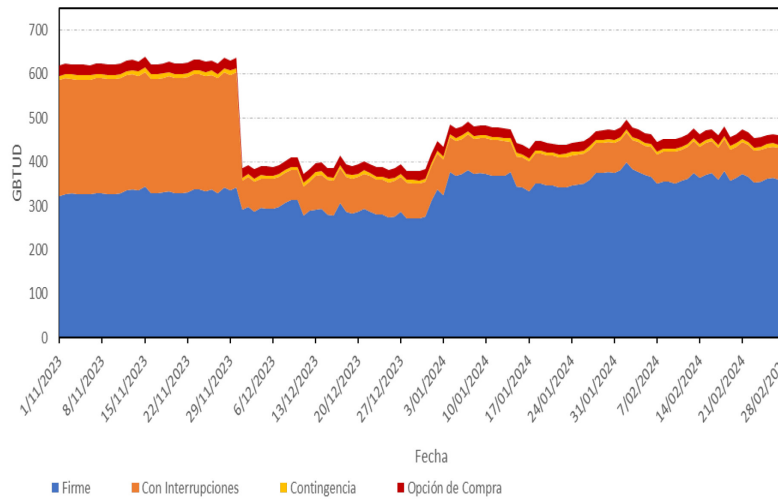
Figura 1-13: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.



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

De la misma forma, se revisó el volumen contratado por modalidad, el cual se presenta en la Figura 1-14. En este análisis se encuentra que la cantidad media de gas contratado en la modalidad Firme superó los 336,6 GBTUD durante el trimestre. En la gráfica también se observa que el gas contratado en la modalidad Con Interrupciones se ubica en segundo lugar con un valor medio durante el trimestre de 72,9 GBTUD. Frente al trimestre anterior se observa una caída de 32,1% en las cantidades totales contratadas.

Figura 1-14: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.



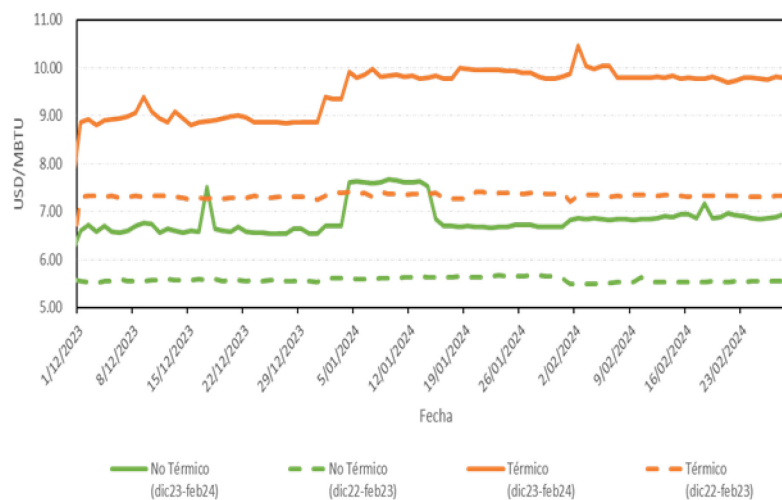
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Precios y cantidades por tipo de uso:

Al revisar los precios contratados en el Mercado Secundario por tipo de uso del gas natural, se encuentra que el gas para uso Térmico tuvo el precio más alto durante el trimestre, con un valor medio cercano a 9,5 USD/MBTU, tal y como se presenta en la Figura 1-15. Asimismo, se puede observar que el gas para uso No Térmico se contrató a un valor medio de 6,8 USD/MBTU.

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.

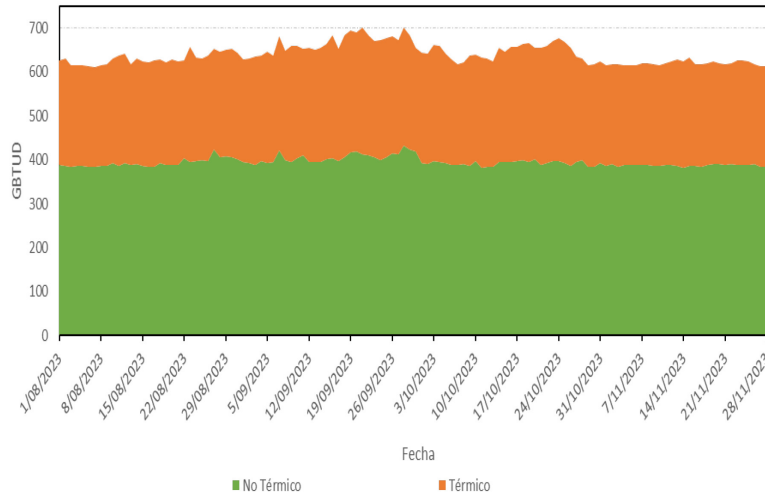
Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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

Por último, como parte del análisis del Mercado Secundario se revisaron las cantidades contratadas por tipo de uso. En la Figura 1-16 se puede observar que las cantidades de gas para las dos clasificaciones de tipo de uso se contrató de la siguiente manera: para el Térmico valores cercanos a 177,7 GBTUD y para el No Térmico valores próximos a 260,2 GBTUD.

Figura 1-16: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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

1.1.3. Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM³

En este aparte se efectúa un análisis sobre las negociaciones entre comercializadores y usuarios No Regulados y que por lo tanto no corresponde a Mercado Primario o Mercado Secundario de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020. Se presenta el análisis de precios y cantidades por modalidad contractual y por destino del gas, agrupado en Térmico y No Térmico.

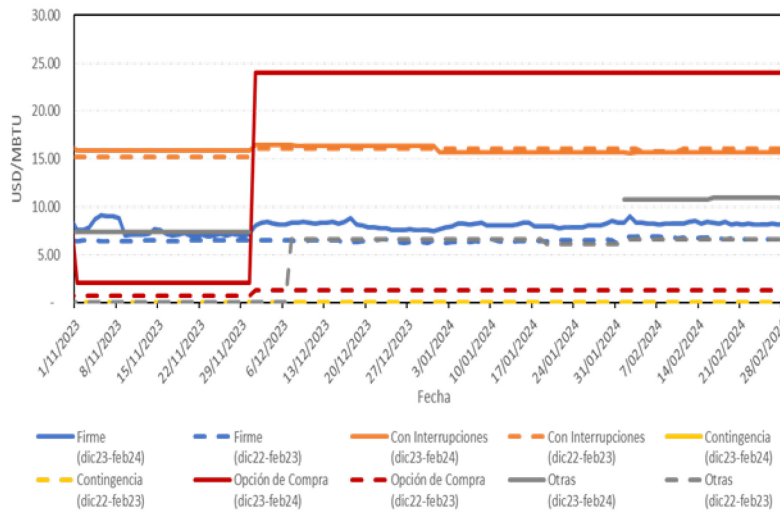
Precios y cantidades por modalidad:

Complementando el análisis del mercado de gas natural del trimestre se revisaron los precios promedio correspondientes a Otras Transacciones del Mercado Mayorista por modalidad, los cuales se presentan en la Figura 1-17.

De los registros se evidencia que el precio medio del gas negociado en la modalidad Opción de Compra es el más alto de todos, con un valor medio cercano a 24,0 USD/MBTU. En cuanto al precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 8,1 USD/MBTU.

³ 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.

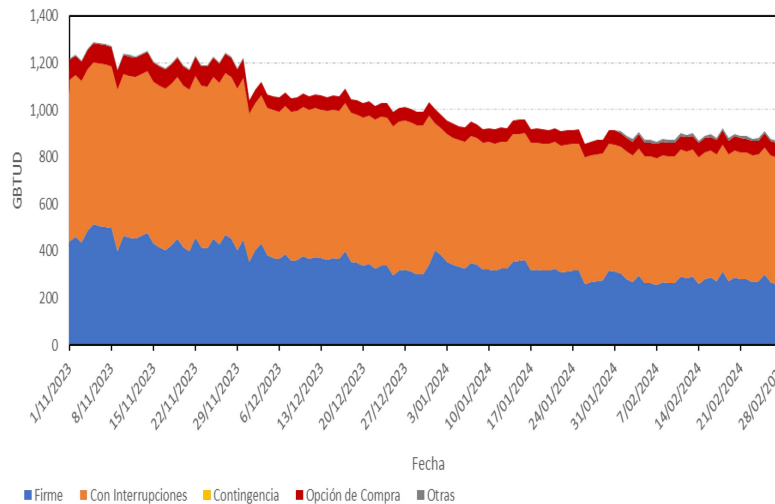
Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



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

Al revisar los registros de OTMM se encuentra que, las cantidades de la modalidad Con Interrupciones son las más transadas durante el trimestre, con un valor medio cercano a 570,0 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 320,1 GBTUD (ver Figura 1-18). Se observa un incremento en el total de las cantidades contratadas de 11.3% frente al trimestre anterior.

Figura 1-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.



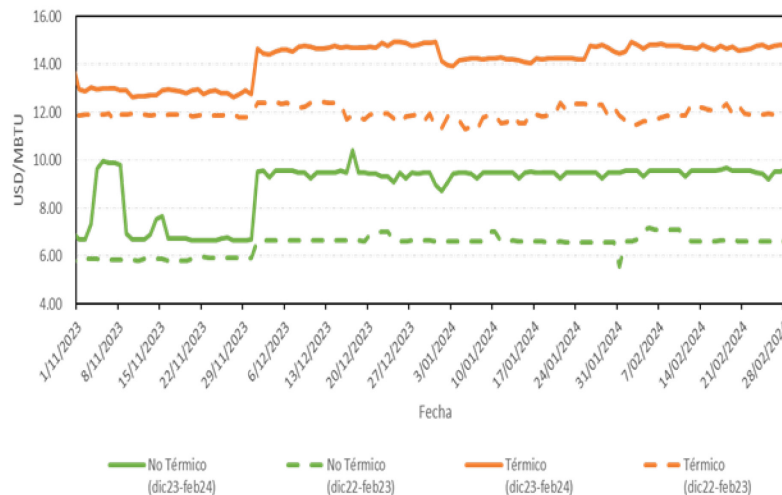
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Precios y cantidades por tipo de uso:

En cuanto a los precios por tipo de uso del energético negociado en OTMM, se observa que durante el trimestre se negociaron contratos para el sector Térmico, que tuvo un valor medio de 14,6 USD/MBTU (ver Figura 1-19). Asimismo, se puede observar que el gas para uso No Térmico se contrató a un valor medio de 9,5 USD/MBTU.

Frente al mismo trimestre del año anterior, los precios de sector Térmico presentaron un incremento de 2,6 USD/MBTU.

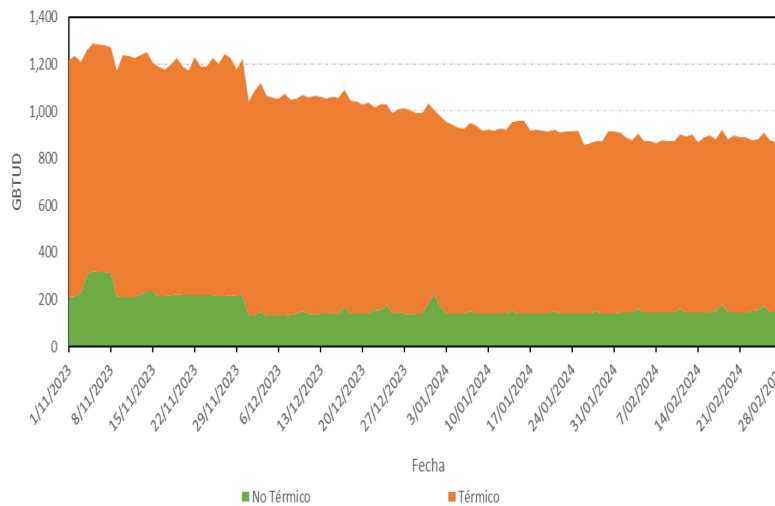
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

Para finalizar el análisis de OTMM, en la Figura 1-20 se presentan las cantidades según el tipo de uso, en donde se puede observar que el gas con destino Térmico presentó un valor medio del trimestre de 805,8 GBTUD, mientras que el No Térmico presentó un valor de 147,0 GBTUD.

Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.



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

1.1.4. Índice de precios nacional vs importado

Este indicador corresponde a 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:

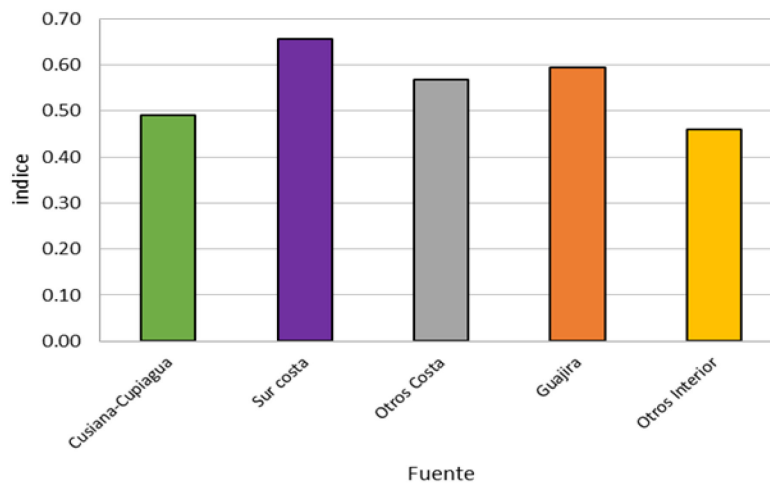
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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.

Al calcular el índice para los diferentes campos del análisis se encuentra que, si bien los precios internacionales no han presentado variaciones significativas, los precios nacionales siguen siendo más competitivos. De manera particular se encuentra que los campos del Interior continúan siendo más competitivos que los campos Sur Costa (ver Figura 1-21).

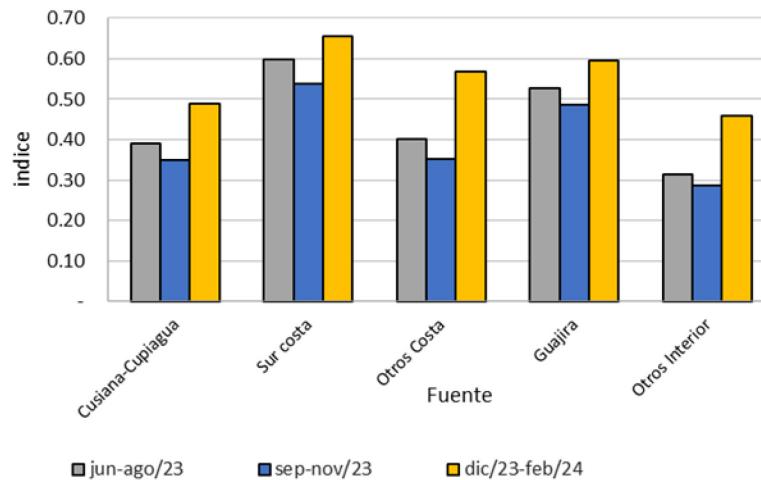
Figura 1-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.



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

Así mismo, al observar la evolución de este indicador en los últimos 3 trimestres (ver Figura 1-22) se identifica que para el trimestre dic. 23 – feb. 24 el indicador incrementó su valor para todas las fuentes. De manera particular, se encuentra que durante este trimestre la competitividad del gas nacional de todas las fuentes analizadas incrementó y continúan teniendo un desempeño favorable respecto al gas importado.

Figura 1-22: 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

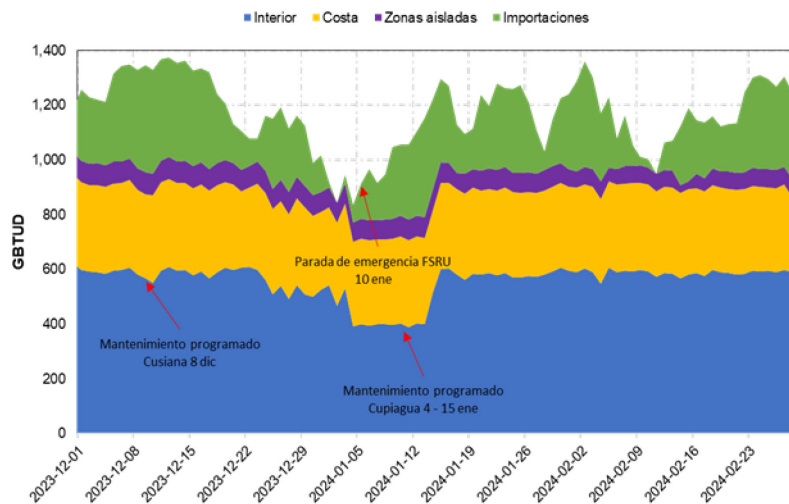
1.2. Seguimiento operativo

En esta sección se presenta el análisis del comportamiento de variables operativas asociadas a la producción y demanda del gas natural. Igualmente, se muestra el seguimiento realizado al uso de la infraestructura de transporte, así como a la disponibilidad de la infraestructura en función de los mantenimientos programados y no programados que tuvieron lugar durante el trimestre.

1.2.1. Producción

La producción promedio nacional de gas natural fue de 1.171,5 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región que más aportó gas natural durante el periodo fue el Interior con un valor medio de 558,2 GBTUD, seguida por la Costa con 311,3 GBTUD (ver Figura 1-23).

Figura 1-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre.



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

En la gráfica se observa que la producción del interior se vio afectada el 8 de diciembre debido a un mantenimiento programado en Cusiana, registrando una disminución de 4.3%. Adicionalmente, del 4 al 15 de enero se registró una disminución de 26.7% debido a un mantenimiento programado en Cupiagua.

En la gráfica también se puede observar que, el día 10 de enero, la oferta de gas desde la planta FSRU presentó una afectación debido a una falla en una válvula.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, la producción agregada nacional tuvo una variación de -3,6%, equivalente a una caída de 43,4 GBTUD. A nivel regional se observa que, la producción las zonas Interior, Costa y Aisladas registraron caída de 61,9 GBTUD, 5,0 GBTUD y 6,1 GBTUD respectivamente, mientras que las Importaciones presentaron un incremento de 29,6 GBTUD (ver Tabla 1-2).

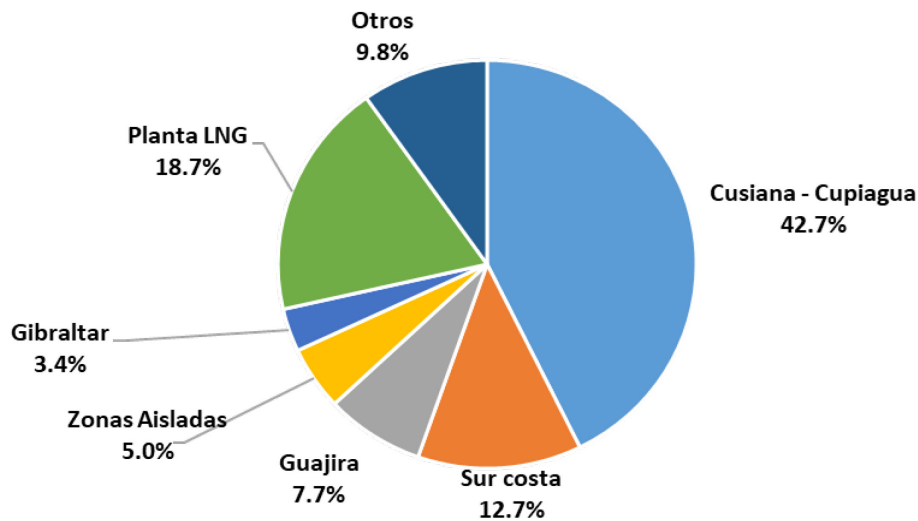
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Sep. 23 – Nov. 23	Dic. 23 – Feb. 24	Variación
Interior	620,1	558,2	-10,0%
Costa	316,3	311,3	-1,6%
Importaciones	202,1	231,7	14,6%
Zonas aisladas	76,4	70,3	-8,0%
Total	1.214,9	1.171,5	-3,6%

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

Para el periodo dic. 23 – feb. 24 los campos de producción Cusiana y Cupiagua aportaron el 42,7% de la producción total nacional. La producción nacional se complementó principalmente con el gas proveniente de la Planta de Regasificación (18,7%), los campos Sur Costa (12,7%), Otros campos (9,8%), La Guajira (7,7%), Zonas aisladas (5,0%) y Gibraltar (3,4%) tal y como se presenta en la Figura 1-24.

Figura 1-24: 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

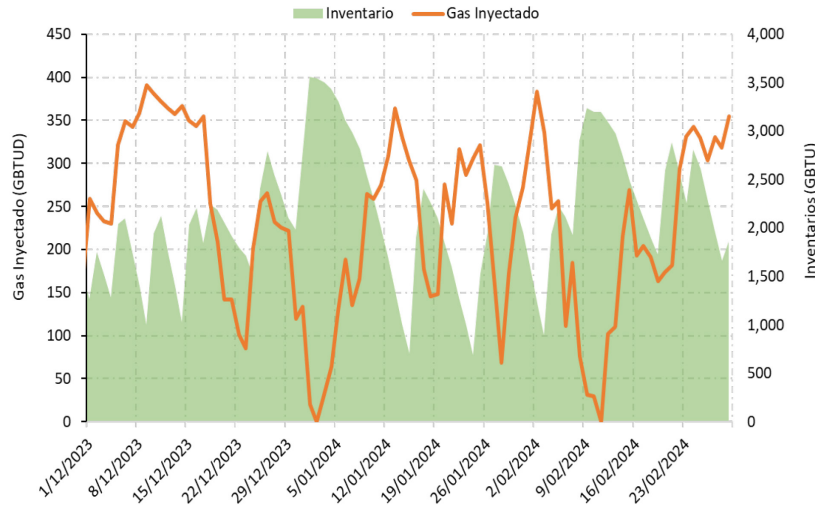
Gas Natural Importado:

En la Figura 1-25 se presenta la evolución del inventario estimado de GNL (área verde) en la planta de regasificación de Cartagena y la cantidad de energía entregada (línea continua naranja) al Sistema Nacional de Transporte.

En la gráfica se puede observar que al inicio del periodo (1 de diciembre) el inventario se encontraba alrededor de los 1.262,5 GBTU y al final del periodo (último día de febrero) el volumen almacenado fue cercano a 1.859,6 GBTU, equivalente a 46,5% de la capacidad total de almacenamiento de la planta.

Respecto a la inyección de gas importado al sistema, se registraron operaciones todos los días del trimestre a excepción del 2 de enero y el 11 de febrero de 2024. El valor máximo de inyección diario registrado fue el día 9 de diciembre, con 391,0 GBTU (máximo histórico) y el promedio trimestral de inyección fue de 231,7 GBTUD.

Figura 1-25: 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 1-3 se presenta de manera detallada el promedio mensual de inyección de gas natural importado al sistema, así como los valores medios de inventarios.

Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).

Mes	Inventario (GBTU)	Energía inyectado (GBTUD)
Dic-23	1.898,4	264,6
Ene-24	2.204,5	209,3
Feb-24	2.322,6	220,5

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

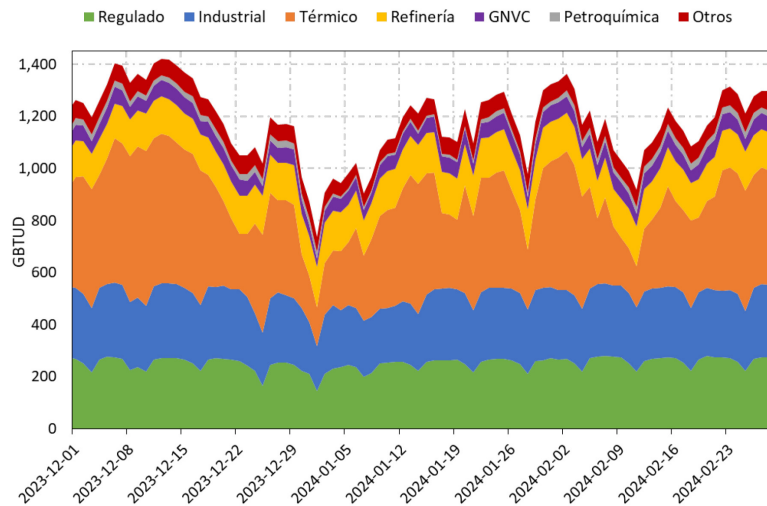
1.2.2. Demanda

En cuanto al consumo de gas natural, se observa un valor promedio de 1.180,8 GBTUD. Así mismo, el valor máximo registrado fue de 1.421,7 GBTUD el 12 de diciembre de 2023, correspondiente a un pico de demanda del sector Térmico. En contraste, el menor registro fue de 738,2 el 1 de enero de 2024.

Los mayores sectores de consumo fueron en su orden el Térmico, Industrial y Regulado que de manera agregada representaron cerca del 75,6% de la demanda media nacional (ver Figura 1-26)⁴.

⁴ El grupo Otros incluye consumos de Ecopetrol, estaciones de compresión, demanda atendida por campos aislados y demanda atendida por gas natural comprimido.

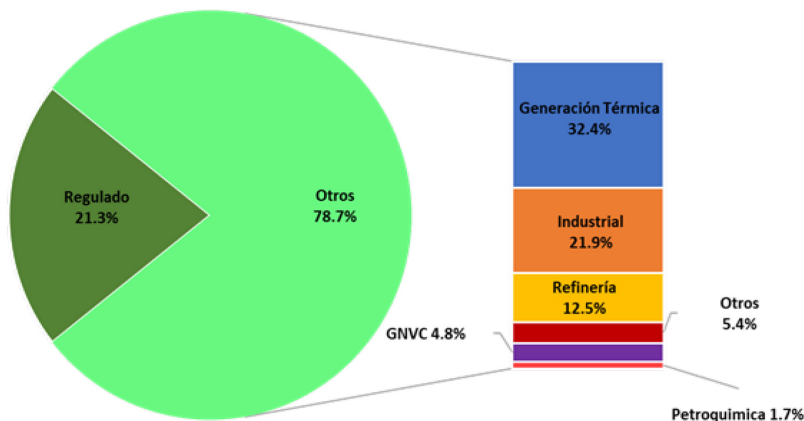
Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

Así mismo, las cifras muestran que el 21,3% del gas natural consumido tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 78,7% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 1-27). Entre los usuarios No Regulados el mayor consumo corresponde al sector Térmico con una participación de 32,4% del total, seguido por el sector industrial y las Refinerías con 21,9% y 12,5% respectivamente.

Figura 1-27: 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 caída de 47,8 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Generación Térmica con una disminución de 25,4 GBTU (ver Tabla 1-4).

Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).

Sector	Sep. 23 – Nov. 23	Dic. 23 – Feb. 24	Variación
Regulado	258,7	251,8	-2,7%
Industrial	262,1	258,4	-1,4%
Generación Térmica	407,8	382,4	-6,2%
Refinería	143,3	147,5	2,9%
GNCV	53,6	57,0	6,3%
Petroquímica	21,2	19,6	-7,5%
Otros	81,9	64,1	-21,7%
Total	1.228,6	1.180,8	-3,9%

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

Al comparar la demanda media del mes de febrero de 2024 con la del mismo mes del año inmediatamente anterior, se evidencia una variación total de 10,2 %. La principal variación se dio en el sector Generación Térmica con un incremento de 54,3 %, tal y como se observa en la Tabla 1-5.

Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para agosto 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

Sector	Feb. 23	Feb. 24	Variación
Regulado	259,5	262,9	1,3%
Industrial	265,8	265,0	-0,3%
Generación Térmica	234,7	362,1	54,3%
Refinería	146,4	148,9	1,7%
GNCV	53,6	59,5	11,2%
Petroquímica	24,2	23,5	-3,0%
Otros	93,4	65,7	-29,7%
Total	1.077,5	1.187,6	10,2%

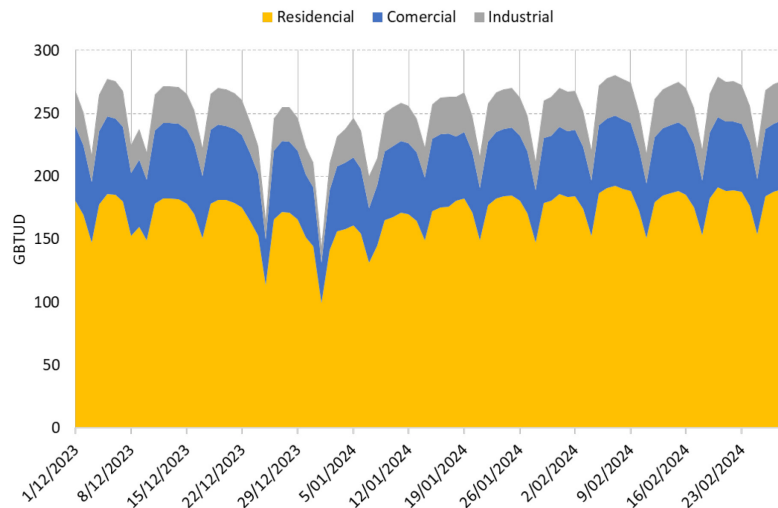
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

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:

En cuanto al sector Regulado, se observa un comportamiento estable en el cual se evidencian los ciclos semanales de consumo. Igualmente, se encuentra una participación predominante de la demanda Residencial cuyo valor medio trimestral fue de 171,0 GBTUD, seguida por la demanda del sector Comercial con una media de consumo de 52,8 GBTUD (ver Figura 1-28).

Figura 1-28: 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

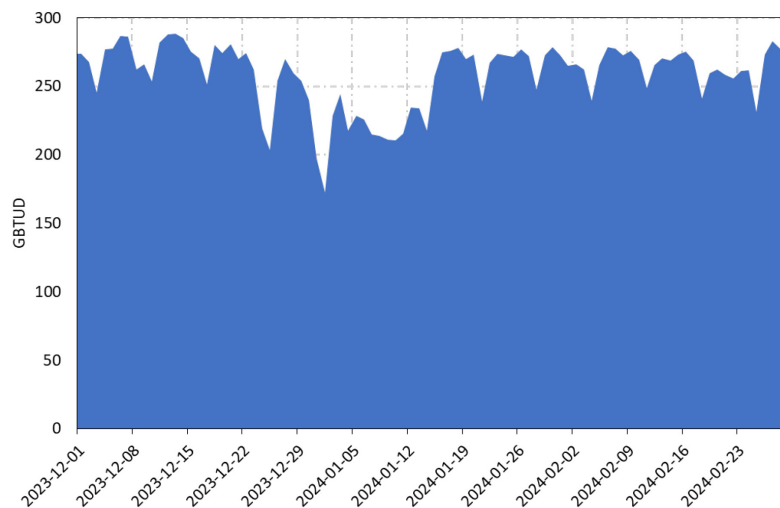
En lo que respecta al sector Regulado, no se observan mayores variaciones este sector de manera agregada tuvo un valor medio de 251,8 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural del sector Industrial registró un valor medio de 258,3 GBTUD durante los meses de diciembre de 2023 a febrero de 2024 (ver

Figura 1-29). El mayor registro durante este periodo fue de 288,4 GBTUD, el día 13 de diciembre, mientras que el menor registro fue de 172,5 GBTUD, el día 1 de enero de 2024.

Figura 1-29: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.

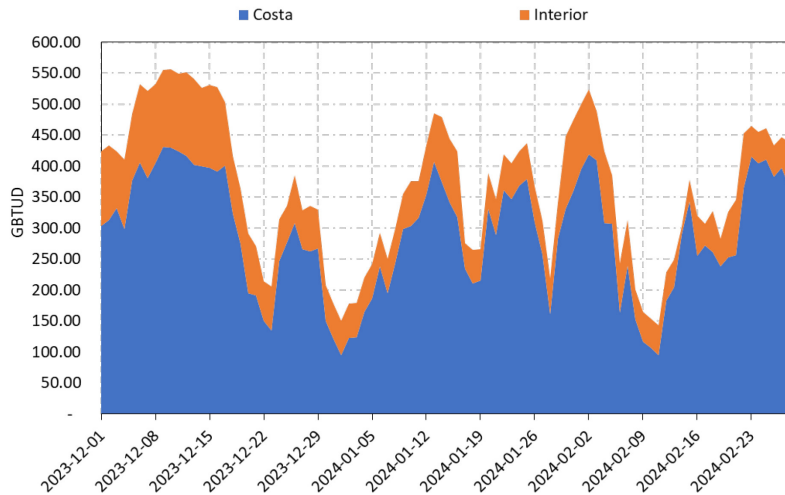


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

Durante el trimestre en análisis se registró una demanda media para la generación térmica de 369,3 GBTUD. Revisando el consumo por regiones se encuentra que el consumo de la región Costa fue de 292,7 GBTUD (79,3%) y el del Interior de 76,6 GBTUD (20,7%) (ver Figura 1-30).

Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.



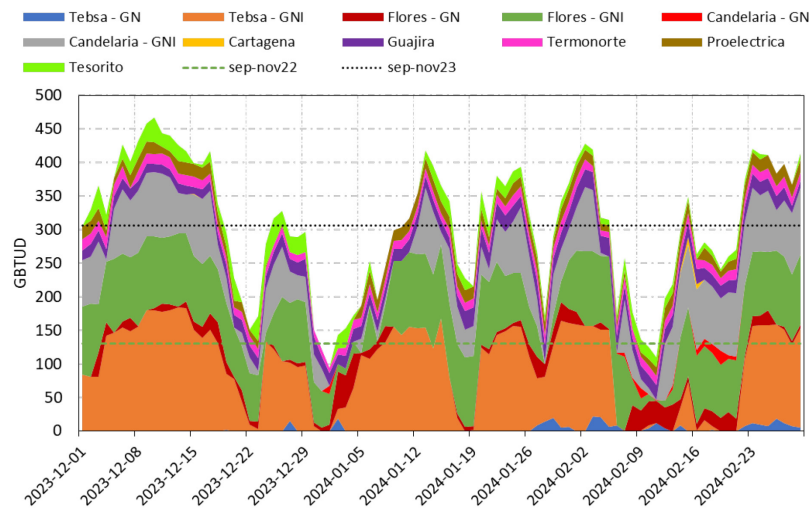
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.

En la gráfica se puede observar que, en diciembre se incrementó considerablemente el consumo alcanzando un máximo de 431,3 GBTUD el 10 de diciembre.

- **Sector Térmico – Costa Atlántica:**

Revisando en detalle el consumo de gas para generación en la región Costa Atlántica, se encuentra que el valor medio fue de 305,8 GBTUD. En la Figura 1-31 se puede observar que el mayor consumo de Gas Natural Nacional correspondió al de la central de generación TEBSA con un valor medio de 98,6 GBTUD, seguido por el consumo de la planta Flores, cuyo valor medio fue de 91,3 GBTUD.

Figura 1-31: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Durante el trimestre se presentó un consumo máximo 431,4 GBTUD el 9 de diciembre. En contraste, la menor demanda del periodo fue 94,7 GBTUD el 1 de enero de 2024.

En la figura también se puede observar que durante el trimestre se registraron consumos de Gas Natural Importado (GNI) por parte de las plantas del grupo Térmico. En la Tabla 1-6 se muestra que durante el trimestre el mayor consumo de GNI correspondió a TEBSA con un valor medio trimestre de 95,7 GBTUD.

Tabla 1-6: 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
Diciembre 23	0,6	113,4	9,3	86,3	0,0	60,9	270,5
Enero 24	2,3	105,0	13,5	68,3	0,4	37,4	226,9
Febrero 24	5,8	67,0	15,4	81,4	3,4	68,4	241,4
Promedio Trimestre	2,8	95,7	12,7	78,6	1,2	55,3	246,4

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

El consumo detallado de las plantas de generación de la Costa Atlántica que no hacen parte del Grupo Térmico se presenta en la Tabla 1-7, donde se encuentra que la planta con mayor consumo del trimestre fue Guajira con una demanda media de 19,5 GBTUD, seguido por el consumo de Proeléctrica con un valor de 16,6 GBTUD.

Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

	Termocartagena	Termoguajira	Termonorte	Proeléctrica	Tesorito	Total
Diciembre 23	0,0	17,1	13,1	11,6	18,9	60,7
Enero 24	0,0	20,8	12,7	14,8	11,1	59,3
Febrero 24	0,9	20,9	13,0	14,4	9,0	58,2
Promedio Trimestre	0,3	19,5	12,9	13,6	13,1	59,4

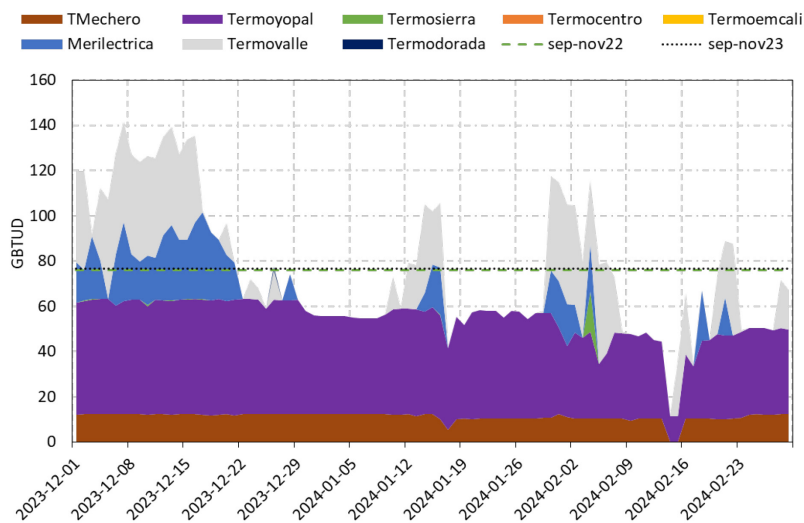
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- **Generación térmica – Interior:**

En cuanto al consumo para la generación al Interior del país, se mantiene la tendencia por parte de las plantas Termoyopal y Termomechero con operación constante y estable durante la mayor parte del tiempo (ver Figura 1-32).

El consumo medio del periodo fue de 76,6 GBTUD, con un pico de 141,4 GBTUD el 7 de diciembre y un mínimo de 11,5 el 14 de febrero.

Figura 1-32: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Tabla 1-8 se presenta de manera detallada los consumos mensuales promedio de gas natural para la generación en el Interior, allí se observa que el mayor consumo en el trimestre fue de Termoyopal que ascendió a un promedio de 42,9 GBTUD.

Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).

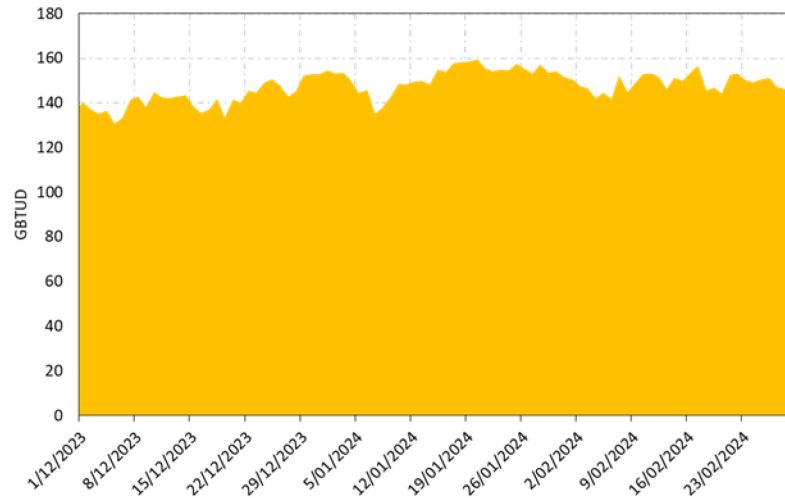
	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Diciembre 23	16,2	-	0,0	-	0,1	21,7	12,3	49,8	16,2
Enero 24	2,8	-	-	-	0,0	7,5	11,2	44,7	2,8
Febrero 24	3,1	-	-	-	0,6	15,2	10,0	33,6	3,1
Promedio Trimestre	7,5	-	0,0	-	0,2	14,8	11,2	42,9	7,5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector Refinería registró un valor medio de consumo de 147,5 GBTUD, con un máximo de 159,5 GBTUD el día 20 de enero de 2024 y un mínimo de 130,9 GBTUD el 5 de diciembre (ver Figura 1-33).

Figura 1-33: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.

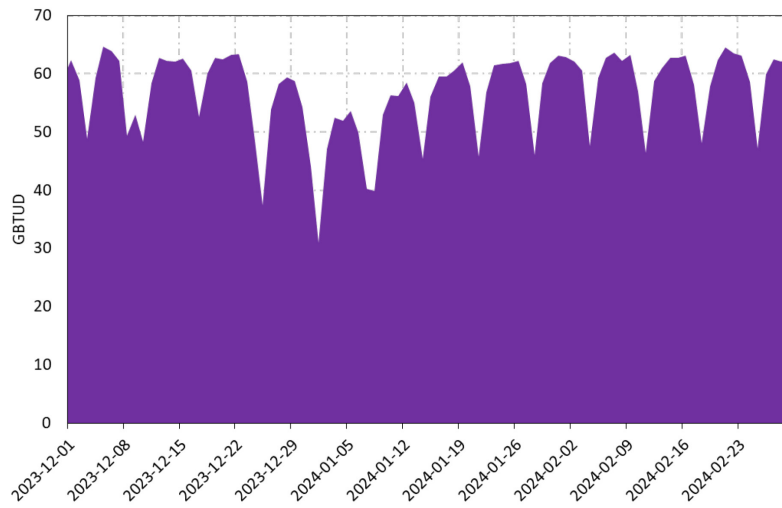


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV):

En la Figura 1-34 se puede observar que el consumo del sector GNCV tuvo un comportamiento estable, con una estacionalidad semanal típica a lo largo del trimestre. Su consumo medio fue de 57,0 GBTUD, con un valor máximo de 64,6 GBTUD y un valor mínimo de 31,0.

Figura 1-34: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.

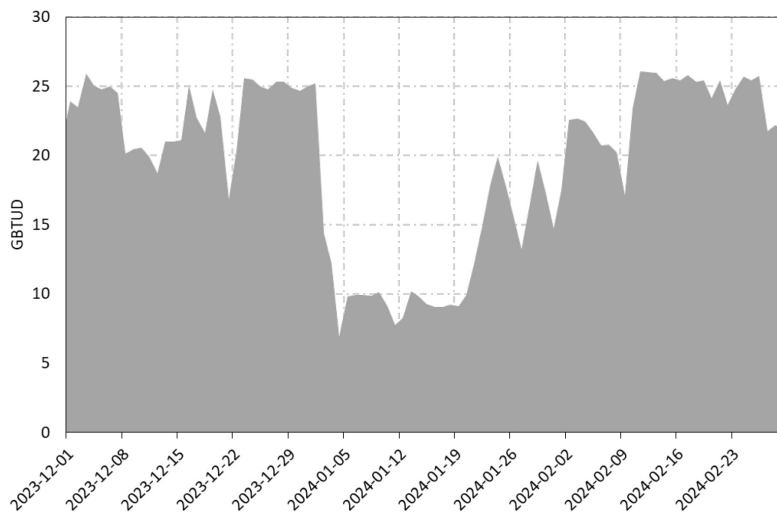


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Petroquímica:

Para el sector Petroquímica se registró un consumo medio trimestre de 19,6 GBTUD (ver Figura 1-35). En este periodo el sector alcanzó un máximo de consumo de 26,1 GBTUD (durante febrero) y un mínimo de consumo de 6,9 GBTUD en enero.

Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.

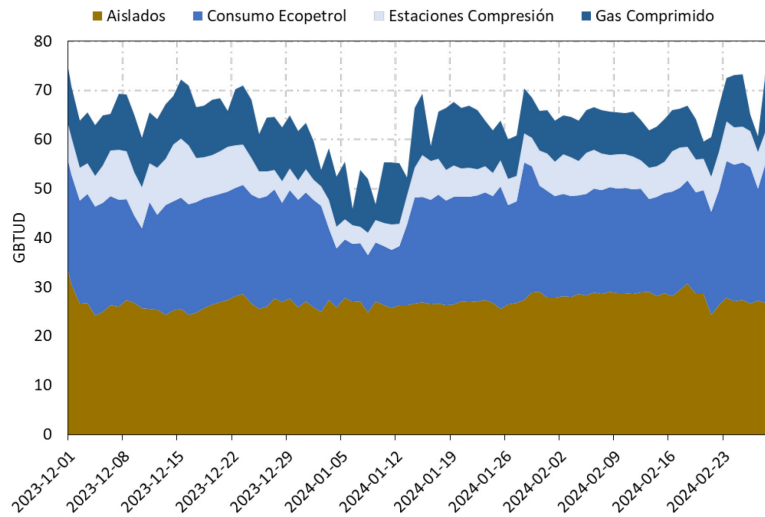


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Otros sectores:

En la Figura 1-36 se puede observar que la demanda denominada Otros sectores agrupa los consumos de gas natural asociados a Estaciones de compresión, Consumos Ecopetrol⁵ y por la demanda atendida por los campos Aislados y por Gas Comprimido. Estos cuatro sectores tuvieron un consumo agregado promedio de 64,1 GBTUD durante el trimestre.

Figura 1-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

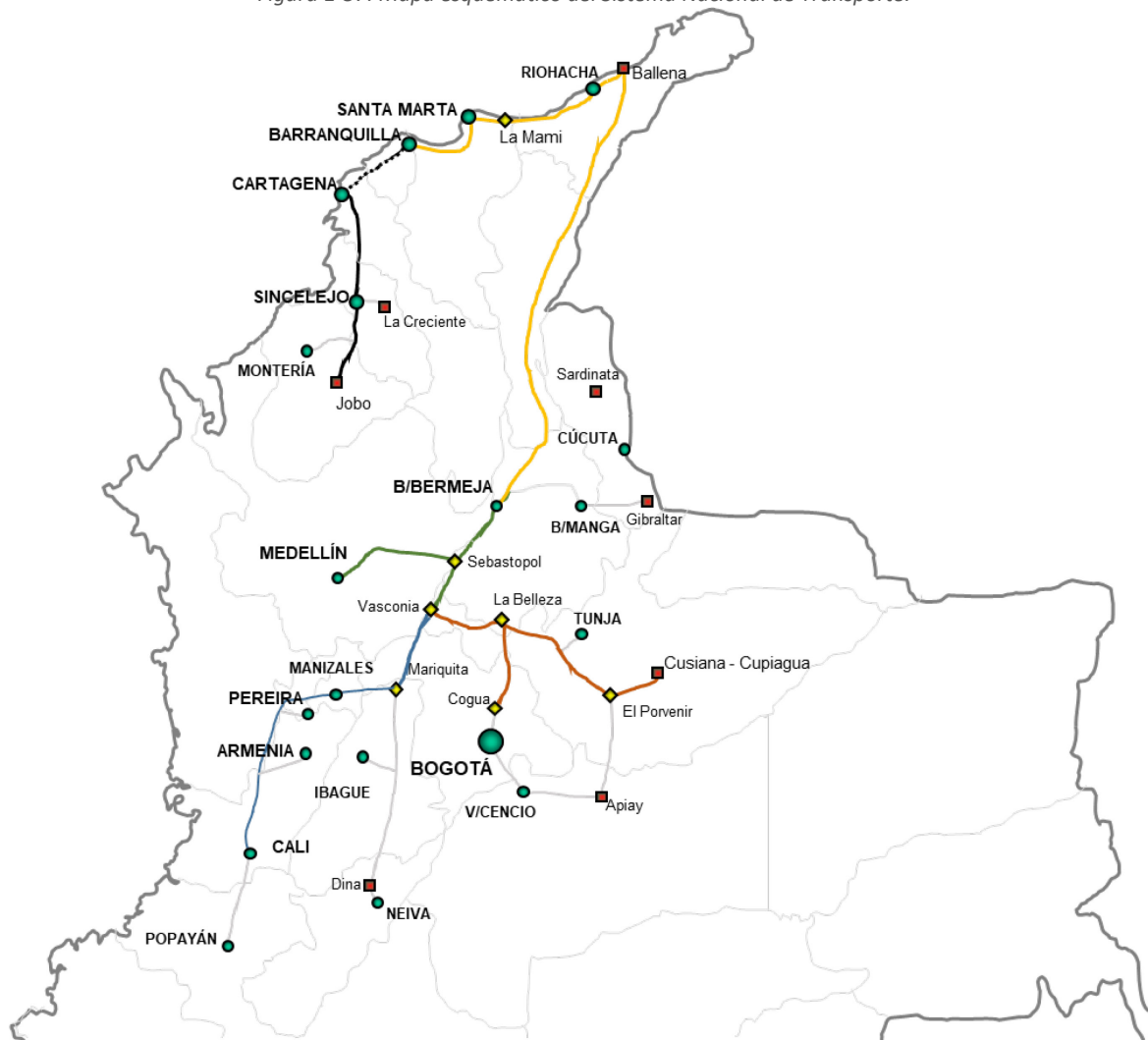
De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con un valor medio de 27,1 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 20,9 GBTUD y Gas comprimido con 9,3 GBTUD.

1.2.3. Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

En la Figura 1-37 se ilustra de manera representativa la ubicación de los gasoductos a lo largo de la geografía nacional. En este mapa también se puede identificar los principales centros de consumo, producción y otros puntos de interés del SNT.

⁵ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria

Figura 1-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.



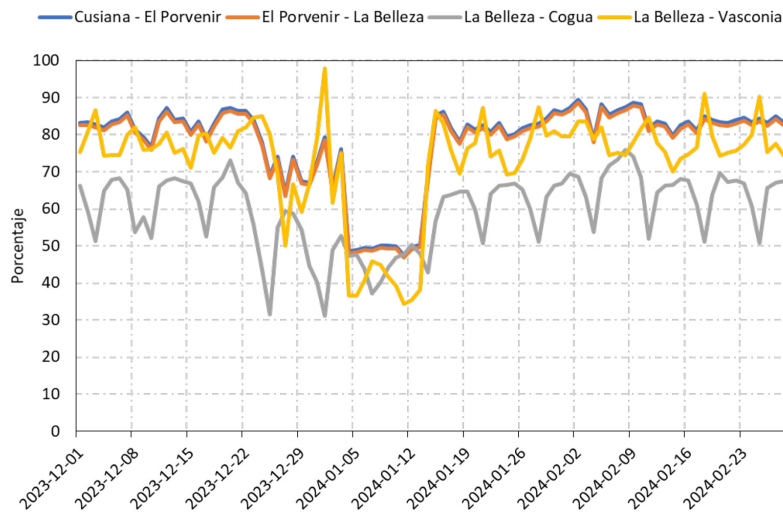
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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

Oriente:

En la Figura 1-38 se ilustran los registros correspondientes a los porcentajes de utilización de los tramos de los gasoductos que transportan el gas desde Cusiana hacia el Interior del país. Allí se puede observar que el porcentaje de utilización de los tramos Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia se ubicaron alrededor de 80,0% durante la mayor parte del trimestre, a excepción del mantenimiento programado en Cupiagua entre el 4 y el 15 de enero. Respecto al tramo La Belleza – Cogua, su porcentaje de utilización osciló entre 50,0% y 70,0% aproximadamente.

Figura 1-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.

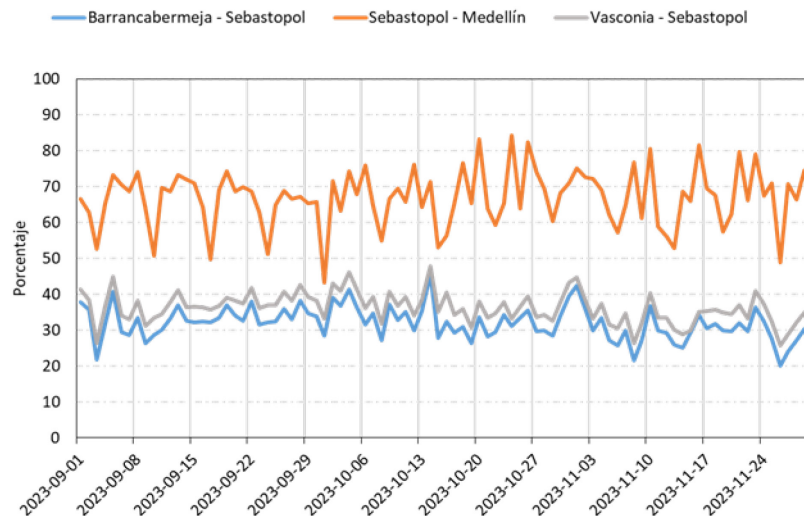


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Centro:

Revisando el sistema de ductos que transportan gas en el centro del país, se puede observar que el porcentaje de utilización del ducto Sebastopol – Medellín fue el mayor con valores que oscilaron entre el 50,0% y 70,0% (ver Figura 1-39).

Figura 1-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.



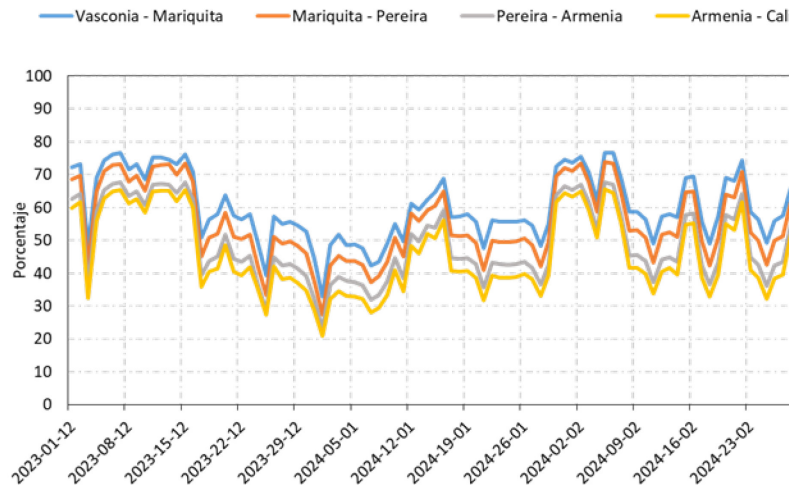
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

En contraste, el tramo Barrancabermeja – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron por debajo de 50,0% durante el trimestre en análisis.

Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se evidencia un comportamiento estable durante todo el periodo con valores medios entre 30,0 % y 80,0 % (ver Figura 1-40).

Figura 1-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.

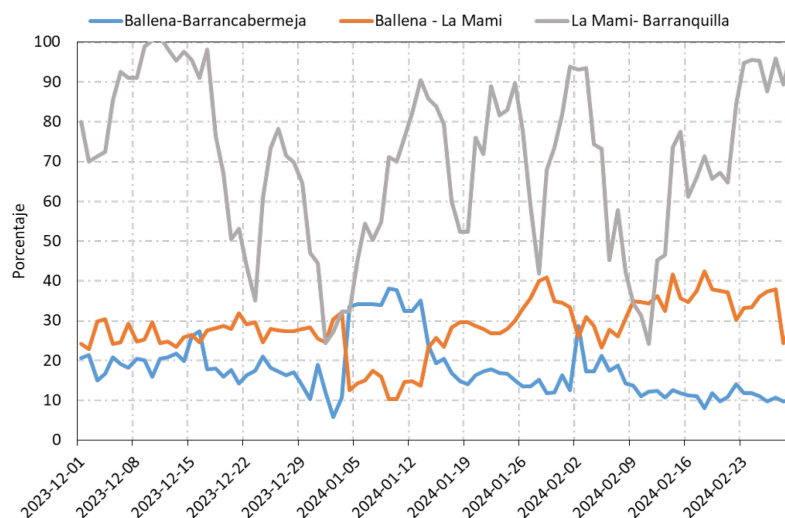


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Ballena:

Los gasoductos que transportan el gas origen campo Ballena, tanto para el Interior del país como para la Costa Caribe, registraron un porcentaje de utilización medio inferior al 50,0% durante el trimestre, a excepción del tramo La Mami – Barranquilla que presenta unos picos explicados por el alto consumo Térmico (ver Figura 1-41).

Figura 1-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.

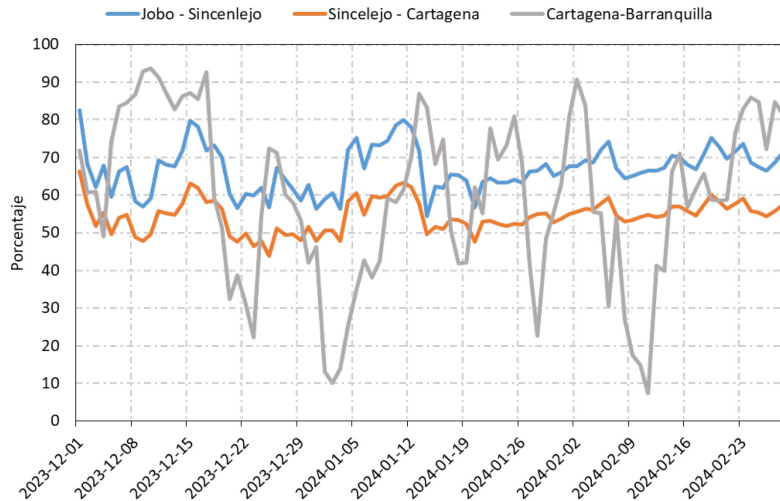


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Sur Costa:

De este sistema de ductos se encuentra que el tramo Jobo – Sincelejo registró un porcentaje de utilización medio superior al 50,0% de su capacidad (ver Figura 1-42).

Figura 1-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.



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

El tramo Sincenlejo – Cartagena registró un porcentaje de utilización entre 50% y 60% de su capacidad. Se observa también, que el tramo Cartagena – Barranquilla presentó variaciones importantes, explicadas por el consumo térmico que se dio durante el trimestre.

1.2.4. 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:

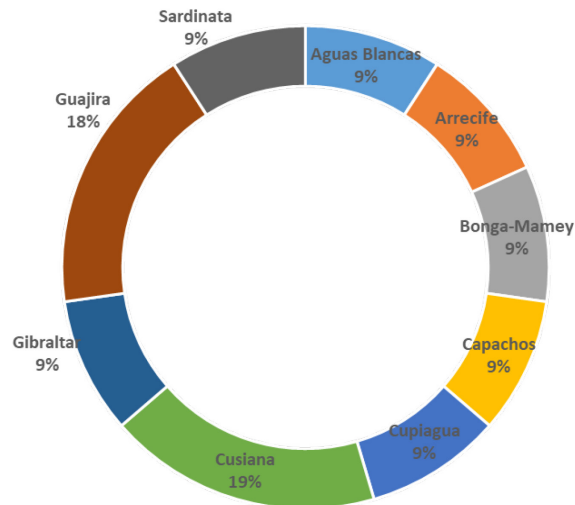
Durante el periodo comprendido entre diciembre de 2023 y febrero de 2024 se efectuaron 21 mantenimientos programados en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 52,4% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 47,6% a la de transporte.

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

- **Producción:**

La Figura 1-43 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. Los campos de producción donde más se realizaron mantenimientos programados fueron Guajira y Cusiana con un total de 2, los demás campos registran un evento cada uno.

Figura 1-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.

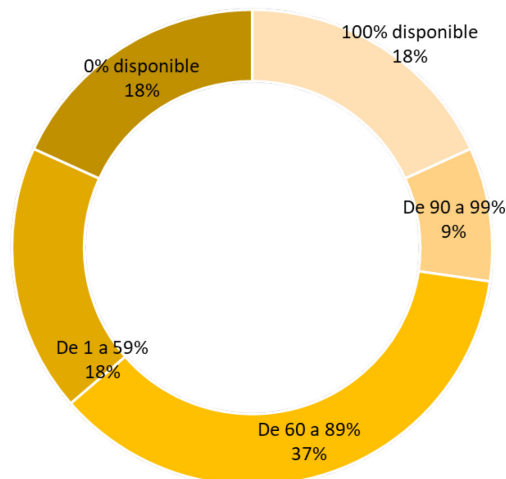


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 45,5% del total de mantenimientos a la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Ecopetrol.

Así mismo, en la Figura 1-44 se puede observar que del total de mantenimientos hubo dos que restringieron la totalidad del suministro del campo asociado al sistema. Es importante mencionar que, durante estos eventos no hubo afectación a la demanda esencial.

Figura 1-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

También se observa que la mayor proporción de mantenimientos realizados durante el trimestre restringieron la capacidad de producción del campo en valores menores entre 60,0% y 89,0%.

- **Transporte:**

En cuanto a los mantenimientos programados de la infraestructura de transporte, se registraron 10 eventos de los cuales el 70,0% no representaron restricción en la infraestructura. Del total de eventos programados para en la infraestructura de transporte, tres fueron programados para el Tramo Armenia-Cali y para el Tramo Ballena-Barranca, dos para Gasoducto Barranca-Payoa-Bucaramanga y uno para el Tramo Apiay-Usme y para el Gasoducto Gibraltar - Bucaramanga.

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 registró un evento no programado que afectó la operación de la planta de regasificación.

El 10 de enero de 2024 a las 4:30 p.m. se presentó un evento técnico en la terminal de regasificación, lo que llevó a las entregas de gas a cero. Durante los primeros 30 minutos se mantuvieron las presiones con el apoyo del transportador, pero el servicio no pudo restablecerse.

Esta situación conllevó a las térmicas del Grupo Térmico se declaran indisponibles y que el operador del mercado utilizara recursos de plantas hidráulicas para soportar los requerimientos del sector eléctrico, lográndose la atención de la demanda eléctrica en la Costa Norte.

Hacia las 07:43 pm. Del mismo día la terminal de regasificación retomó la entrega de gas, alcanzando el flujo máximo de 400 MPCD a partir de las 08:08 p.m.

Es importante resaltar aun cuando la situación se resolvió en un tiempo relativamente corto, fueron cuatro (4) horas aproximadamente, en las que estuvo en riesgo el sistema eléctrico en gran parte del país, tal y como se expuso en el CACCSE 175 de enero de 2024, dónde XM manifestó que:

“En caso de haber tenido indisponibilidad de los recursos de generación TEBSA y TermoFloresIV y TermoFlores1 se hubiese presentado superación de los límites de seguridad del área Caribe y Caribe 2 con la necesidad de programar demanda no atendida para operar en un punto de operación seguro.”

2. Infraestructura de Importación de Gas Natural del Pacífico

El Decreto 1073 de 2015 señaló que el Ministerio de Minas y Energía adoptará el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (“PAGN”) *“con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural”* en la búsqueda de un suministro continuo de este servicio, inclusive ante eventos de fallas en la infraestructura, dado el carácter estratégico del gas natural en la atención de necesidades energéticas de la población y sector productivo, así como elemento de transición energética por sus características y flexibilidad, sumado a su confiabilidad para el sector eléctrico en períodos de sequía.

Sin embargo, la fortaleza en la demanda viene mostrando señales de debilidad por la incertidumbre del suministro futuro, generando de una parte, insuficiencia de oferta comercial para suplir los requerimientos de flexibilidad de largo plazo del sector eléctrico y, de otra parte, como servicio de confiabilidad para los usuarios de los demás sectores, en la medida en que el abastecimiento nacional no puede satisfacer escenarios de demanda en situaciones estables, ni en contingencia en las redes de transporte o del suministro.

Para hacer frente a esta problemática, la UPME consideró el desarrollo de una infraestructura de importación robusta en el Pacífico colombiano que permitiera asegurar el suministro y la confiabilidad del servicio de gas natural para todas las regiones del país, así como reducir el riesgo de falla por efecto de cualquier interrupción.

Según la Resolución 40304 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se incorporan otras disposiciones; la potencial infraestructura de importación de gas del Pacífico está compuesta por la “Planta de Regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura - Valle del Cauca” y el “Gasoducto desde la Planta de Regasificación en Buenaventura hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo – Valle del Cauca”.

Para esta infraestructura se plantea una capacidad de almacenamiento no menor a 200.000 m³ de gas natural licuado – GNL y una capacidad de regasificación y transporte por el gasoducto no menor a 400 MPCD.

El objetivo principal de la construcción y operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico según el documento UPME “ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL⁶”, publicado en el mes de julio de 2020, era aumentar la oferta de gas natural en el año 2024, y así dar cumplimiento a lo establecido en el Decreto 2345 de 2015, en cuanto a seguridad en el abastecimiento y confiabilidad del sistema de gas natural en el país.

Con el propósito de asegurar la ejecución de las obras requeridas para asegurar abastecimiento y confiabilidad la UPME ha iniciado 2 procesos de convocatoria pública con el objeto “Selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación y transporte de gas natural y servicios asociados de la infraestructura de importación de gas del pacífico”. Sin embargo, tanto la convocatoria pública

⁶ Estudio Técnico Para El Plan de Abastecimiento de Gas Natural, Julio de 2020. **Unidad de Planeación Minero Energética – UPME**. Disponible: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/PAGN_2019-2028.pdf

iniciada en el año 2020, como la iniciada en el año 2022 fueron declaradas desiertas por la UPME ante la ausencia de propuestas definitivas de potenciales inversionistas interesados en participar en las mismas.

Conforme a lo anterior, en el presente capítulo se desarrolla un análisis tanto de los antecedentes y del desarrollo de las 2 convocatorias, así como de su impacto en los balances oferta – demanda de gas en el corto plazo.

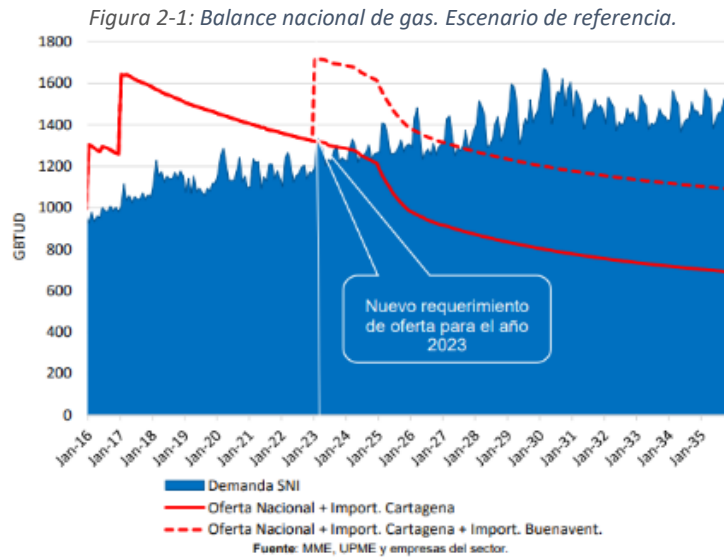
2.1. Convocatoria Pública UPME GN 01-2020 Infraestructura de importación de gas del Pacífico.

“Objeto: Selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación de gas natural, servicios asociados y transporte de gas natural a través de la infraestructura de importación de gas del pacífico colombiano.”

2.1.1. Antecedentes

En el marco de la definición de la política pública del servicio público domiciliario de gas natural y sus actividades complementarias, el Ministerio de Minas y Energía publicó en el año 2015 el Decreto Único Reglamentario 1073, el cual puso de manifiesto la necesidad de adoptar un plan de abastecimiento de gas natural para un periodo de 10 años que permitiera identificar proyectos que garantizaran la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad de este servicio público domiciliario y de esta manera asegurar que las obras asociadas a dichos proyectos se ejecuten de manera oportuna.

En este sentido, la UPME publicó en el mes de noviembre de 2016 el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural en donde señaló, entre otras, la necesidad de una segunda planta de regasificación en el territorio nacional, ubicada en el puerto de Buenaventura, por cuanto el resultado del balance oferta – demanda mostraba un escenario deficitario a partir del año 2023 (ver Figura 2-1), comprometiendo la eficiencia de los sectores de gas y electricidad por la ausencia de una oferta económica en firme para el sector eléctrico el cual funge como garantía de su confiabilidad.



Fuente: UPME – Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, 2016.

Por el lado de la oferta, la incertidumbre es creciente puesto que las reservas de gas natural declinan de manera continua en la medida que los yacimientos descubiertos en décadas anteriores alcanzan mayores niveles de madurez, y porque las inversiones exploratorias no han mostrado resultados que permitan un incremento sostenible de las mismas, tal y como se enuncia en el documento publicado por la UPME:

“Si bien el volumen adicional requerido para equilibrar la oferta y la demanda tiene mayor beneficio para la sociedad colombiana al ser de origen nacional, la incertidumbre de incorporación de recursos propios es alta, como se presenta en el numeral 3.5, lo cual obliga a buscar una segunda opción de oferta desde el mercado externo, razón por la cual se propone la construcción de la planta de regasificación en Buenaventura, cuya certidumbre elimina riesgos geológicos y proporciona garantía de abastecimiento.”⁷

A través de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017, el Ministerio de Minas y energía adoptó el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural que incluyó la planta de regasificación en Buenaventura. Así mismo, la CREG publicó la Resolución No. 107 de 2017, mediante la cual establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Adicionalmente, la CREG en la Resolución No 152 de 2017 señaló lo siguiente:

“Con el fin de que la UPME disponga de las reglas completas y pueda llevar a cabo prontamente los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a ejecutar la planta de regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura-Yumbo y tenerlos disponibles para enero de 2021, se considera pertinente

⁷ Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, 2016. **Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.**

Disponible:

https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural_nov_2016.pdf

dar premura a la adopción de la regulación definitiva relacionada con (i) requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la planta de regasificación, (ii) obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración al adjudicatario del proceso de selección que se realice para ejecutar la planta regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura-Yumbo. Posteriormente en resolución aparte debe adoptarse la regulación relacionada con el acceso y uso de la infraestructura de regasificación del Pacífico.”

En este sentido, la misma resolución consideró que:

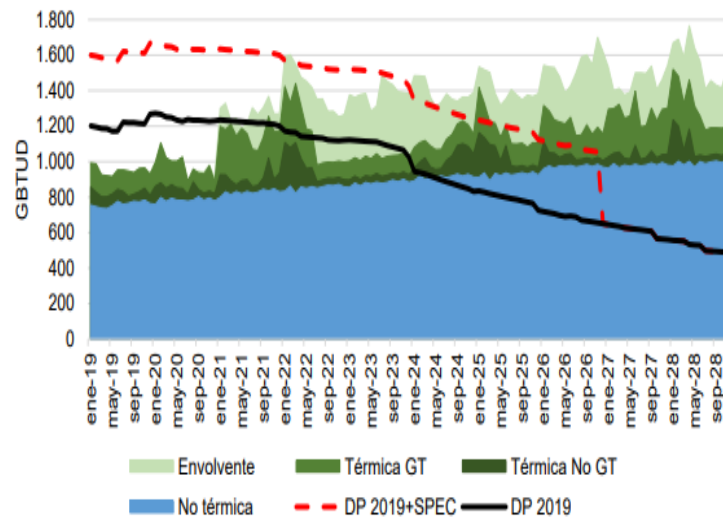
“(i) los requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la infraestructura de regasificación, (ii) las obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración económica al adjudicatario del proceso de selección, es condición necesaria para adelantar los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a dar inicio a la ejecución del proyecto de la infraestructura de regasificación del Pacífico.”

Luego, en mayo de 2018, la UPME publicó la versión preliminar de los Documentos de Selección del Inversionista e Interventor (DSI) del Proyecto y sus Anexos para observación por parte de los interesados, y el 5 de diciembre de 2019, divulgó Información Relevante Sobre la Planta de Regasificación del Pacífico, específicamente sobre sendas comunicaciones suscritas por la DIMAR y por la Armada Nacional en las cuales planteaban alertas y observaciones de tipo operativo y de seguridad respectivamente.

Mediante la Resolución 40304 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y deroga la Resolución 40006 de 2017, con la cual se había adoptado un Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural en 2017.

En el documento publicado por la UPME Estudio Técnico para El Plan de Abastecimiento de Gas Natural (julio de 2020), fundamento para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural por parte del Ministerio de Minas y Energía, persiste la necesidad de la infraestructura, ya que el escenario deficitario puede materializar a partir de enero de 2024 como se observa en la Figura 2-2.

Figura 2-2: Balance nacional de gas. Escenario medio de proyección de demanda.



Fuente: UPME. Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. 2020.

“En este escenario se puede observar que se presentaría el punto de corte entre la oferta y la demanda a partir de enero de 2024, mostrando un déficit para toda la demanda nacional. Fecha en la cual para los análisis se considera la entrada de un nuevo punto de suministro de gas natural, que de acuerdo con la última información disponible y con los resultados de la planeación centralizada de la UPME, este punto de suministro se sule con la Infraestructura de Importación de gas natural del Pacífico garantizando las premisas establecidas en el Decreto 2345 de 2015 de seguridad de abastecimiento y confiabilidad de este energético en el mediano plazo. Sin embargo, de presentarse un Fenómeno del Niño entre el 2021-22, se presentaría déficit en los requerimientos de gas natural.”

El 29 de octubre de 2020, la UPME vía Circular externa 044 de 2020 abre convocatoria con la publicación de los Documentos de Selección del Inversionista – DSI para la **“SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ALMACENAMIENTO DE GNL, REGASIFICACIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y SERVICIOS ASOCIADOS DE LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS DEL PACÍFICO”**, cuya fecha límite para presentación de sobres fue el 21 de octubre de 2021.

La Fecha de Puesta en Operación – FPO del Proyecto, según lo establecido en la Resolución 40304 de 2020, sería a los 58 meses contados a partir de la Selección del Inversionista del Proyecto. Dentro de los plazos establecidos en el cronograma del proceso de selección del inversionista, UPME recibió 7 solicitudes de usuario y contraseña de acceso a la Plataforma Tecnológica diseñada para la presentación de propuestas y desarrollo del proceso de convocatoria.

No obstante, vencido el plazo, ninguno de los usuarios activados en la Plataforma Tecnológica presentó propuesta y en consecuencia el 21 de octubre de 2021, la UPME declaró desierta la Convocatoria Pública UPME GN No. 01-2020.

2.1.2. Análisis de la matriz respuestas a preguntas y comentarios de índole regulatorio de los Documentos de Selección del Inversionista

Si bien, el marco regulatorio para la selección de los adjudicatarios de los proyectos adoptados del Plan de Abastecimiento de Gas Natural fue definido principalmente en la resolución CREG 107 de 2017 y aquellas que la modificaron y/o sustituyeron; el proceso fue llevado a cabo por la UPME mediante la convocatoria GN No. 01 – 2020 y producto de ello se recibieron 7 solicitudes de asignación de usuario y contraseña. Sin embargo, no se concretó ninguna propuesta, evidenciándose falta de condiciones e incentivos necesarios y suficientes para hacer realidad la participación de potenciales interesados en el desarrollo del proyecto de Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

De los comentarios, observaciones y preguntas realizadas por los potenciales inversionistas durante este primer proceso se infiere que, probablemente la ponderación de los riesgos inherentes al proyecto podría generar costos incrementales que pudieran afectar de manera significativa, no solamente los retornos esperados, sino incluso al cierre financiero debido a la imposibilidad de gestionar dichos riesgos de manera eficiente.

Es factible también, que la percepción de riesgo regulatorio se haya visto incrementada debido a modificaciones en aspectos regulatorios que rigieron el proceso, los que se consignaron en diferentes resoluciones, como, CREG 107 y 152 de 2017, 127, 128 y 180 de 2021, de modo que se pudo presentar confusiones por parte de los inversionistas, al tratar de dar una lectura y aplicación integral de los diferentes documentos regulatorios.

Una preocupación recurrente manifestada fue la existencia de asimetría en la asignación de riesgos del proyecto al no estar previstas compensaciones económicas al adjudicatario en caso de eventos o situaciones fuera de su control que probablemente pudieran originar una terminación anticipada del proyecto durante las etapas de construcción y operación.

Los comentarios igualmente revelaron, que potenciales participantes en el proceso consideraron que todo el riesgo de demanda era asignado al adjudicatario, toda vez que el ingreso anual era fijo independientemente del nivel de utilización de la infraestructura de importación, con lo cual se podrían trasladar costos ineficientes a la demanda final haciendo inviable el proyecto, aparte de que el recaudo de los ingresos por parte de los transportadores que luego es acreditado al inversionista, no está lo suficientemente garantizado al dejar a discreción de los transportadores la exigencia de una garantía de pago a los remitentes.

Una de las inquietudes de mayor relevancia hizo relación a los costos variables, como el precio del GNL para la operación del terminal, ya que este debía ser incluido en el Ingreso Anual Esperado durante la presentación de la oferta. Debido a la alta incertidumbre del precio de GNL durante todo el periodo de pago del proyecto, ponía en riesgo la viabilidad del mismo, puesto que el potencial inversionista debía asumir el diferencial, convirtiéndose en una causa para desistir de presentar propuesta.

2.2. Convocatoria Pública UPME GN 001-2022 Infraestructura de importación de gas del Pacífico.

“Objeto: Selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.”

2.2.1. Antecedentes

Ante la declaratoria de desierta de la Convocatoria Pública GN-001 de 2020 y considerando que la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico IIGP fue definida como un proyecto prioritario en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía; la UPME inició una nueva convocatoria pública para Selección de Inversionista que permitiera el desarrollo de dicho proyecto.

Con Circular externa 052 de 2022, la UPME pre publicó para comentarios los Documentos de Selección del Inversionista el 16 de junio de 2022 y posteriormente el 15 de julio del mismo año, se publica la versión preliminar de los mismos, los que incorporaron las modificaciones realizados a las resoluciones CREG 107 y CREG 152 de 2017 respectivamente.

Entre tanto, el 5 de agosto de 2022, la CREG publicó la resolución 102 008 de 2022, en la que se hicieron ajustes y se compiló la Resolución CREG 107 de 2017, cuyo contenido hacía referencia a la definición de criterios y procedimientos para la ejecución de los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural y la manera de remunerar a los ejecutores de los proyectos, así como también las condiciones de su ejecución para garantizar su entrada oportuna en operación.

En el mes de septiembre de 2022, la UPME, una vez atendió los comentarios y observaciones realizadas por los agentes a la versión preliminar de los Documentos de Selección del Inversionista, publicó mediante Circular Externa No. 076 de 2022 la versión definitiva de los Documentos de Selección del Inversionista de la convocatoria pública UPME GN 001 – 2022, definiéndose el 3 de marzo de 2023, como fecha límite para presentación de propuestas. Sin embargo, después de 6 adendas a los DSI, la fecha límite quedó establecida para el día 10 de agosto de 2023.

2.2.2. Análisis de la matriz respuestas a preguntas y comentarios de índole regulatorio de los Documentos de Selección del Inversionista

La emisión de alertas por parte de Instituciones estatales como DIMAR, Armada Nacional y la Contraloría General de la República, las cuales se pronunciaron con respecto a temas de operatividad marítima, seguridad física, incremento abrupto de tarifas, entre otros elementos, por el desarrollo del proyecto en Buenaventura, causaron cierta preocupación en los potenciales inversionistas por la relevancia del tema en la construcción de la planta en la bahía de Buenaventura y posibilidad de riesgo de suspensión del proyecto.

Una de las observaciones sistemáticas se refiere a la alta posibilidad de incumplimiento del cronograma en la fase de construcción, debido a la existencia de factores externos que podrían generar retrasos en el desarrollo del proyecto, relacionados con eventos de orden público, con comunidades que actualmente habitan en la zona de influencia del proyecto o por demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del adjudicatario y la regulación no contempla garantía en caso en que después de modificada la FPO no puede dar cumplimiento con la entrega oportuna del mismo, por las mismas causas antes mencionadas.

También se menciona la inexistencia de alguna disposición que proteja al inversionista para garantizar la recuperación de las inversiones realizadas o parte de ellas, cuando se presenten circunstancias de fuerza mayor o caso fortuito que impidan el cumplimiento de las obligaciones a su cargo en las fechas previstas o que impidan la construcción y puesta en operación, o eventos de terminación anticipada del proyecto, o compensación de mayores costos generados por dichos eventos, o para el caso en que se le extinga el derecho de recibir el IAE.

Considerando los antecedentes de desarrollo de otros proyectos de infraestructura en el país, los agentes indicaron que los eventos eximentes incluidos en el proceso descartan algunas situaciones que pudieran ser previsibles de ocurrir y que pueden impedir o demorar injustificadamente el desarrollo del proyecto, con resultados adversos que den origen a incumplimientos.

Dificultad para financiación del proyecto por carencia de un acuerdo que establezca claramente obligaciones y riesgos asociados para las partes, de forma tal que se permita visualizar el grado de equilibrio en la asignación de riesgos del proyecto, por lo que es pertinente la disposición de garantías suficientes, para que el adjudicatario pueda determinar el nivel de recuperación de inversión, en caso de cualquier evento fuera de su alcance.

No hay claridad respecto de la interacción operativa y comercial entre el adjudicatario de la infraestructura de importación y el agente o agentes que estarán encargados de la importación y comercialización del GNL. Claridad que tampoco se percibe en la definición de los beneficiarios del Proyecto que permita evaluar el riesgo asociado a la demanda, para determinar si esta es viable en el largo plazo, o por lo menos durante el horizonte del proyecto.

En cuanto a los costos que asumirá el mercado de gas natural, se manifiesta en algunos comentarios que no es claro como estos serán asumidos por cada mercado (costa – interior) y tampoco cual fracción de los costos serán trasladados a la demanda por confiabilidad y cual fracción por abastecimiento.

Se presentan inquietudes acerca de cómo será la participación de la demanda térmica del interior del país, esto es el gas natural usado para generación de electricidad, en la remuneración de la infraestructura de importación toda vez que, de acuerdo con los comentarios, este segmento de la demanda podría ser beneficiario de hasta el 60% de la capacidad de la infraestructura.

También mencionan potenciales inversionistas que el esquema de recaudo para remuneración del proyecto es complejo por el sistema establecido para el cobro del funcionamiento de la infraestructura, generando incertidumbre y dificulta para cierre financieros, además de la inexistencia de relación comercial entre transportador recaudador y adjudicatario del proyecto.

Uno de los agentes consideró que la regulación contempla incentivos excesivos para que el adjudicatario mitigue sus riesgos en la fase de construcción, al permitírsele el acceso al Ingreso Anual Esperado hasta un año antes de la fecha de inicio de operación de la infraestructura de importación dependiendo del concepto del auditor en cuanto al porcentaje de desviación permisible del cronograma de construcción.

2.3. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038

“Objeto: identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento nacional y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, bajo el proceso de transición energética confiable, segura y justa que se adelanta en el país.”

En el mes de febrero de 2024 UPME, presentó para comentarios una nueva versión del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, el cual considera tres escenarios de oferta y demanda a partir de los cuales se desarrollan los correspondientes balances incluyendo el transporte de gas natural, encontrando que, con nueva oferta nacional, aporte de gas importado e infraestructura se podrá garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del servicio, aun en condiciones de falla de suministro o transporte.

Como resultado de los análisis, se confirma la necesidad de la planta de regasificación del pacífico no menor a 400 MPCD y de almacenamiento no inferior a 170.000 metros cúbicos de GNL ubicada en el puerto de Buenaventura, así como la construcción de un gasoducto que permita la conexión al sistema nacional de transporte en Yumbo, con capacidad de entrega no inferior a 400 MPCD. Este proyecto para la importación de gas del Pacífico, había sido adoptado previamente por el Ministerio de Minas y Energía mediante resolución MME 40304 de 2020.

En esta nueva versión del Plan, se recomienda ejecutar el proyecto para entrada en operación en el primer trimestre de 2030, siempre que se materialice la entrada en operación del proyecto de transporte Noroccidente (Conexión del Valle Inferior del Magdalena y el Magdalena Medio) y de oferta adicional desde la Costa Atlántica ya sea nacional o importada.

2.4. Conclusiones

En términos generales se identificó analogía en los comentarios y observaciones presentadas para la selección del inversionista tanto de la convocatoria realizada en el año 2020, como la adelantada en el año 2022, destacando los avances regulatorios en el segundo proceso, que permitieron un mejor entendimiento de las reglas y procedimientos para el desarrollo de la citada convocatoria, sin que fuera suficiente para motivar el desarrollo del proyecto.

Las tendencias en los comentarios están enfocadas en poner de manifiesto un desequilibrio en la asignación de riesgos del proyecto en contra del inversionista por diversas razones, como la falta de claridad en las

disposiciones legales para equilibrar tal asimetría de riesgos, así como la exclusión de eventos eximentes, cuyos resultados pueden materializarse en retrasos en el desarrollo del proyecto, sin que el adjudicatario cuente con compensación económica que lo ampare, una vez modificada la FPO y no pueda dar cumplimiento con la entrega oportuna del mismo, por razones ajenas al control del inversionista.

Igualmente, inexistencia de compensaciones económicas al adjudicatario en caso de eventos de terminación anticipada del proyecto cuando ya se ha iniciado la fase de construcción e incluso durante la operación del mismo y el traslado del riesgo de demanda al adjudicatario al no contar con una garantía de pago si por ejemplo los beneficiarios del proyecto cambian con el tiempo durante el escenario de tiempo de remuneración del proyecto.

La falta de una coordinación interinstitucional efectiva, los largos plazos para la obtención de permisos y autorizaciones se traducen en mayores costos del proyecto, que no solo prolongan el periodo de construcción, sino incertidumbre en la viabilidad financiera del proyecto, motivo por el cual es necesario una regulación clara que motive a los inversionistas.

Es necesario un acompañamiento y medidas estructurales para optimizar procedimientos y trámites relacionados con el proyecto y se alcance una coordinación interinstitucional efectiva que permita la gestión y toma de decisiones del caso, para mitigar eventuales afectaciones.

Considerando los antecedentes de desarrollo de otros proyectos de infraestructura se estima necesario ampliar en los Documentos de Selección del Inversionista algunos eventos eximentes en el sentido en que se consideren casos de fuerza mayor, retrasos en la emisión de licencias ambientales y en la obtención de permisos y servidumbres, para evitar que el inversionista asuma el riesgo de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.

Aun cuando la CREG tomó en consideración ciertos comentarios realizados durante los procesos de convocatoria, subsiste la percepción de desequilibrio en la asignación de riesgos, lo cual finalmente se traduce en falta de viabilidad financiera.

En la versión preliminar del nuevo documento del Plan de Abastecimiento, si bien considera el proyecto de infraestructura de importación del gas del Pacífico, posterga su entrada en operación para el año 2030, estimando que primero se materializa año a año la incorporación de reservas gas natural en un valor equivalente a los recursos contingentes “onshore” reportados en el informe de recursos y reservas 2023 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, antes de considerar la operatividad de infraestructura de importación del Pacífico.

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 2019⁸.

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”.⁹

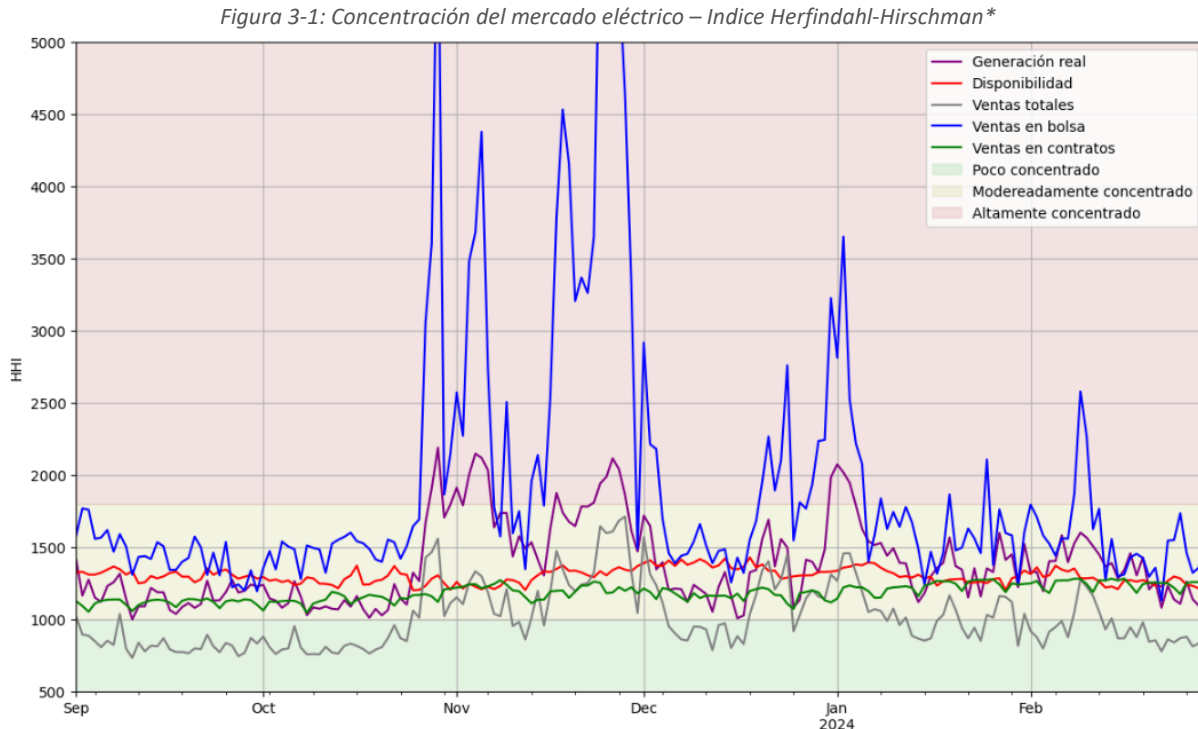
Durante el periodo de diciembre de 2023 y febrero de 2024 el HHI asociado a la información de generación real en el sistema, se identifica en la categoría de moderadamente concentrado la mayor parte del tiempo a

⁸ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

⁹ 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>

excepción de la última semana del año 2023 y la primera de 2024 en la cual se combinó una reducción de la demanda nacional y un aumento de los aportes concentrando la generación por precio en los recursos hidráulicos con un valor promedio en el trimestre de 1.374,3, un mínimo de 1.007,8 y un máximo de 2.074,2 (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 1.314,3. A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.429,2 y el valor mínimo de 1.201,8.



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 no concentrado y moderadamente concentrado, con una media en el indicador de 1.024,2, un máximo de 1.569,1 y un mínimo de 779,4.

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 1.289,2 y 1.072,6, por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa puede ser categorizada como altamente concentrado especialmente en la primera y última semana de diciembre de 2023 así como en la primera semana de enero de 2024 y la segunda semana de febrero y otros días puntualmente. El resto del tiempo se puede categorizar como modernamente

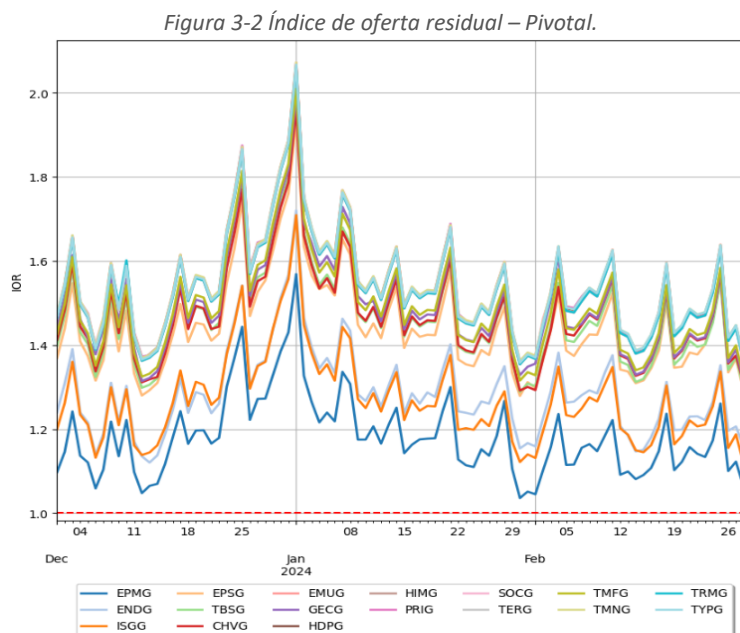
concentrado pero muy cerca de la frontera superior de la categoría, comportamiento tipo en la medida que entra o sale más recurso hidroeléctrico en la matriz de generación real, como condición del escenario hidrológico.

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):**

El Índice de Oferta Residual presenta la dependencia del sistema de un agente específico. Si el indicador es menor a 1, implica que el sistema depende del agente para cubrir la demanda, y en teoría, el agente podría fijar el precio de energía del sistema de manera unilateral. La Figura 3-2 muestra el indicador mínimo diario para cada agente.



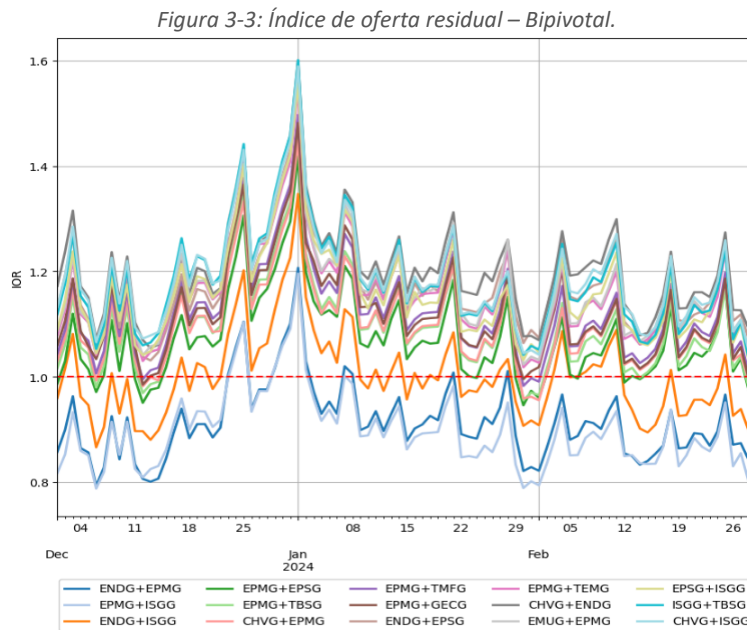
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

En la Figura 3-2 también se puede observar que, considerando la disponibilidad de todas las plantas, en ninguno de los 91 días del periodo analizado se superó el indicador, hecho que se confirma con la validación en el pre-despacho realizada por XM a la luz de la metodología desarrollada a partir de la Resolución CREG 101 018 de 2023.

- **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, resaltándose que, las combinaciones entre agentes principales Enel-EPM, Enel-Isagen y EPM-Isagen tienen el IOR bipivotal promedio por debajo de 0,9.



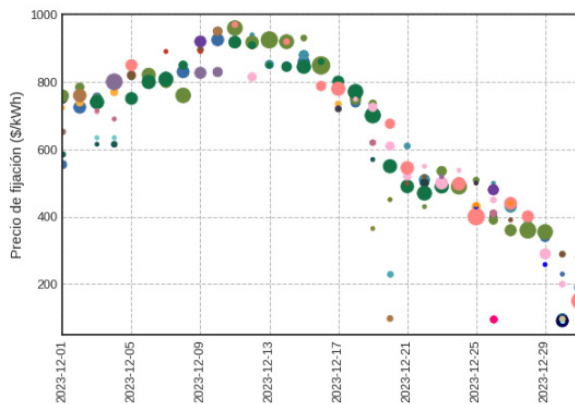
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

3.1.2. Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

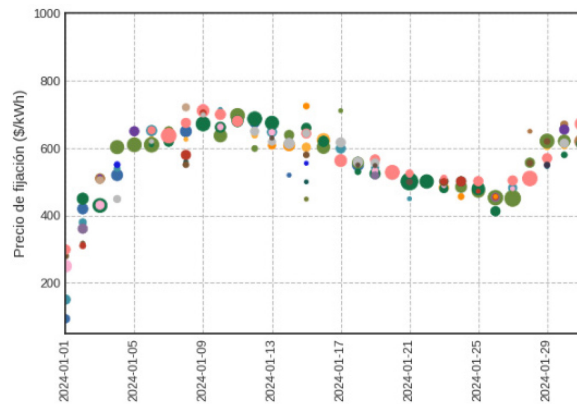
Durante el trimestre, 35 plantas fijaron el precio de bolsa. Durante diciembre de 2023, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 652,6 \$/kWh (ver Figura 3-4). Así mismo, para el mes de enero de 2024, la fijación del precio de bolsa promedio fue 559,8 \$/kWh y para febrero de 567,5 \$/kWh.

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

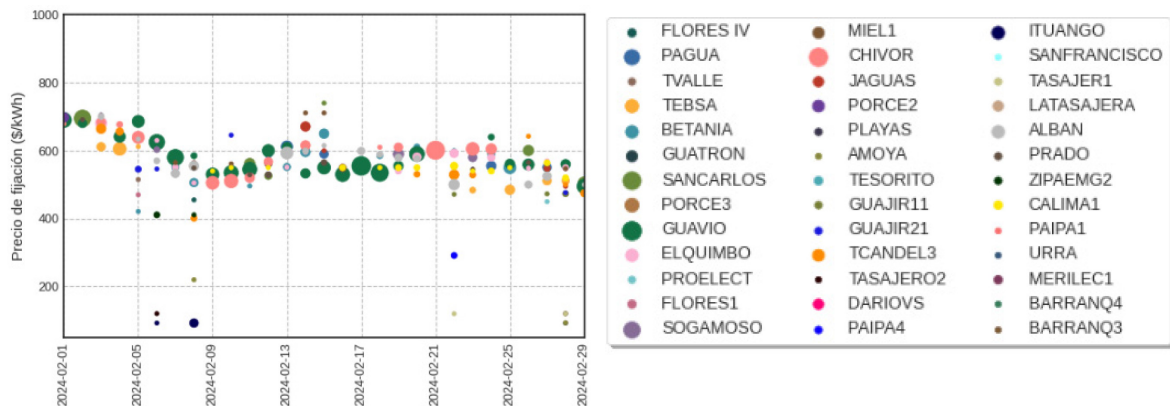
c. Fijaciones Diciembre 2023



c. Fijaciones Enero 2024



c. Fijaciones Febrero 2024



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

Las plantas con el mayor número de fijaciones fueron Guavio, San Carlos, Chivor, Pagua, Betania, El Quimbo, Alban y Sogamoso, siendo responsables del 81,5%.

Durante el trimestre, 14 agentes fijaron el precio de bolsa, de los cuales tres fijaron el 81,2 % de las veces. Estos agentes fueron Enel, ISAGEN y Chivor como se presenta en la Tabla 3-1.

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

AGENTE	Dic./23	Ene./24	Feb./24
ENEL	36,0%	49,7%	43,0%
ISAGEN	29,7%	13,4%	30,5%
CHIVOR	15,5%	12,4%	13,0%
CELSIA	5,9%	11,5%	0,2%
EPM	5,5%	2,6%	7,7%
TEBSA	4,4%	4,2%	1,7%
T.CANDELARIA	2,0%	3,4%	0,3%
PRIME T.FLORES	0,4%	0,3%	2,1%
GECELCA	0,5%	1,3%	0,3%
TASAJERO1	0,0%	0,3%	0,3%
T.VALLE	0,0%	0,3%	0,3%
SOCHAGOTA	0,0%	0,3%	0,1%
PROELECTRICA	0,0%	0,1%	0,3%
TASAJERO2	0,0%	0,3%	0,1%

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

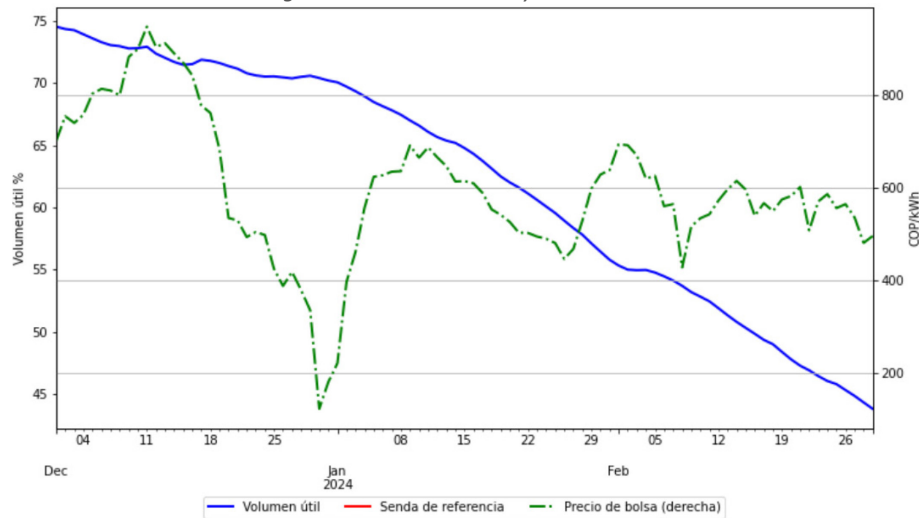
3.1.3. Precios representativos del mercado

Precio de Bolsa Vs Volumen Útil (sistema):

Para el trimestre de análisis, el volumen útil disminuyó 30,7%, pasando de 74,5% en diciembre 1 de 2023 (equivalente a 12.938 GWh), a 43,8% al 29 de febrero de 2024 (equivalente a 7.604 GWh) (ver Figura 3-5.).

Durante el mes de diciembre, el embalse agregado del sistema disminuyó 800GWh, descargándose a una velocidad promedio de 181 GWh/semana. Desde enero, la velocidad de descarga aumentó a un promedio de 498,0 GWh/semana en enero, y 523,0 GWh/semana en febrero. Con esto, el volumen útil disminuyó 2.501 GWh durante enero y 2.080 GWh durante febrero.

Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.



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

Se observa que, el precio de bolsa por encima de los 700 \$/kWh, ayudó en parte a disminuir la velocidad de descarga durante la primera mitad de diciembre, y que la pendiente se mantuvo, pese a que el precio de bolsa disminuyó durante la segunda mitad del mismo mes.

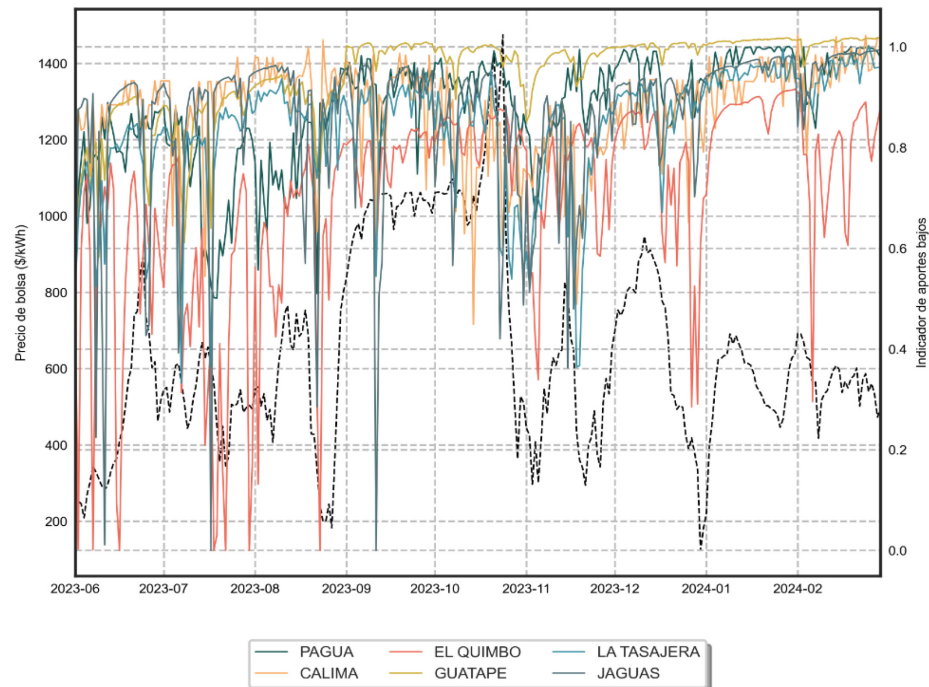
Con el aumento de aportes hídricos en la segunda mitad de diciembre unido a una disminución en la demanda, hizo que el precio de bolsa disminuyera de forma importante, pasando de su máximo en diciembre 11 a 946 \$/kWh a 181 \$/kWh en diciembre 31 de 2023. Durante enero y febrero, el precio de bolsa promedio tuvo menos volatilidad, con un promedio en enero de 558,9\$/kWh, y en febrero de 568,41 \$/kWh. Es de resaltar, que este comportamiento de precios y volumen útil, fue logrado con una participación importante de generación térmica.

Precio de Bolsa Vs Aportes (sistema):

La Figura 3-6 compara el indicador de aportes bajos de las plantas de alta regulación 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 histórico con ventana de tiempo de 15 días, y se acerca a 0 cuando hay aportes importantes comparado contra el mismo promedio histórico.

Durante el trimestre, varias plantas de alta regulación tuvieron este indicador bastante alto lo que permite verificar que las plantas tuvieron aportes significativamente bajos. Así mismo, se observó en el trimestre un aumento de la capacidad de generación solar, tanto en pruebas como en operación, que ayudó a atender los requerimientos de la demanda.

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

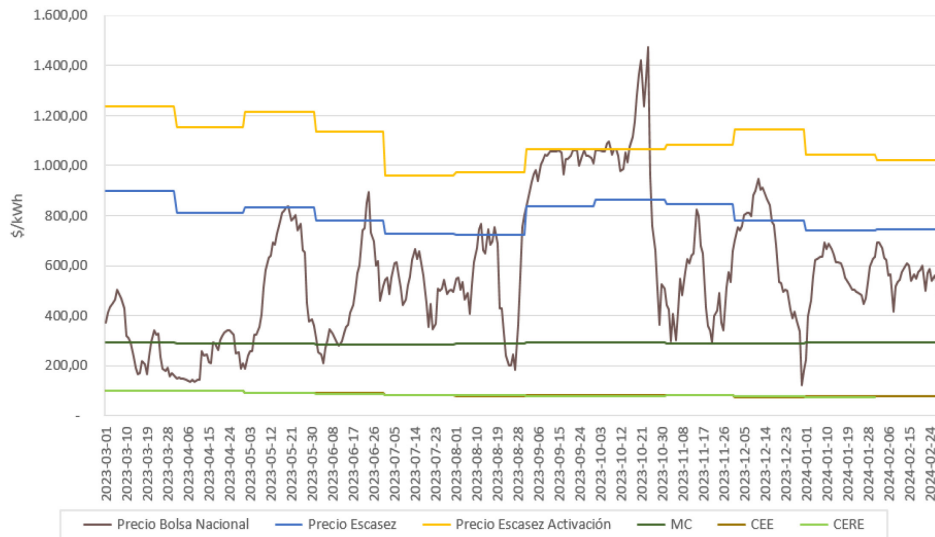


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Precios de referencia:

Durante el trimestre diciembre 2023 a febrero 2024, el precio promedio ponderado de contratos (MC) disminuyó en 0,08%, pasando de 292,18 \$/kWh en promedio trimestral para el trimestre septiembre – noviembre, a 291,94 \$/kWh durante el trimestre en análisis Figura 3-7. Por su parte el precio de bolsa tuvo un aumento por encima de 700,0 \$/kWh durante diciembre, y osciló entre 400 y 700 \$/kWh durante enero y febrero.

Figura 3-7 Precios representativos del mercado.



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

El Costo Equivalente Real de Energía (CERE) promedio se redujo en 3,9%, pasando en promedio trimestral de 79,3 \$/kWh a 76,2 \$/kWh. No obstante, durante el trimestre, el CERE aumentó de 76,3 \$/kWh en diciembre de 2023, a 77,1 \$/kWh en febrero de 2024.

Con relación al Precio de Escasez promedio (PE), se observó una disminución de 11,0% en relación al trimestre anterior. Para el trimestre anterior el promedio fue de 848,4 \$/kWh, mientras que para el trimestre diciembre de 2023 a febrero de 2024 fue de 754,8 \$/kWh. El Precio de Escasez de Activación (PEA) fue similar al trimestre anterior, 1.070,95 \$/kWh para el trimestre anterior y 1.069,5 \$/kWh para el trimestre diciembre a febrero.

En la Tabla 3-2 se presenta una comparación de los precios referencia del mercado.

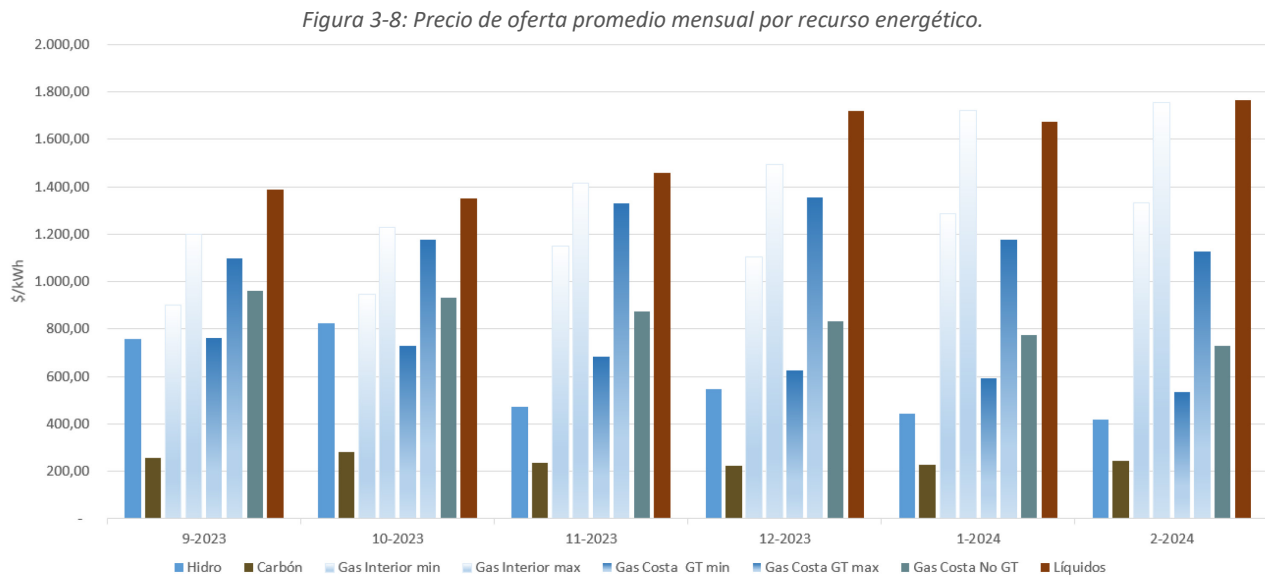
Tabla 3-2: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.

Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE	% PB mayor al CERE	% PB vs MC	% MC vs CERE
	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)			
sep-23	1.014,9	835,1	1.064,9	293,0	79,7	1.172,5%	246,4%	267,4%
oct-23	1.016,1	863,5	1.066,6	294,4	76,5	1.227,8%	245,1%	284,8%
nov-23	503,1	846,7	1.081,2	289,1	81,5	517,2%	74,1%	254,6%
dic-23	656,0	779,0	1.144,0	289,4	76,3	759,9%	126,7%	279,3%
ene-24	558,9	739,8	1.045,1	293,2	75,2	643,1%	90,6%	289,8%
feb-24	568,4	745,7	1.019,4	293,2	77,1	637,1%	93,9%	280,2%

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 y teniendo en cuenta que algunas plantas térmicas pueden ofertar diferentes configuraciones. En este caso, se han tomado las configuraciones más costosa y más económica con sus disponibilidades declaradas asociadas.



Se observa que, para las plantas hidro el precio promedio ofertado disminuyó de diciembre a febrero, ubicándose en promedio, cerca de 550 \$/kWh en diciembre y cerca de 400 \$/kWh durante el mes de febrero. Las centrales de generación que usan este recurso, también han disminuido su precio en relación a septiembre y octubre de 2023.

En cuanto a las plantas a carbón, los precios de oferta estuvieron relativamente estables, y disminuyeron frente a los presentados el trimestre anterior. Esta disminución, se debe principalmente a la disminución del precio del carbón. Finalmente, se observa un aumento en febrero al compararlo contra enero de 2024, finalizando el trimestre, con un valor promedio de 244 \$/kWh.

Algunas plantas a gas natural del Interior deben presentar ofertas por configuración, y dado que existen configuraciones más y menos eficientes, y su despacho se realiza mediante la optimización de menor costo realizada por el operador XM, se presentan los promedios de las configuraciones más costosas y más económicas de los agentes. Para las plantas de generación a gas natural del interior, se observa un aumento en sus precios ofertados durante el trimestre; las configuraciones con precios de oferta más económicas, se tiene que los precios ofertados aumentaron en promedio de 1.103 \$/kWh a 1.333 \$/kWh. Para las configuraciones más costosas, este promedio fue de 1.495 \$/kWh en diciembre, pasando a 1.754 \$/kWh en febrero.

Por su parte, para las plantas del grupo térmico (Flores, Tebsa y Termocandelaria), sus ofertas de configuraciones más costosas (funcionando en ciclo simple) se encontraron en 1.356,1 \$/kWh en promedio durante diciembre, disminuyendo a 1.128,7 \$/kWh en febrero. En cuanto a sus configuraciones más económicas, que se dan cuando usan sus turbinas en ciclo combinado y a la mayor eficiencia posible, se obtuvieron precios promedio de 625,6 \$/kWh durante diciembre, disminuyendo a 533,5 \$/kWh en febrero.

Las plantas de la costa diferentes al grupo térmico han tenido una disminución gradual durante el trimestre con un precio promedio de 830,9 \$/kWh en diciembre a 729,0 \$/kWh en febrero. También han disminuido frente al trimestre anterior.

Finalmente, las plantas de generación que usan combustibles líquidos han aumentado sus precios de oferta en relación al trimestre anterior, cuando se tenían precios de oferta promedio inferiores a 1.500 \$/kWh, frente al trimestre actual, en que se encuentran precios promedio superiores a 1.672 \$/kWh.

La Tabla 3-3 presenta los precios promedio de las ofertas diarias para el mercado Spot del Mercado de Energía Mayorista por tipo de recurso energético.

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

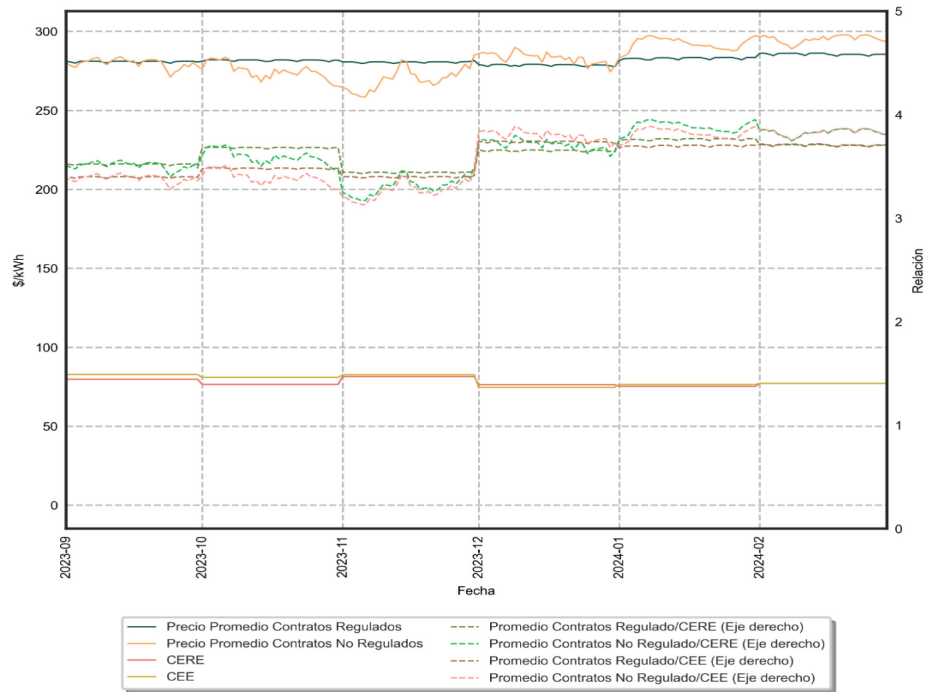
Mes	Hidro	Carbón	Gas Interior min	Gas Interior max	Gas Costa GT min	Gas Costa GT max	Gas Costa No GT	Líquidos
Sep. 23	756,3	257,1	900,5	1.199,2	763,5	1096,4	963,1	1.388,4
Oct. 23	826,1	279,9	947,8	1.229,3	730,2	1177,3	932,1	1.350,5
Nov. 23	472,2	234,4	1.150,3	1.416,5	684,2	1328,5	875,9	1.457,7
Dic. 23	547,0	222,5	1.103,5	1.495,3	625,6	1356,1	830,9	1.719,4
Ene. 24	442,2	229,6	1.286,4	1.722,9	593,1	1176,5	772,7	1.672,3
Feb. 24	416,3	244,9	1.333,1	1.754,9	533,5	1128,7	729,4	1.763,6

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. 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.

Durante el trimestre, el precio de contratos No Regulados fue superior al precio de contratos Regulados, rompiendo la tendencia usual de los meses anteriores. Para diciembre, el precio promedio de los contratos no regulados, fue 4,5 \$/kWh superior a los regulados, para enero esta diferencia fue de 9,2 \$/kWh y para febrero, fue de 9,6 \$/kWh.

El precio promedio de los contratos Regulados se ubicó entre 278,6 \$/kWh y 285,6 \$/kWh, y el precio de contratos No Regulados estuvo en promedio entre 283,1 y 295,2 \$/kWh. La Tabla 3-4 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

Tabla 3-4: Precio promedio de contratos vs. CERE.

Mes	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos Regulado/CERE	Promedio Contratos No Regulado/CERE
Sep. 23	279,8	280,8	79,8	82,7	3,5	3,5
Oct. 23	274,8	281,6	76,5	80,9	3,7	3,6
Nov. 23	269,7	280,5	81,51	82,6	3,4	3,3
Dic. 23	283,1	278,6	76,3	74,5	3,6	3,7
Ene. 24	292,1	282,9	75,2	76,5	3,8	3,9
Feb. 24	295,2	285,6	77,1	77,0	3,7	3,8

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

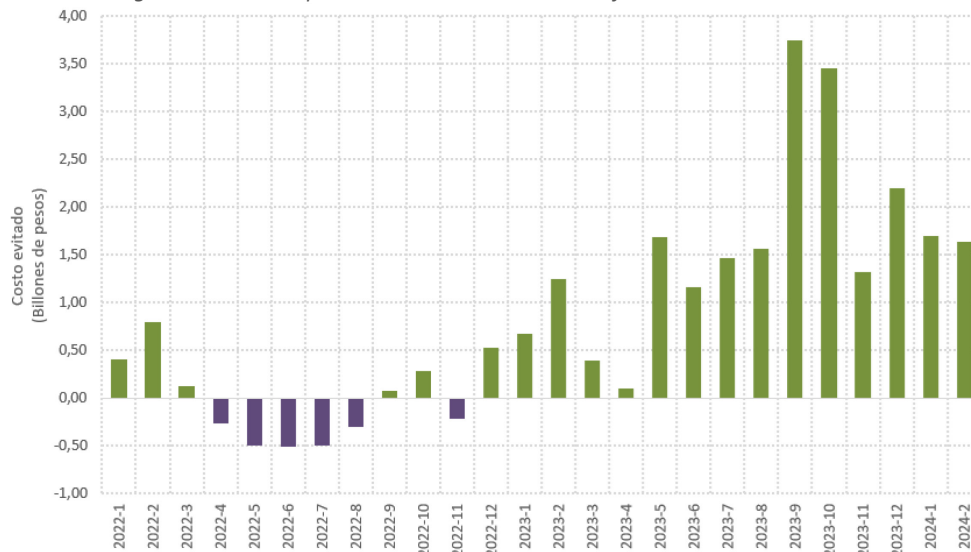
Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado Regulado:

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).

El costo evitado para el trimestre diciembre de 2023 a febrero de 2024 fue cercano a los 5,53 Billones de pesos, lo cual es menor que el trimestre anterior, dados los precios de bolsa registrados durante septiembre y octubre. Para diciembre, el costo evitado fue de 2,2 Billones de pesos, para enero, fue de 1,7 Billones y para febrero fue de 1,64 Billones. El costo evitado agregado para el año 2023 fue cercano a los 19 Billones de pesos.

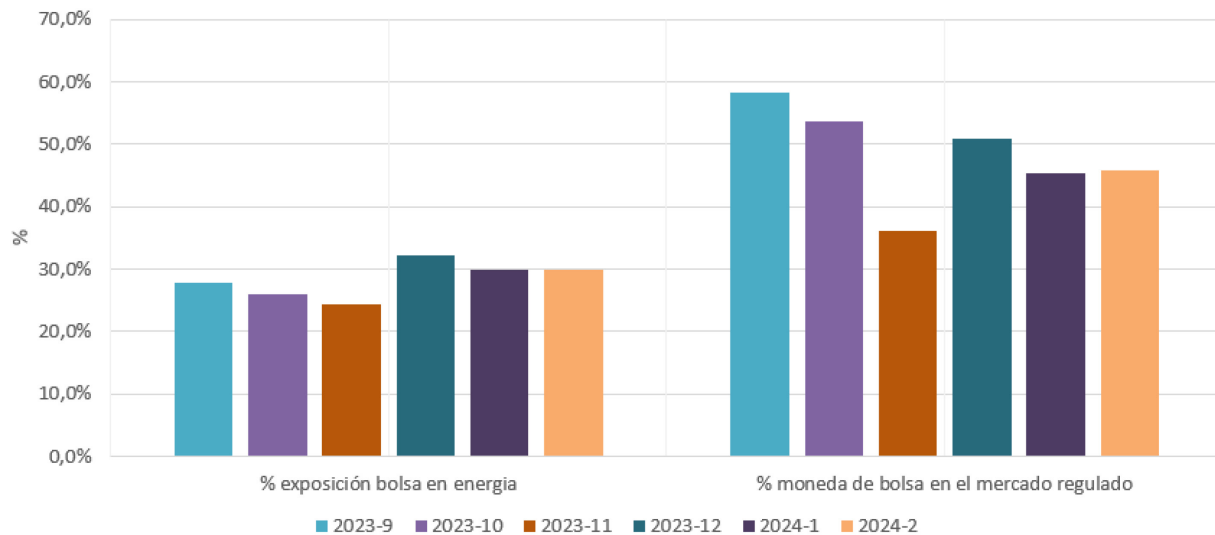
Figura 3-10: Desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa.



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

Para el mes de diciembre el porcentaje de energía expuesta en bolsa fue 32,2%, en enero fue 29,8% y en febrero 29,9%. Esto impactó en el mercado regulado, y, para diciembre, el promedio del dinero correspondiente a la energía tranzada en bolsa fue 50,9% del mercado regulado, para enero, este porcentaje fue de 45,3%, y para febrero, fue de 45,8%. (ver Figura 3-11).

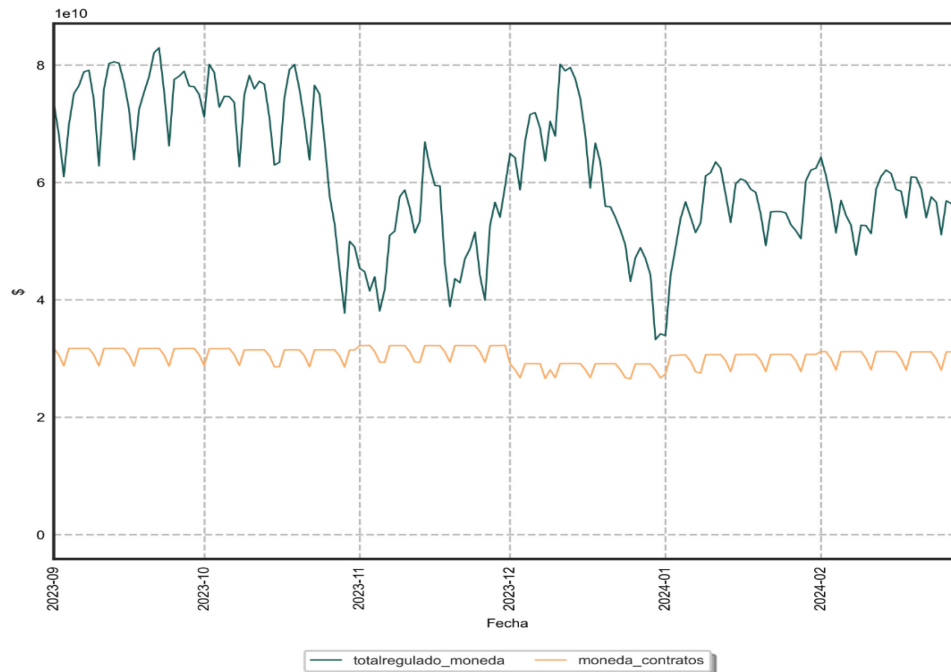
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.



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

En cuanto al tamaño del mercado regulado, en promedio diario, fue en diciembre 60.710,3 millones de pesos (32.321,50 en bolsa y 28.388,82 en contratos), en enero de 2024 fue de 55.375,45 millones de pesos (25.434,35 en bolsa – 29.941,11 en contratos), y en el mes de febrero fue de 56.558,38 millones de pesos (26.011 en bolsa – 30.547,05 en contratos) (ver Figura 3-12).

Figura 3-12: Exposición en bolsa (en energía) vs. Participación de la bolsa en el mercado (en pesos).



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

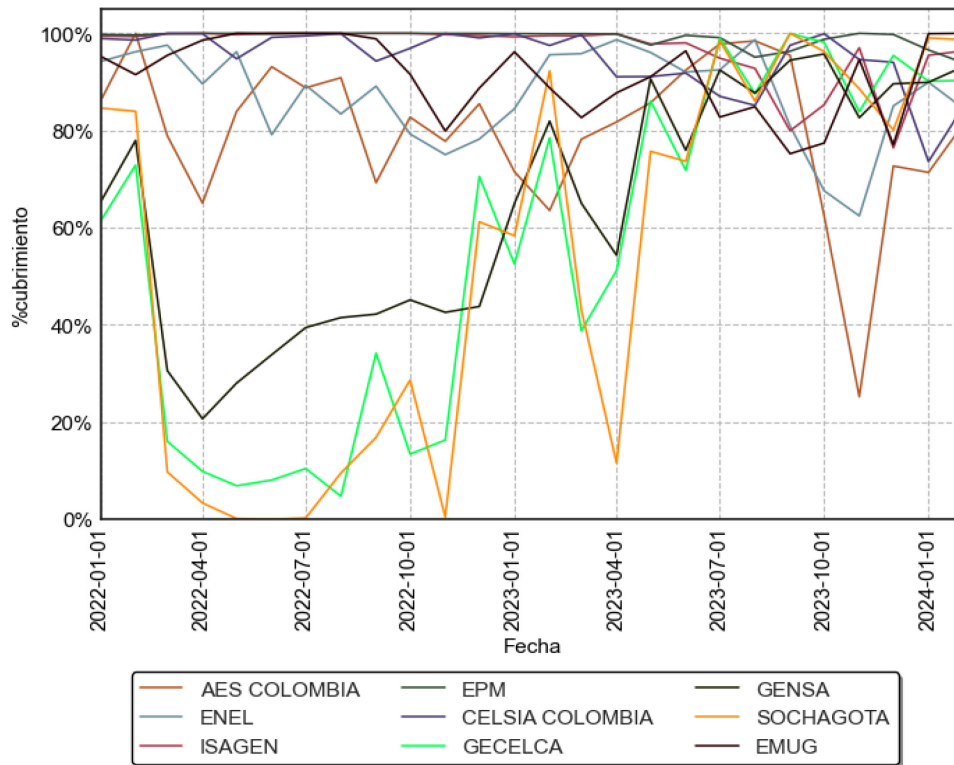
CB: Compras de energía en bolsa

GI: Generación ideal del agente.

En la Figura 3-13, se observa la evolución de este indicador para los agentes generadores más representativos desde enero de 2022, lo que permite comparar posibles cambios de comportamiento frente al fenómeno de El Niño. Los agentes generadores térmicos que tienen plantas a carbón (Gecelca, Gensa y Sochagota), tuvieron un porcentaje de cubrimiento promedio superior a 90% durante el trimestre. Lo mismo sucedió con los agentes hidro EPM y Urrá.

El agente AES Colombia tuvo en promedio un porcentaje de cubrimiento de 75,1%, siendo el agente con el indicador más bajo durante el trimestre. Celsia Colombia fue el segundo con porcentaje más bajo, con 84% en promedio, Enel con 86,5% e Isagén con 89,43%.

Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.



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

Durante el mes de enero de 2024, AES Colombia y Celsia tuvieron el indicador más bajo, con 71,4% y 73,6% respectivamente. Los agentes Urrá y Sochagota lograron llevar el indicador muy cerca de 100% durante enero y febrero de 2024.

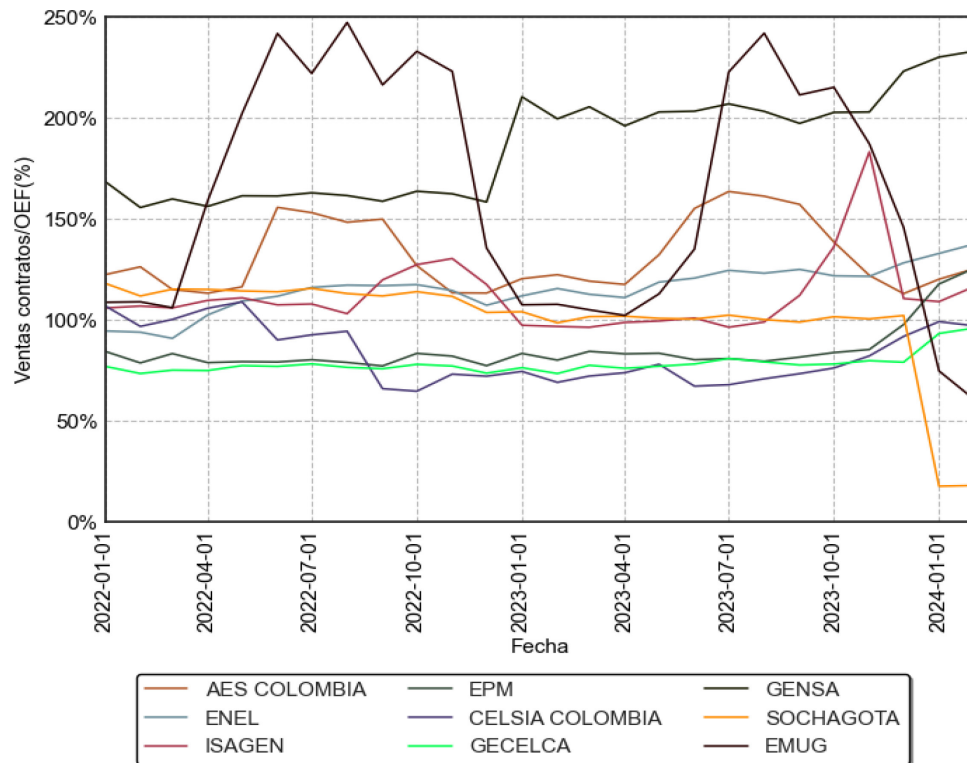
3.2.2. Ventas en contratos vs Obligaciones de Energía Firme

El indicador de ventas en contratos sobre Obligaciones de Energía Firme, permite analizar hasta qué grado los agentes usan el mecanismo de contratos para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones de energía, independiente del precio de bolsa. Un valor de 100% indica que las ventas en contratos son iguales a las Obligaciones de Energía Firme.

En la Figura 3-14 se observa que el agente con menores ventas en relación a sus Obligaciones de Energía Firme (OEF), fue Sochagota, con un promedio trimestral de ventas en contratos 55% inferior a sus OEF, esto, debido a que para Sochagota sus ventas fueron el 17% de sus OEF para los meses de enero y febrero, mientras que, para enero, fueron muy cercanas a sus OEF.

En contraste, el agente que tuvo el indicador más alto fue Gensa, el cual tuvo más del doble de ventas en contratos contra sus OEF. Otros agentes con ventas en contratos superiores a sus OEF fueron Enel, EPM, AES Colombia e Isagen.

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

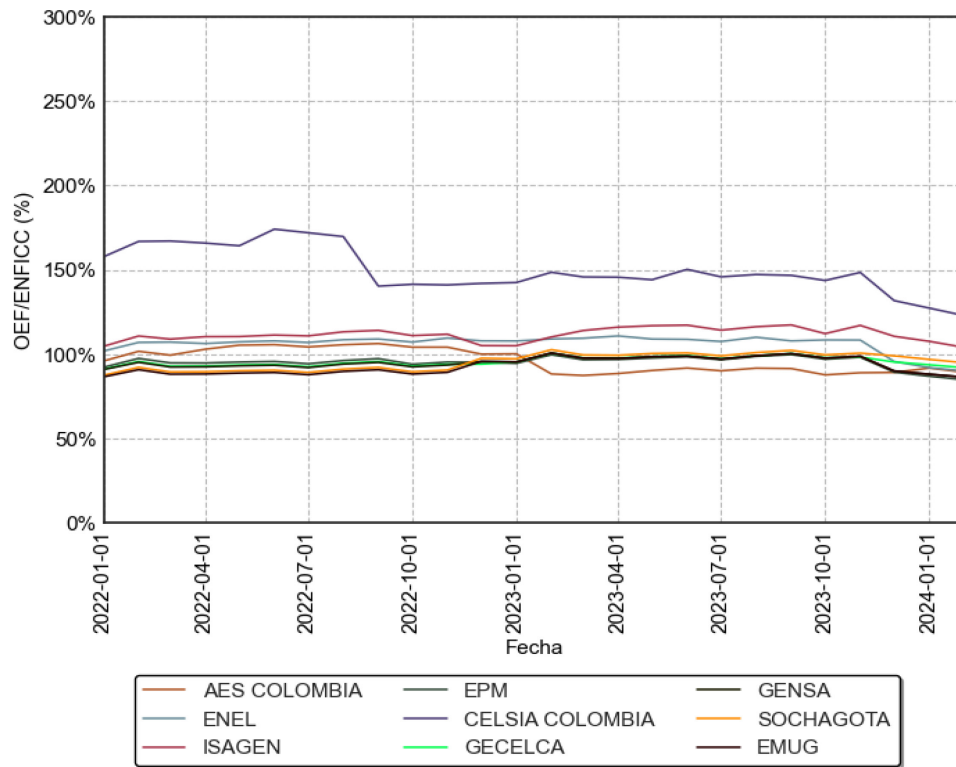


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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. Se observa que, durante el trimestre, los agentes disminuyeron en general esta relación, quedando inferior al 100%. No obstante, los agentes Isagén y Celsia Colombia, tuvieron este indicador por encima de 100%. Celsia, tuvo este indicador por encima de 122%, lo que indica que sus obligaciones de energía en Firme, son un 22% superiores en relación con su ENFICC verificada. Por su parte, Isagén, tuvo sus OEF por encima de su ENFICC, en al menos 3,91% en febrero de 2024.

Figura 3-15: OEF/ENFICC



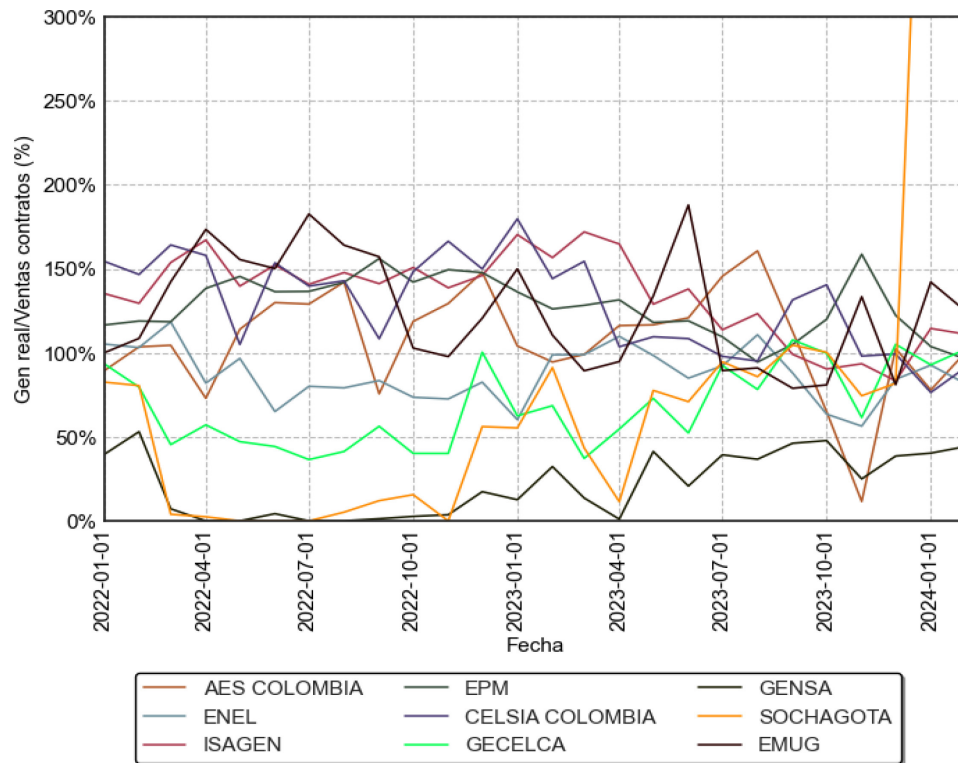
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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.

El agente Urrá, tuvo una generación real superior a sus ventas en contratos en cerca de 15,9% en promedio, e Isagén tuvo su generación 2,9% por encima de sus ventas en contratos. Otros agentes tuvieron este indicador cercano a 100% (generación similar a ventas en contratos), y el agente Gensa, tuvo una generación cercana al 41% de sus ventas en contratos (ver Figura 3-16). Así mismo, se encuentra que el agente Sochagota, tuvo este indicador por encima de 300% para los meses de enero y febrero, debió a la disminución de sus ventas en contratos para estos dos meses.

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



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

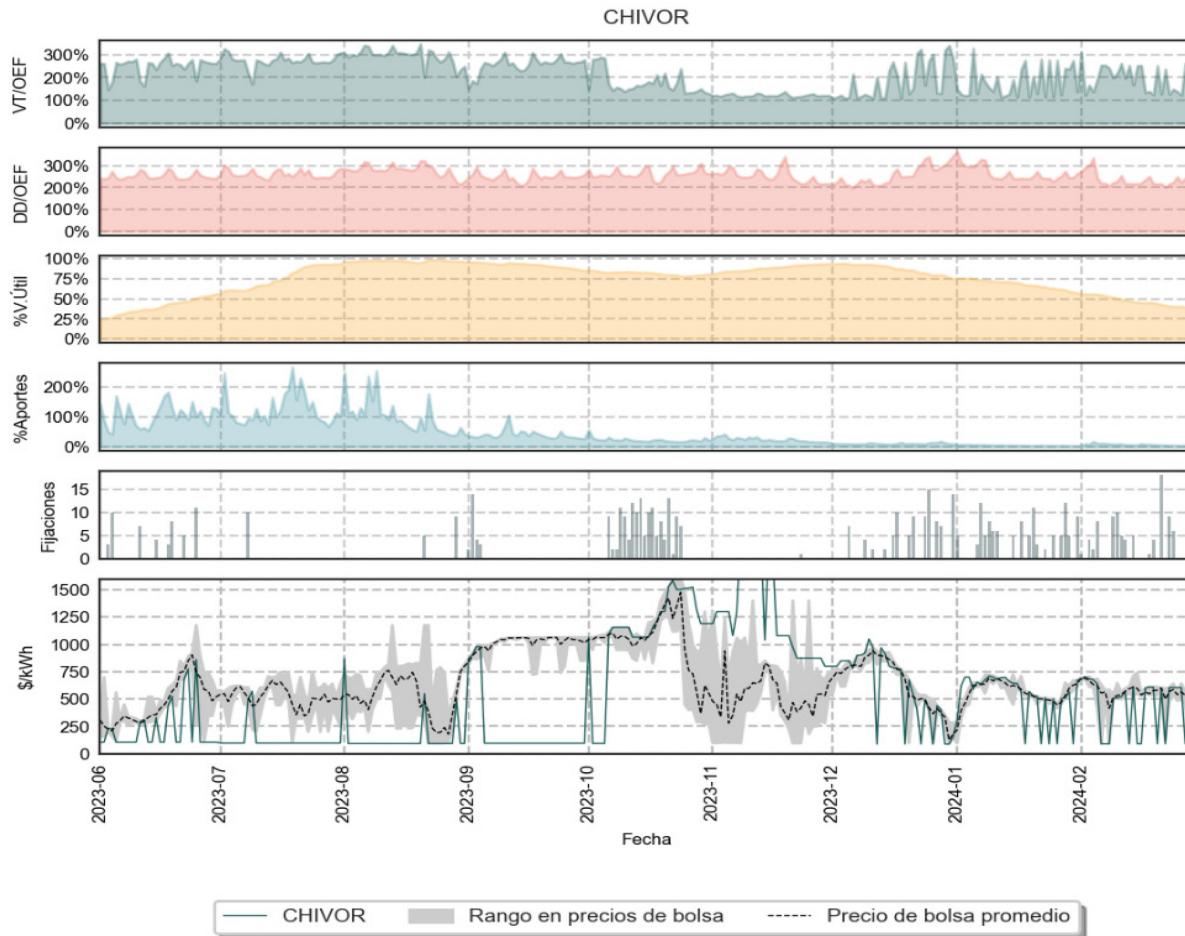
3.2.5. Comparación de variables por agente

Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los agentes AES Colombia, Celsia, Enel, EPM e Isagen, así como para agentes que cuentan con recursos de generación térmicos.

AES Colombia:

Las ventas totales de energía de AES Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P. fueron en promedio, 88,1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado (ver Figura 3-17).

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



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 153,6% superior a sus Obligaciones de Energía Firme del trimestre.

El volumen útil de los embalses del agente registro promedios de 87,7% en diciembre, 68,7% en enero y 47,3% durante febrero.

Durante el trimestre, los aportes hídricos que recibió el agente fueron en promedio 10,9% de su percentil 95, para diciembre, 5,2% durante enero, y 7,5% durante noviembre.

Se observa que durante el trimestre diciembre a febrero, que, dado que los aportes fueron bajos, por lo que utilizó en gran medida, su volumen útil existente para su generación. Por lo mismo, los precios se encontraron muy cerca de los precios de bolsa diarios, alrededor de 500 \$/kWh.

En la Tabla 3-5 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre.

Tabla 3-5: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.

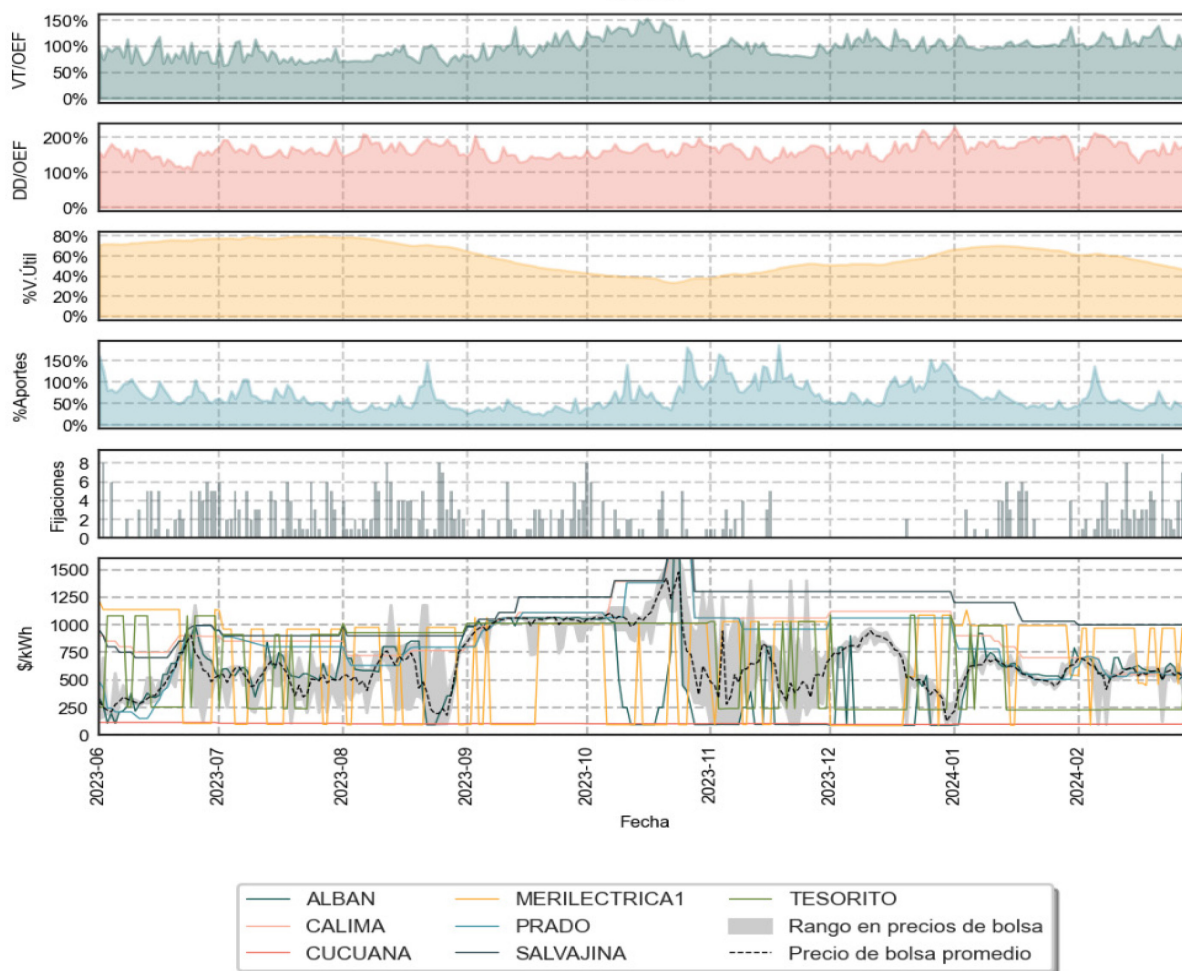
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	515,2	601,1	279,7	87,3	1.050,1

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

Celsia:

Para Celsia Colombia S.A. E.S.P., las ventas totales de energía fueron 7,1% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo. Por su parte, la energía equivalente a su disponibilidad declarada diaria fue 76,3% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-18).

Figura 3-18: Comparación de variables: Celsia.
CELSIA



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

Durante el trimestre, el volumen útil registró valores promedio de 55,5% en promedio para diciembre, 67,8% en enero, y para agosto tuvieron un promedio de 55,7%. Respecto a los aportes se registraron valores promedio de 85,2% para diciembre, 59,1% para enero y 56,0% para el mes de febrero.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 3-6. Durante el trimestre diciembre 2023 a febrero 2024, la planta hidráulica más costosa fue Salvajina, con un promedio de 1.142,7 \$/kWh, y la de menos precio fue Cucuana con un promedio de 96,9 \$/kWh.

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

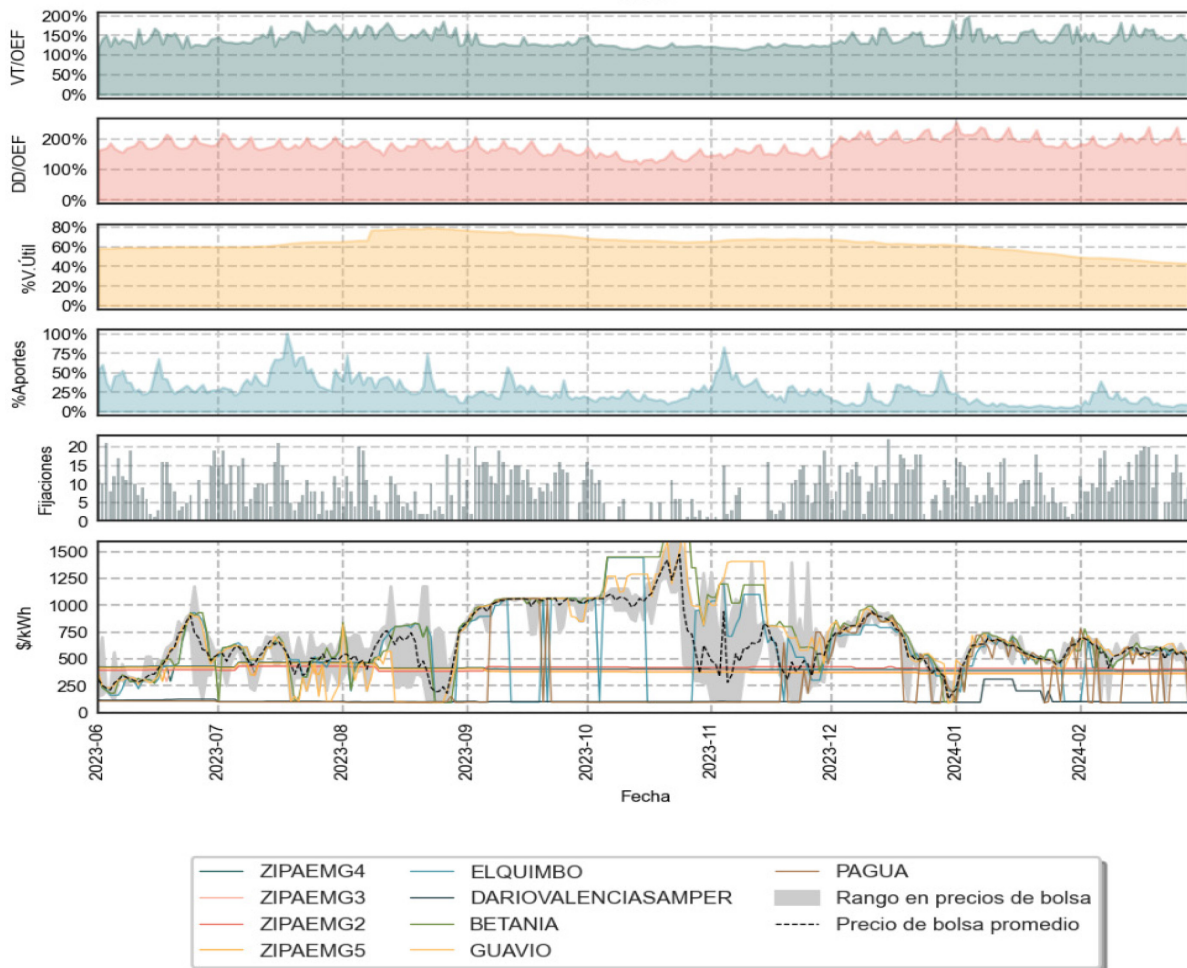
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Alban	459,6	549,0	261,6	87,3	920,0
Calima	835,6	800,0	230,9	515,0	1.120,0
Cucuana	96,9	97,5	1,2	95,3	99,1
Merilectrica 1	708,2	968,4	398,2	86,2	1.130,6
Prado	763,6	699,0	230,5	500,0	1.060,0
Salvajina	1.142,7	1.200,0	133,2	999,0	1.300,0
El Tesorito	351,1	230,4	286,4	227,5	1.086,8

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

Enel:

Para el agente Enel Colombia S.A. E.S.P., las ventas totales de energía del trimestre fueron en promedio 46,7% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-19), es decir que, el agente adicional a los ingresos por OEFs, también tuvo ingresos por ventas en contratos tanto bilaterales como de respaldo y ventas en bolsa.

Figura 3-19: Comparación de variables: Enel.
ENEL



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

Para este agente, la energía equivalente a su disponibilidad declarada diaria, fue en promedio 95,5% 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 63,9% en noviembre, 56,2% en diciembre y 46,3% en febrero. En cuanto a los aportes para el agente, estuvieron en promedio en 21,2% durante el mes de diciembre frente a su percentil 95 histórico, 9,2% en enero y 14,6% en noviembre.

La Tabla 3-7 presenta los estadísticos de precios para este agente.

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

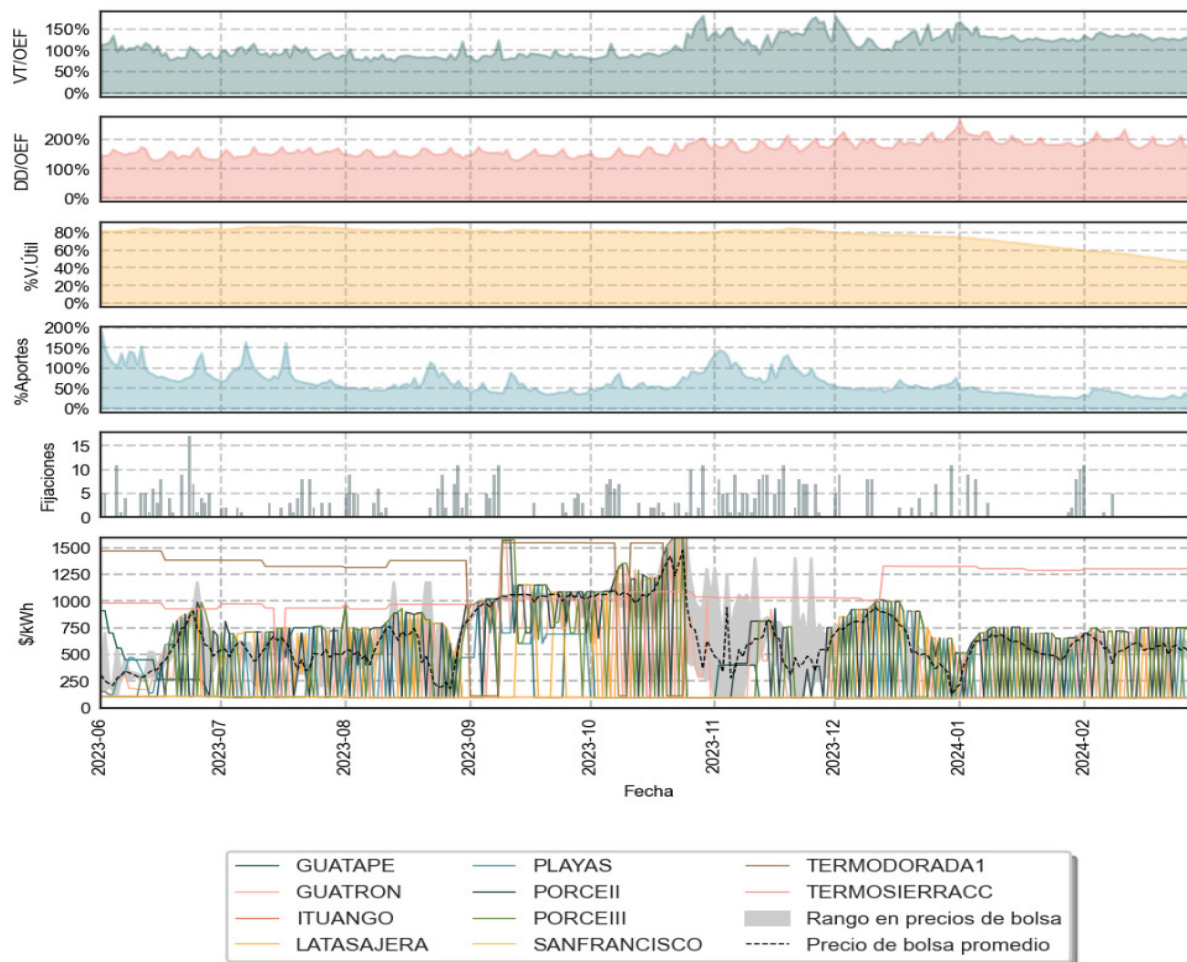
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	610,7	590,0	185,1	97,7	990,0
Cartagena 1	124,5	99,0	65,4	89,3	310,0
Cartagena 2	544,7	551,0	177,4	100,0	815,0
Cartagena 3	608,9	585,0	155,5	87,3	970,0
Dario Valencia Samper	470,4	535,0	274,1	87,3	925,0
El Quimbo	126,7	99,5	67,9	91,2	320,0
Guavio	410,8	411,0	6,3	400,0	427,0
Pagua	372,6	370,0	4,1	370,0	380,0
Zipa 2	392,1	390,0	5,1	386,0	401,0
Zipa 3	362,1	360,0	4,4	358,0	370,0
Zipa 4	610,7	590,0	185,1	97,7	990,0
Zipa 5	124,5	99,0	65,4	89,3	310,0

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

EPM:

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., fueron en promedio 31,15% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 3-20).

Figura 3-20: Comparación de variables: EPM.
EPM



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

Por su parte, la energía equivalente a su disponibilidad declarada diaria fue en promedio 96,5% mayor a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil, EPM. tuvo un promedio de 77,6% durante el mes de diciembre, mientras que para el mes de enero el promedio fue de 68,0% y durante febrero fue de 53,5%. Al revisar los aportes, los mismos fueron de 54,0% para el mes de diciembre, 37,0% para enero, y 33,6% para el mes de febrero, en relación al percentil 95 histórico.

La figura presenta para la planta de ciclo combinado, la evolución de precios de su configuración más económica.

La Tabla 3-8 presenta los estadísticos por planta durante el periodo. Para la planta Termosierra de ciclo combinado, se presentan los estadísticos para su configuraciones más costosa y más económica respectivamente. La planta hidro del portafolio de EPM con promedio de precios ofertados más alto fue Porce II, seguida de Porce III. Es de resaltar que, estas plantas tuvieron alta volatilidad, dada su baja regulación.

Termosierra tuvo precios de oferta con promedio de 1.270 \$/kWh para su configuración más económica, y 2.215 \$/kWh para su configuración más costosa.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Guatape	88,8	89,3	1,08	87,3	89,8
Guatron	432,2	510,0	338,8	91,2	1.001,0
Ituango	91,3	91,2	0,9	89,8	92,6
La Tasajera	423,9	100,5	357,1	87,3	1.007,0
Playas	233,8	92,6	285,2	91,2	1.007,0
Porce II	534,8	699,0	330,0	87,3	1.010,0
Porce III	483,5	650,0	339,6	87,3	998,0
San Francisco	91,9	92,1	0,6	91,2	92,6
Termodorada 1	2.632,5	2.730,4	315,8	1.682,2	2.798,6
Termosierra CC (config. 1 ¹⁰)	1.270,0	1.303,9	99,2	1.005,0	1.327,5
Termosierra CC (config. 2 ¹¹)	2.215,7	2.193,6	60,6	2.111,4	2.288,1

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

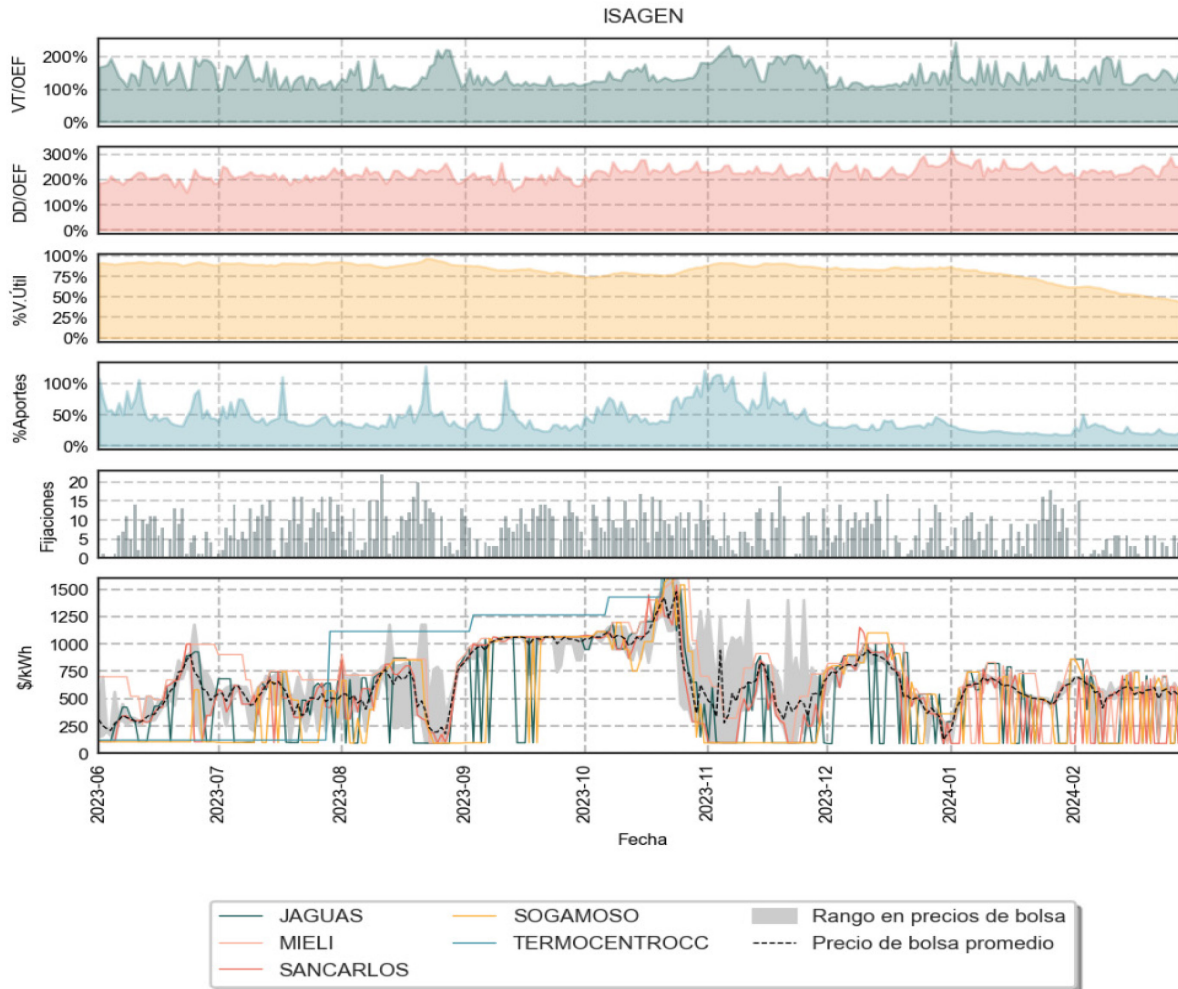
Isagen:

Las ventas totales de energía de Isagen S.A. E.S.P. fueron en promedio 36,9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-21), lo cual indica que el agente además del cargo tiene ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa.

¹⁰ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹¹ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

Figura 3-21: Comparación de variables: Isagen.



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

Así mismo, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio 140,7% superior a las Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En cuanto al volumen útil, el valor promedio para el mes de diciembre fue de 84,6%, para enero, el mismo fue de 75,2% y para febrero fue de 53,7%. Asimismo, los aportes para Isagen, respecto a su percentil 95 máximo histórico, fueron en promedio 33,0% durante el mes de diciembre, 22,2% en enero, y 25,2% en el mes de febrero.

Se observa que las plantas San Carlos, Sogamoso y Miel tuvieron una volatilidad importante durante el trimestre, ligada a los bajos aportes del trimestre, especialmente, en enero y febrero, mientras que su disponibilidad declarada se mantuvo cerca de 200% sobre sus OEF. Esto muestra que el agente usa el precio para su gestión de las descargas de sus embalses.

Para la planta de ciclo combinado del agente, la figura presenta los precios ofertados en su configuración más económica.

La Tabla 3-9 presenta los estadísticos básicos en cuanto a los precios para cada una de los recursos de generación del agente en el mercado de energía mayorista. Para la planta de generación Termocentro se presentan los precios de sus configuraciones más económica y más costosa.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Jaguas	498,3	548,5	324,3	87,3	1.005,4
Miel I	597,5	625,0	295,1	87,3	1.005,5
San Carlos	492,1	557,0	297,6	87,3	1.150,0
Sogamoso	88,7	89,3	1,1	87,3	89,8
Termocentro CC (config. 1 ¹²)	498,1	540,0	333,8	87,3	1.101,0
Termocentro CC (config. 2 ¹³)	1.870,5	1.934,4	110,6	1.681,4	1.934,4

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 12,2% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 3-22).

Por su parte, la energía equivalente a la disponibilidad diaria declarada, fue en promedio un 26,7% superior a sus Obligaciones de Energía Firme.

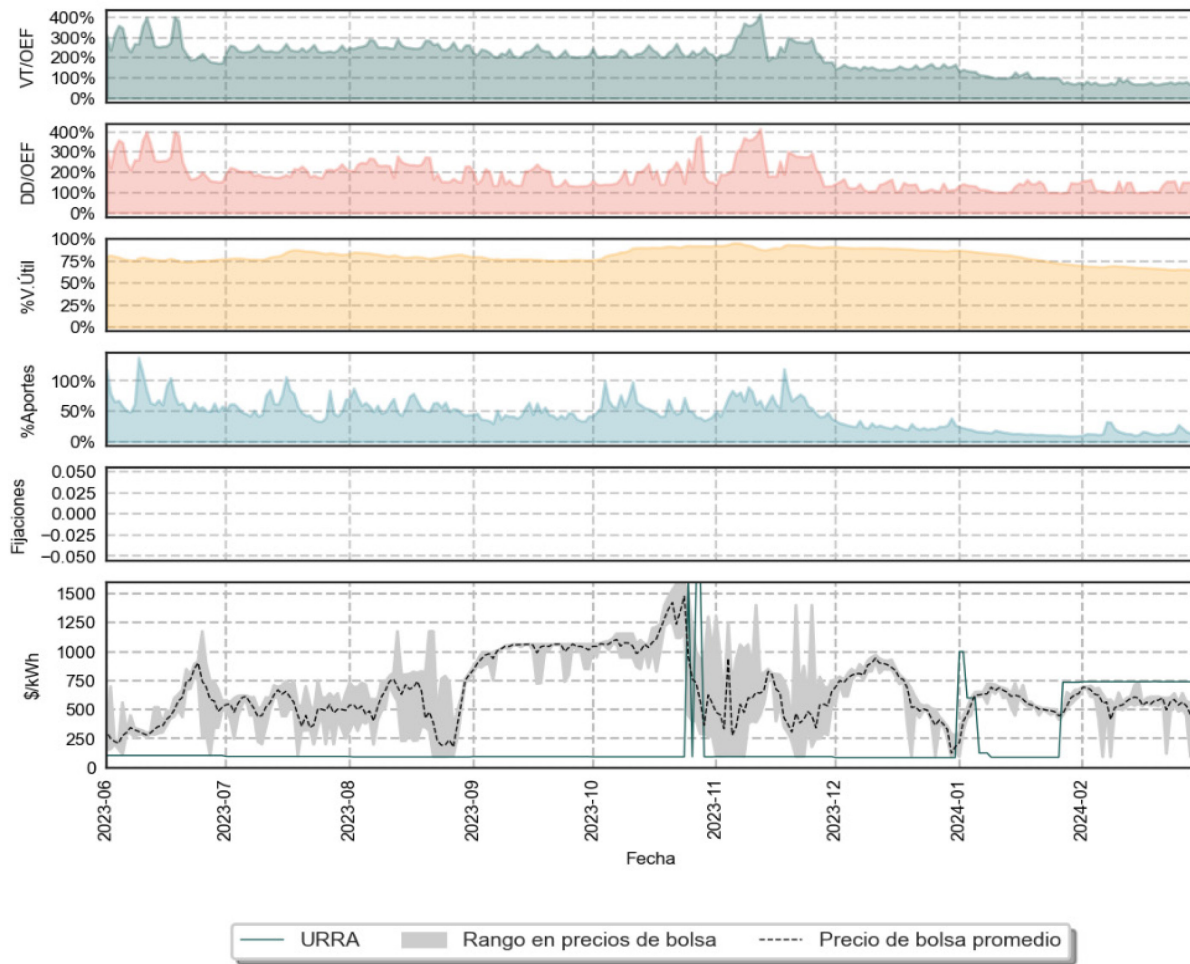
En relación al volumen útil, EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P tuvo un promedio de 88.91% durante diciembre, pasando a 79,2% en promedio durante enero, y 67,5% en promedio durante febrero.

Por otro lado, los aportes del agente, fueron 25,8% para el mes de diciembre, 14,2% para enero, y 15,8% para el mes de febrero.

¹² Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹³ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

Figura 3-22: Comparación de variables: Urrá.
URRA



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

La Tabla 3-10 presenta los estadísticos de precios para este agente.

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

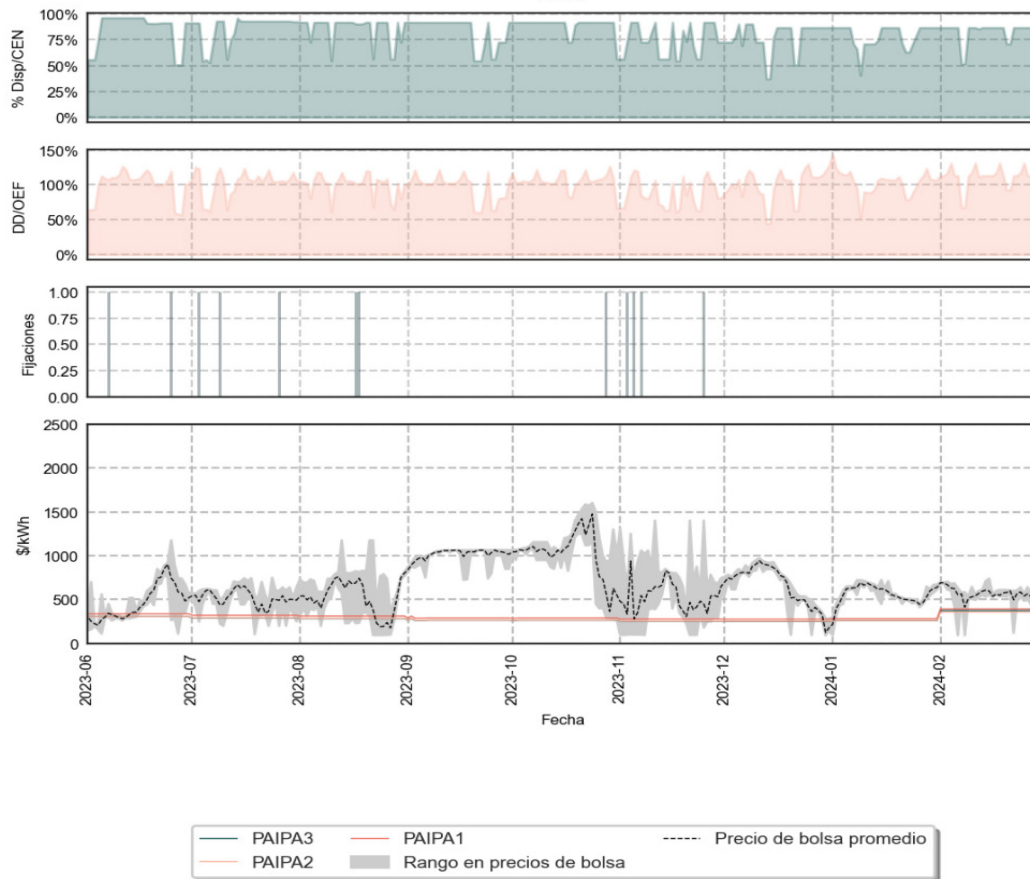
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Urrá	369,7	90,0	327,6	87,4	1.000,0

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

Gensa:

El agente Gensa tuvo en general una disponibilidad real cercana al 85% de su capacidad efectiva neta durante el trimestre (ver Figura 3-23). Así mismo, la disponibilidad declarada fue en general, similar a las Obligaciones de Energía en Firme del agente.

Figura 3-23 Comparación de variables Gensa
HIMG



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

La Tabla 3-11 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente, observándose que las plantas presentaron precios que oscilaron entre 251,0 \$/kWh y 317,0 \$/kWh, lo cual le permitió estar en mérito durante gran parte del periodo diciembre 2023 – febrero de 2024.

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

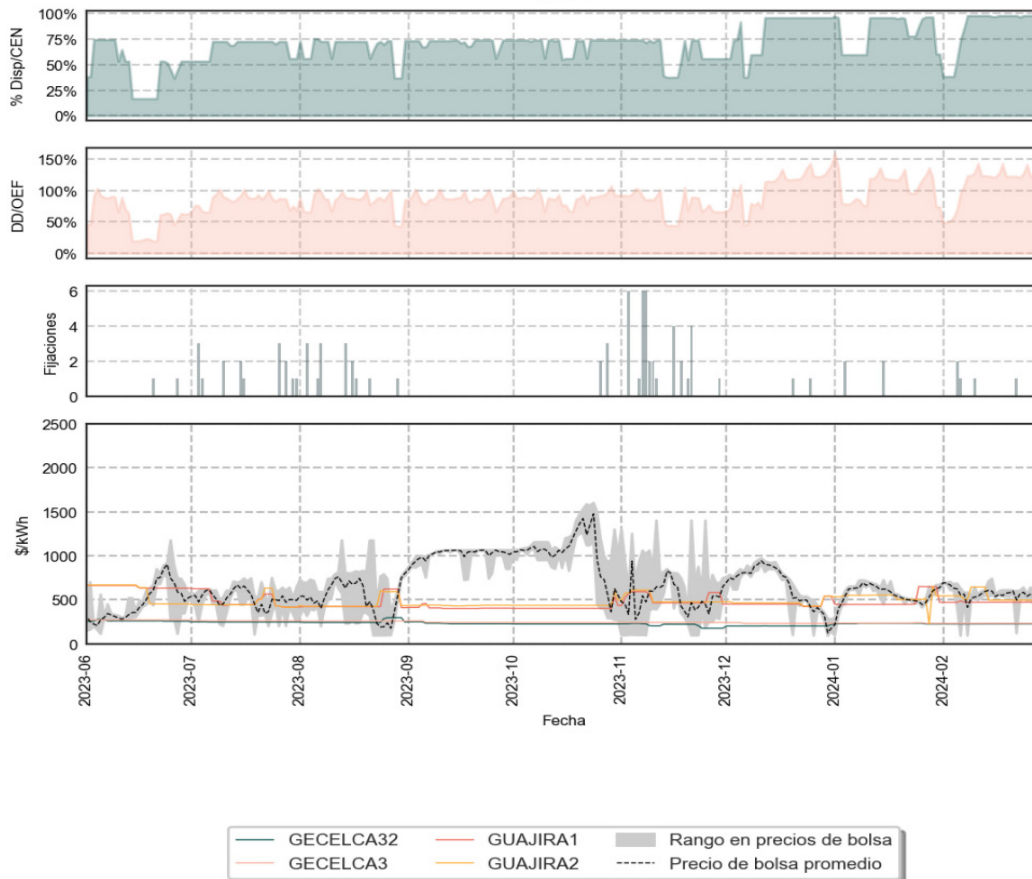
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa1	316,5	283,8	53,4	276,6	394,1
Paipa2	288,7	260,1	47,4	252,9	357,5
Paipa3	293,4	258,9	55,9	251,8	374,6

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

Gecelca:

Durante el trimestre, el agente Gecelca aumentó su disponibilidad a cerca del 100% de su capacidad efectiva neta (ver Figura 3-24). Al comparar la disponibilidad declarada contra las OEF, se observa que la misma aumentó en relación a los trimestres anteriores, y superó sus OEF durante el periodo. Esto obedeció a la entrada en operación de su unidad Gecelca3 se encontraba en reparación mayor en fábrica, iniciando su generación nuevamente en forma sostenida, desde el 15 de diciembre de 2023.

Figura 3-24 Comparación de variables Gecelca
GECG



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

La Tabla 3-12 presenta los estadísticos de los precios de oferta presentados por Gecelca. Se observa que sus plantas con generación Gecelca 3 y Gecelca 32, presenta precios de oferta entre en un rango entre 204,0 \$/kWh y 241,0 \$/kWh. Por su parte las plantas con generación dual Gas-Carbón (Termoguajira), presentaron precios más altos, oscilando entre 226,0 \$/kWh y 655,0 \$/kWh.

Tabla 3-12 Estadísticos básicos Gecelca

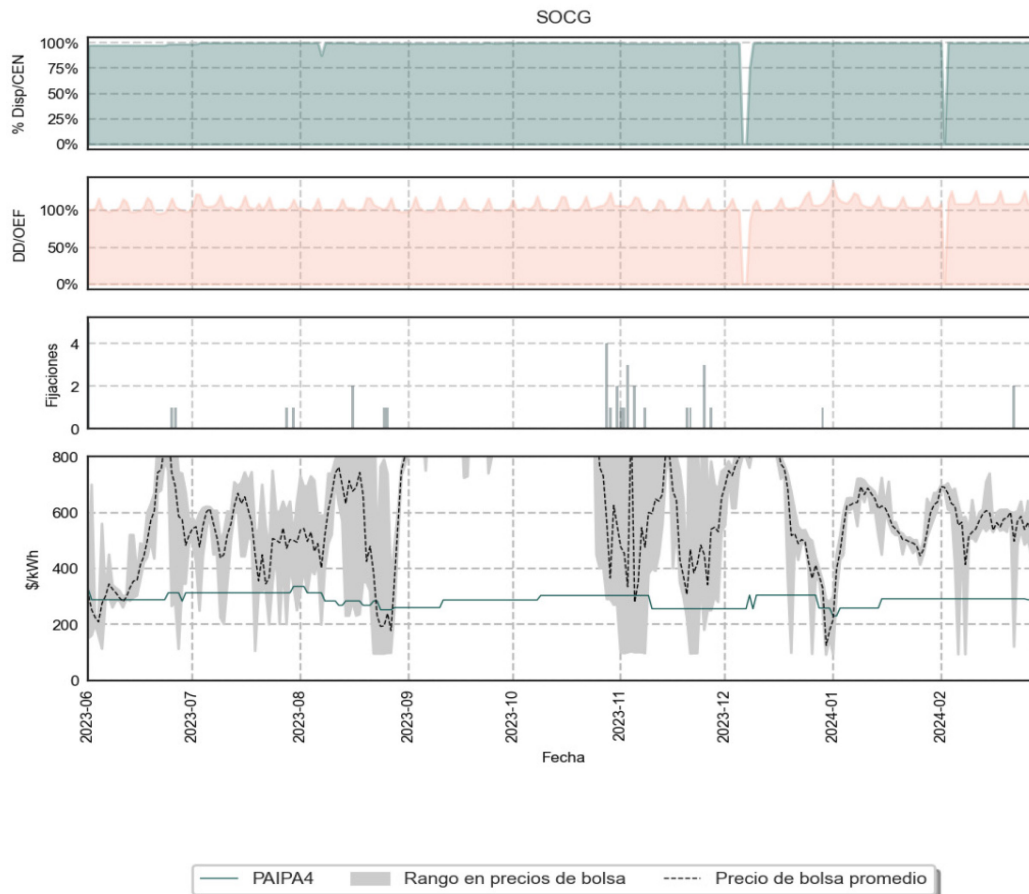
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Gecelca3	234,2	232,8	2,7	229,5	240,8
Gecelca32	221,1	226,8	12,2	204,2	235,3
Guajira1	473,8	451,1	55,3	422,8	655,4
Guajira2	508,8	502,4	59,9	226,2	654,5

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

Sochagota:

El agente Sochagota tuvo una disponibilidad real igual a su capacidad efectiva neta durante el trimestre (ver Figura 3-25). Esto también se vio reflejado en la disponibilidad declarada contra sus OEF, las cuales también estuvieron cerca de 100%.

Figura 3-25 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 230,0 \$/kWh y 305,0 \$/kWh (Tabla 3-13).

Tabla 3-13 Estadísticos básicos Sochagota

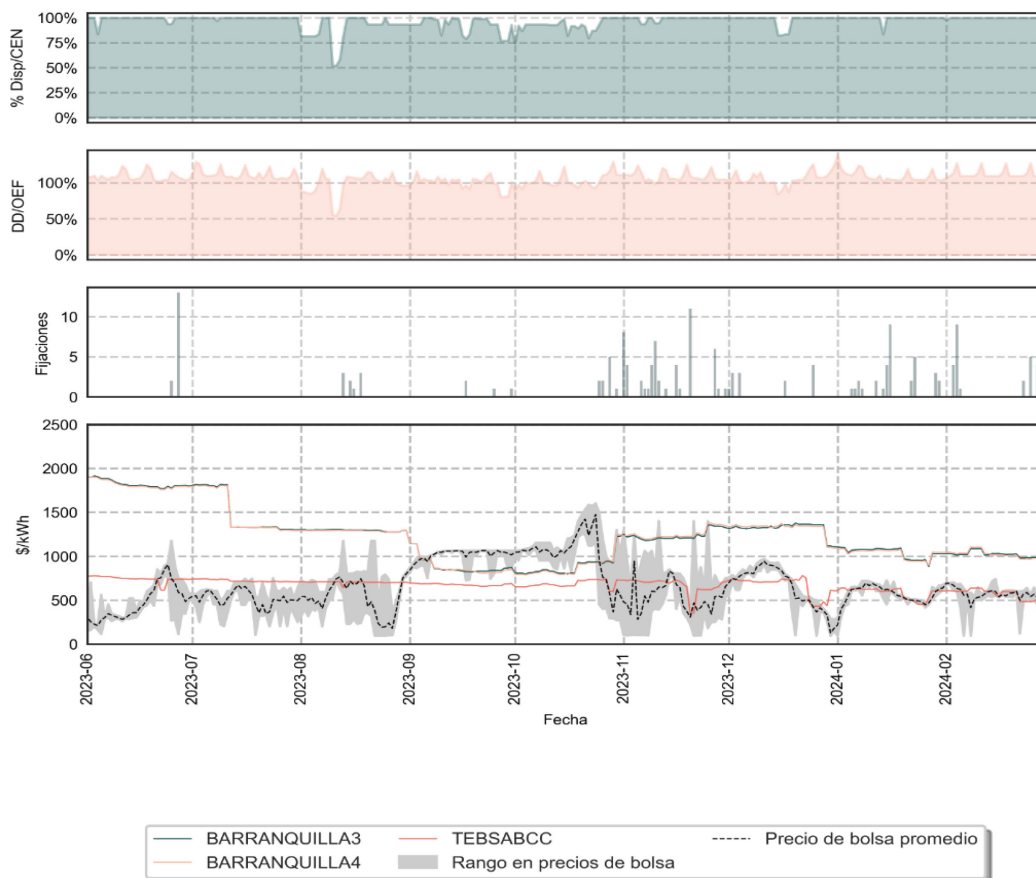
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa 4	283,8	291,6	19,2	230,3	304,7

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

TEBSA:

El agente TEBSA tuvo una disponibilidad real cercana a su capacidad efectiva neta durante el trimestre (ver Figura 3-26). Así mismo, su disponibilidad declarada fue en general similar a su OEF, aumentando ligeramente durante noviembre. La figura presenta para la planta de ciclo combinado los precios de su configuración más económica.

Figura 3-26 Comparación de variables Tebsa
TBSG



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

La Tabla 3-14 presenta los estadísticos de precios para este agente. En particular, se presentan los precios para las configuraciones más costosa y más económica de las plantas ciclo combinado. La configuración más costosa para la planta TEBSA, tuvo un precio promedio de 1.649,4 \$/kWh, mientras que la más económica fue 607,1 \$/kWh.

Tabla 3-14 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA

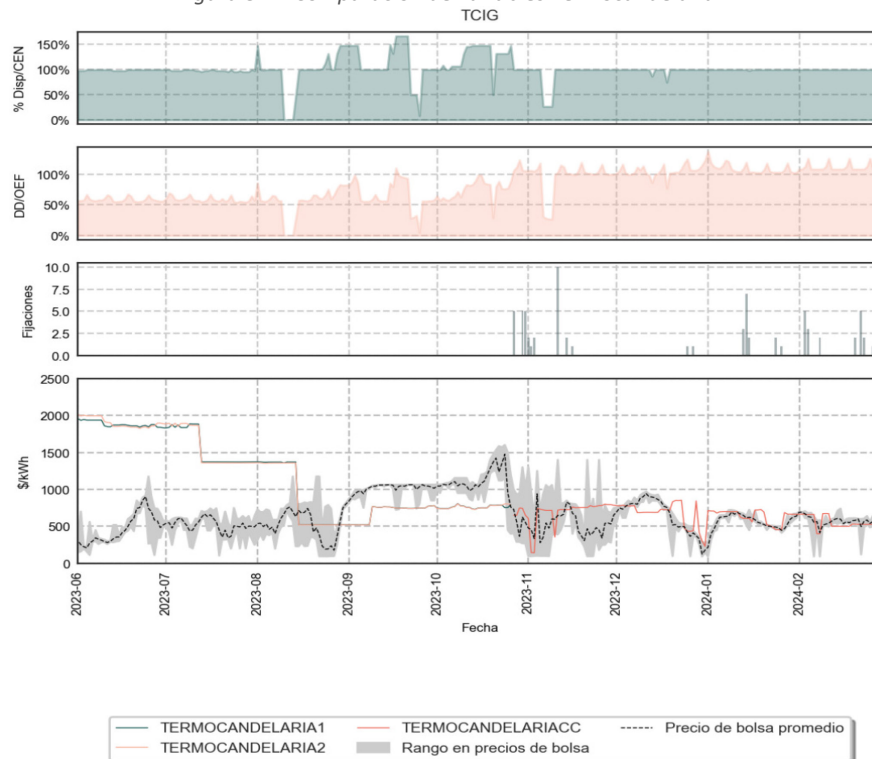
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Barranquilla3	1.127,1	1.077,9	150,6	881,5	1.375,9
Barranquilla4	1.122,9	1.062,0	153,9	888,1	1.373,4
TEBSA CC (Config. 1 ¹⁴)	607,1	607,3	90,2	429,8	778,7
TEBSA CC (Config. 2 ¹⁵)	1.649,4	1.595,2	226,5	793,2	2.035,5

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

Termocandelaria:

Durante el trimestre, la disponibilidad declarada fue igual a su Capacidad efectiva neta y similar a sus OEF (Figura 3-27). La figura presenta los precios en su configuración más económica.

Figura 3-27 Comparación de variables Termocandelaria



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

¹⁴ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹⁵ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

La Tabla 3-15 presenta los valores promedio de la ofertas para las plantas del agente, para su configuración más costosa y más económica.

Tabla 3-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria

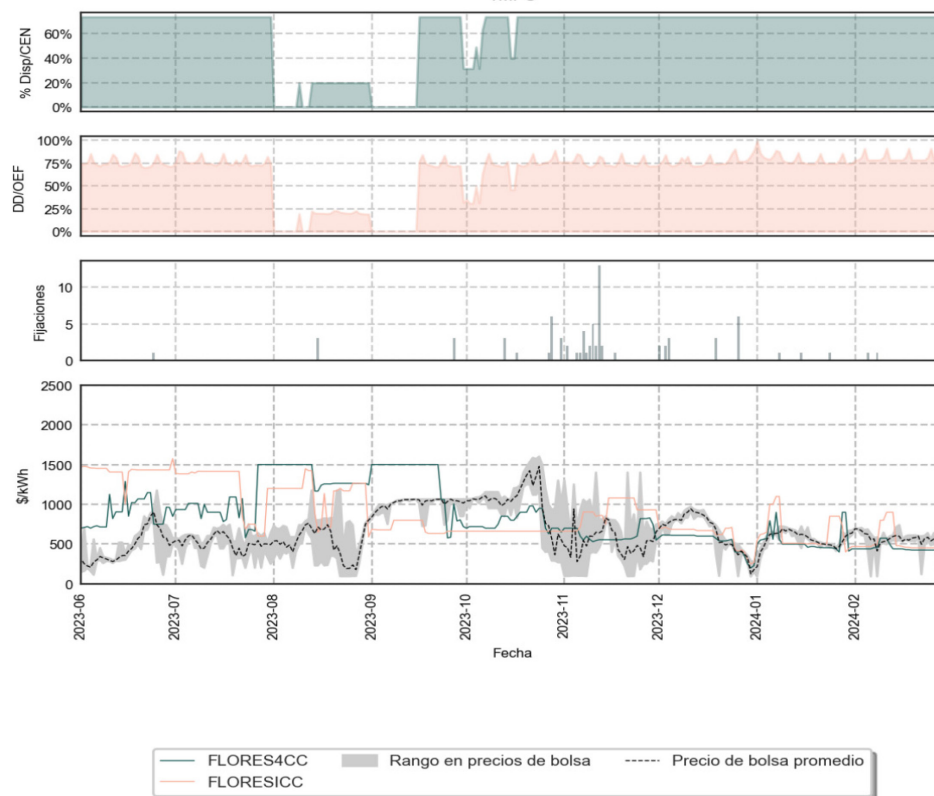
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termocandelaria CC (Config. 1 ¹⁶)	622,7	664,8	129,4	230,0	853,0
Termocandelaria CC (Config. 2 ¹⁷)	1.224,9	1.196,9	134,6	977,6	1.473,4

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

Prime:

El agente Prime tuvo una disponibilidad real cercana al 80,0% de su capacidad efectiva neta (ver Figura 3-28). Esta disponibilidad equivale a cerca de un 80% de sus OEF.

Figura 3-28 Comparación de variables Prime
TMFG



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

¹⁶ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹⁷ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

En cuanto a los precios ofertados por el agente, se observa la disminución de su configuración más económica desde octubre de 2023, llegando a cerca de 600 \$/kWh en diciembre y cerca de 500 \$/kWh en enero y febrero de 2024. Esto es resultado de la disminución de los precios gas natural importado en los últimos meses. La planta Flores I, tiene solo una configuración (ver Tabla 3-16).

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

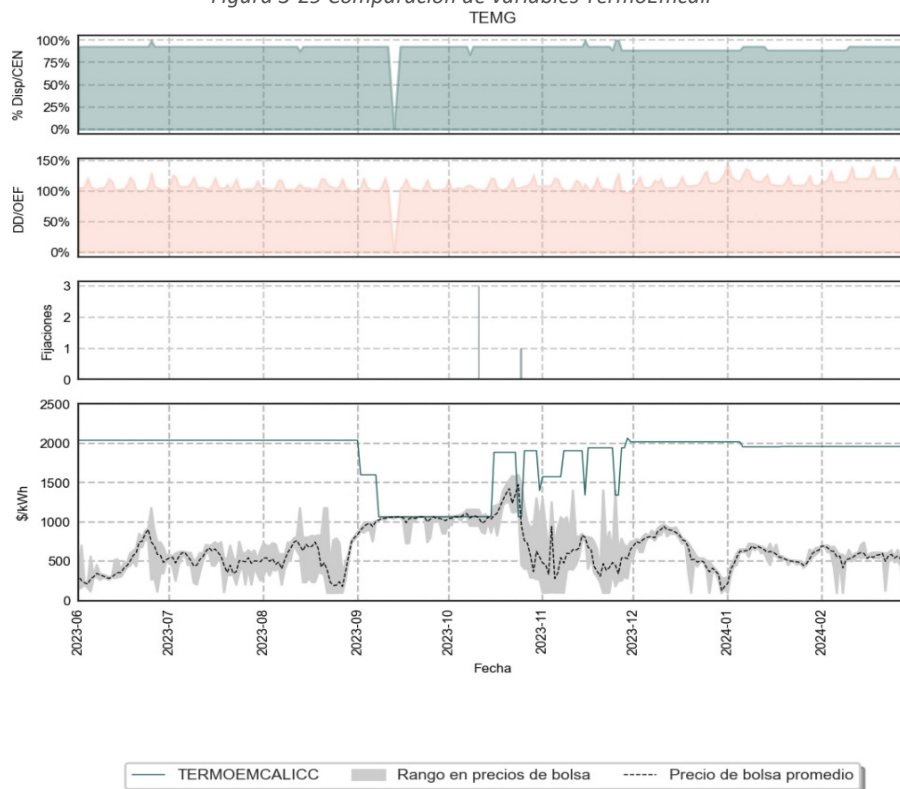
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Flores 4 CC (Config. 1 ¹⁸)	506,7	495,0	117,8	200,0	900,0
Flores 4 CC (Config. 2 ¹⁹)	1.100,0	1.100,0	0,0	1.100,0	1.100,0
FloresI CC	591,9	510,0	173,8	250,0	1.098,4

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

TermoEmcali:

El agente TermoEmcali tuvo una disponibilidad real cercana a su capacidad efectiva neta (ver Figura 3-29). Su disponibilidad declarada fue superior a sus OEF durante el trimestre.

Figura 3-29 Comparación de variables TermoEmcali



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

¹⁸ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

¹⁹ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

La Tabla 3-17 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta, teniendo en cuenta que sus configuraciones tienen el mismo precio.

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

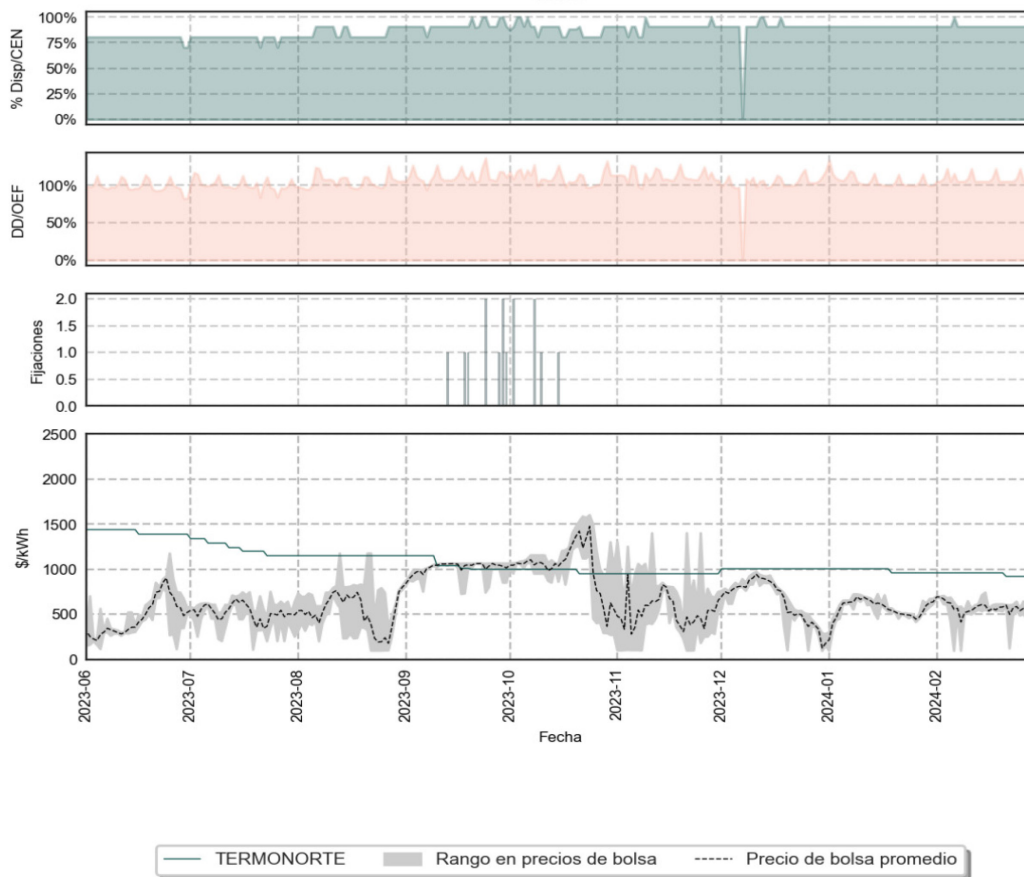
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TermoEmcali CC	1.982,3	1.958,9	30,1	1.955,1	2.019,3

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

Termonorte:

Durante el trimestre el agente Termonorte tuvo una disponibilidad real cercana a su capacidad efectiva neta y una disponibilidad declarada superior a sus Obligaciones de Energía en Firme (ver Figura 3-30).

Figura 3-30 Comparación de variables Termonorte
TMNG



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

La Tabla 3-18 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termonorte	980,3	1.005,0	29,1	920,0	1.005,0

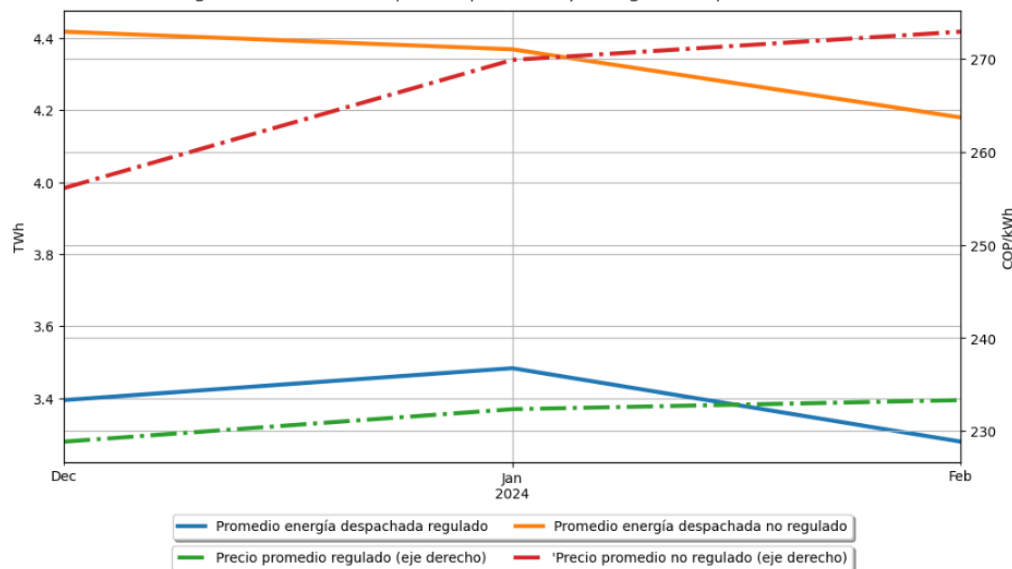
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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 1.785 contratos, con una cantidad total de energía de 23,12 TWh. En la Figura 3-31 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 3-31: 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 incrementó levemente de diciembre a enero pasando de 3,4 TWh a 3,5 TWh, cerrando el trimestre con un leve descenso de la energía despachada a 3,3 TWh. Así mismo, en el Mercado No Regulado la energía se redujo levemente entre los dos primeros meses del periodo analizado de 4,42 TWh a 4,37 TWh terminando el trimestre con una reducción más pronunciada llegando a 4,18 TWh.

Por otro lado, el precio para el Mercado Regulado descendió durante el periodo pasando de 282,9 \$/kWh a 232,4 \$/kWh para luego caer a 233,3. Respecto al precio para el Mercado No Regulado, se encuentra que su valor medio se incrementó en el periodo analizado pasando de 256,1 \$/kWh a 272,9 \$/kWh.

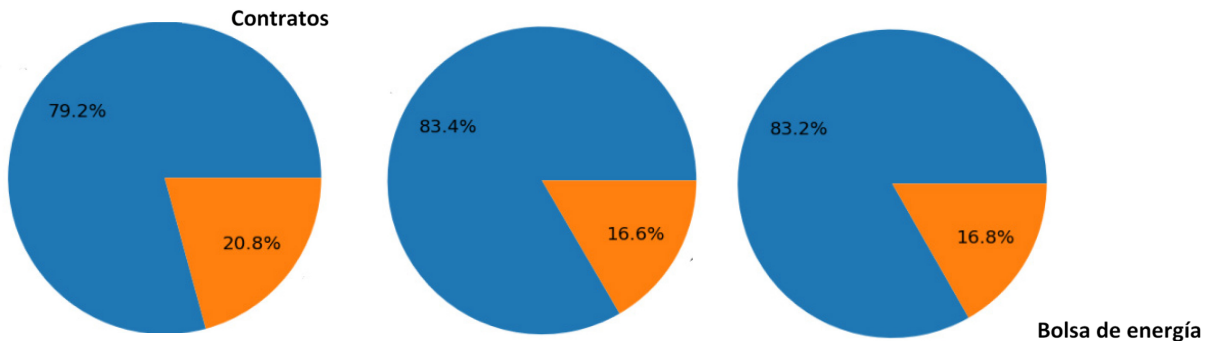
Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 480 contratos, de los cuales 185 corresponden al Mercado Regulado y 295 al Mercado No Regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 483 contratos, de los cuales 222 corresponden al Mercado Regulado y 261 al Mercado No Regulado.

3.3.1. 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 3-32 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de diciembre, enero y febrero. De manera general se observa que mantiene la proporción de la cobertura por medio de contratos para el mercado con valores cercanos a 81,0% durante los 3 meses.

Figura 3-32: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

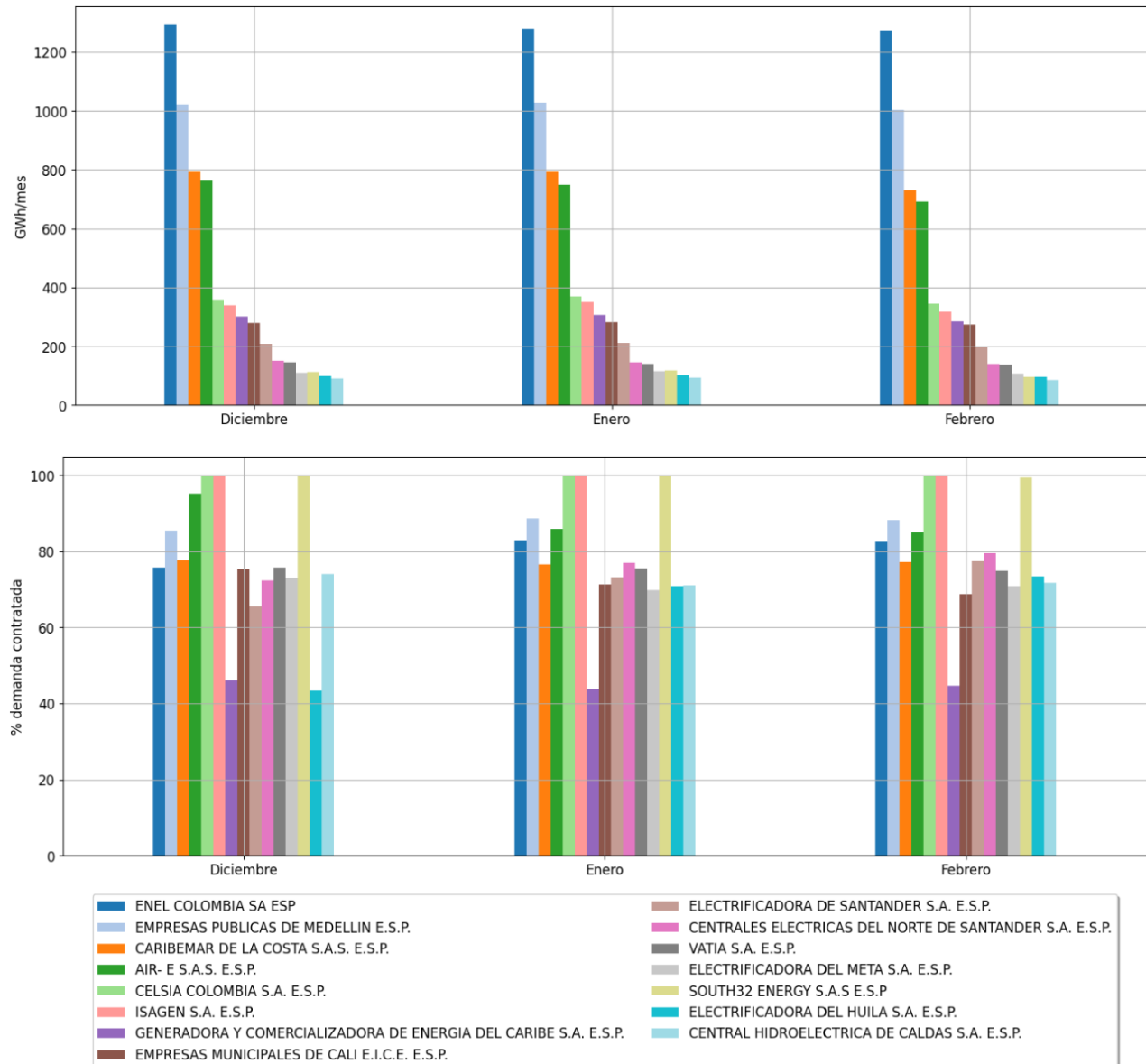
3.3.2. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

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 3-33 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 1.274,4 GWh/mes al cierre del trimestre, seguido de EPM con 1.004,27 GWh/mes.

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 3-33: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

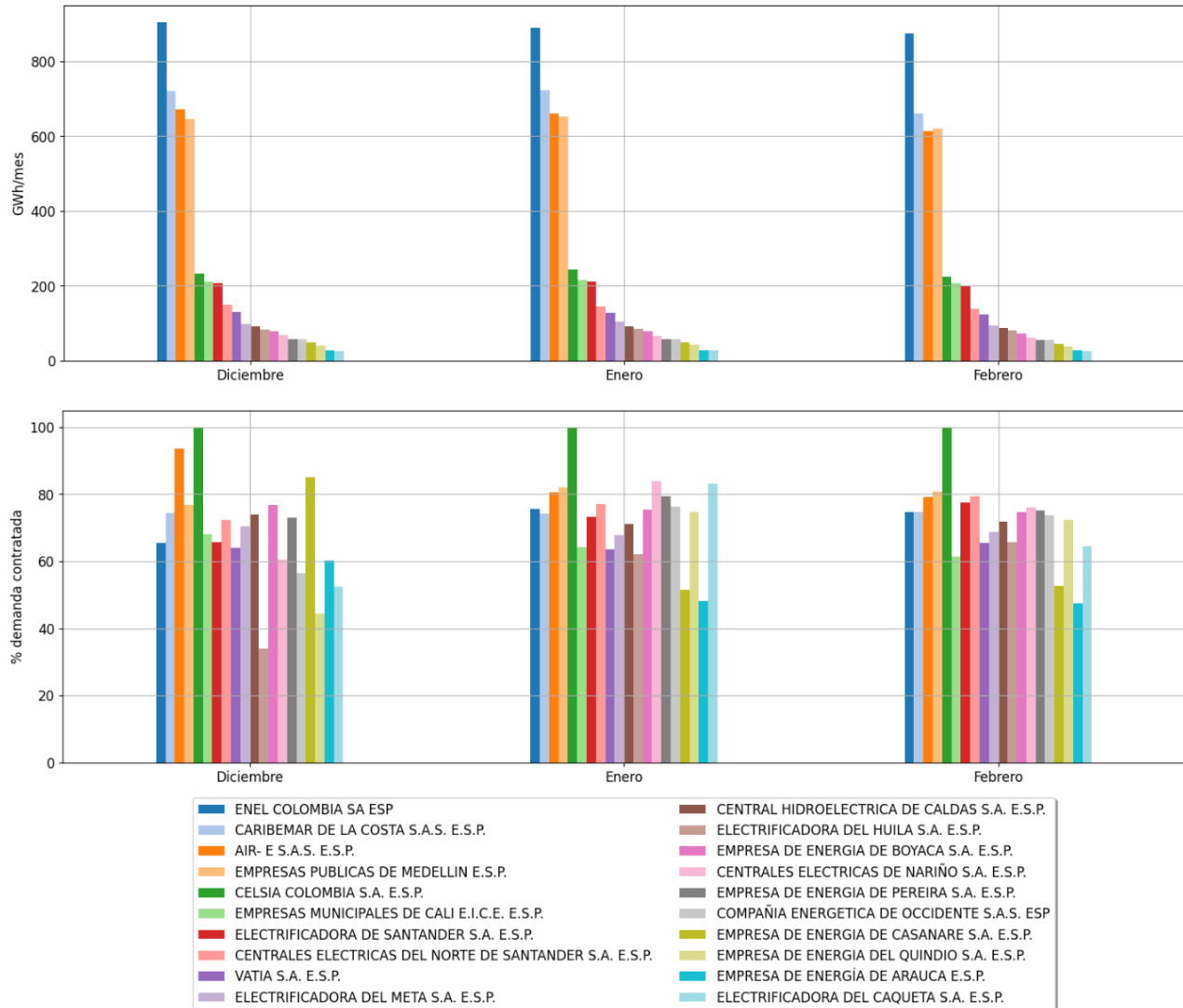
En cuanto a la cobertura, Isagen, Celsia y South32 Energy, tuvieron contratos para atender el 100% de la demanda. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura son Electrificadora del Huila (solo en diciembre) con 35.9% y Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe con niveles de cobertura al cierre del trimestre de 44.6%.

3.3.3. 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 3-34.

Según los resultados, Enel aparece nuevamente como el comercializador que más demanda Regulada atiende, con 876,0 GWh/mes para el mes de febrero, seguido por Caribemar de la Costa, EPM y AIR-E con 661,5 GWh/mes, 620,9 GWh/mes y 613,4 GWh/mes respectivamente.

Figura 3-34: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Se identifican 18 comercializadores con una cobertura menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son EPM, Centrales Electricas del Norte de Santander, Empresa de Energia de Pereira, Empresa de Energia de Boyacá, Caribemar, Centrales Electricas de Nariño, Central Hidroelectrica de Caldas S.A. E.S.P., Electrificadora De Santander, ENEL, Electrificadora del Meta, Compañía Energetica de Occidente, Electrificadora del Caqueta, Empresas Municipales de Cali, Vatia, Empresa De Energia Del Quindio, Empresa de Energia de Casanare, Electrificadora del Huila y Empresa de Energía de Arauca de estas compañías se destaca la baja contratación de Empresa de Energía de Arauca con un promedio del trimestre de 51,9% pero que a febrero se encontraba en 47,5%.

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, es decir, aumentar la cobertura. Lo anterior con el fin de evitar que los aumentos en los precios de bolsa sean trasladados como costo final a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional.

3.3.4. Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado

Para la atención del Mercado Regulado se tiene un registro de 966 contratos despachados, de los cuales 935 corresponden al tipo Pague lo Contratado (PC) y 31 al tipo Pague lo Demandado (PD). En cuanto a los precios, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio ponderado de 280,3 \$/kWh, lo cual representa una reducción de 1,7 \$/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 467,4 \$/kWh, evidenciando una reducción de 56,77 \$/kWh frente al trimestre anterior.

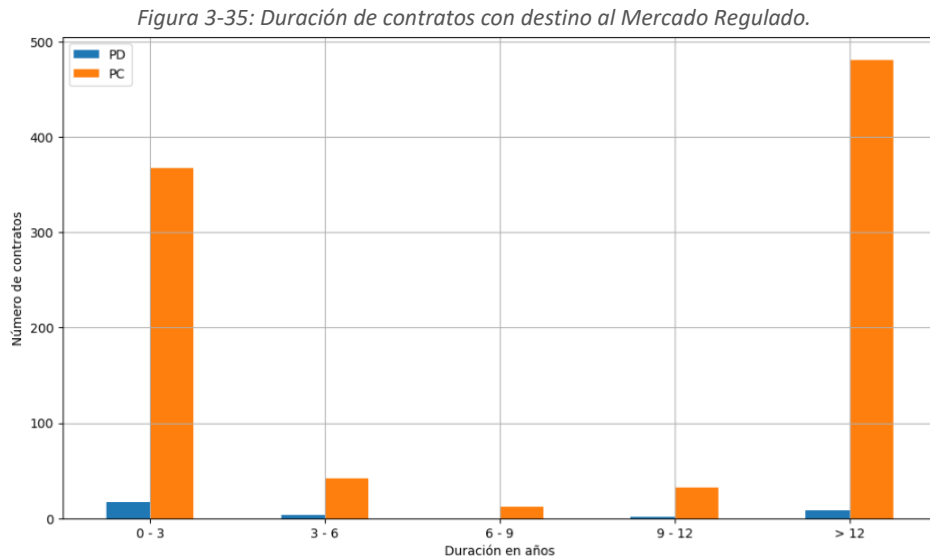
Si se comparan ambos tipos de contrato, se evidencia una diferencia en promedio de aproximadamente 186,4 \$/kWh a favor de los contratos tipo Pague lo Demandado. En la Tabla 3-19 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-19: Resumen estadísticas Mercado Regulado.

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	935	281,0	180,1	110
PD	31	467,4	270,6	15

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

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-35 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.



En la gráfica se observa que 481 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de más de 12 años (aumento de 11 contratos respecto al trimestre anterior), seguido por la categoría de contratos de 0 a 3 años con un total de 368 (109 contratos más que en el trimestre anterior). De los contratos de largo plazo, 178 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.

3.3.5. Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado

Para los contratos con destino al Mercado No Regulado, se observan 818 contratos despachados (171 más que en el trimestre anterior), de los cuales 798 corresponden a tipo Pague lo Contratado y 20 a tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio de 311,1 \$/kWh, contrastado con 371,2 \$/kWh del trimestre anterior. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 274,0 \$/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 280,1 \$/kWh. En la Tabla 3-20 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-20: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.

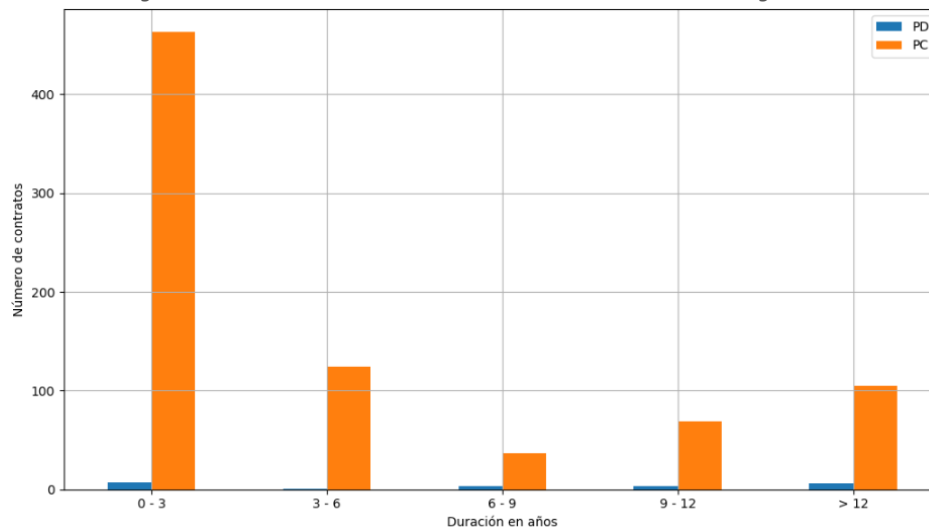
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	798	311,1	206,8	64
PD	20	274,0	2.165,7	4

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 los contratos Pague lo Demandado es alrededor de 10,5 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 3-36 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 463 contratos (109 contratos más que en el trimestre anterior); igual que para los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos (7).

Figura 3-36: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.



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

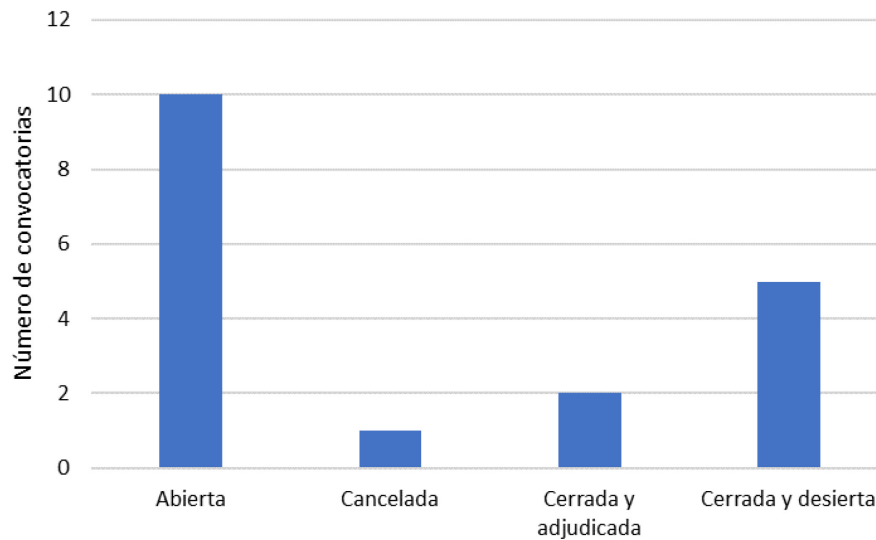
3.3.6. Seguimiento Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP

El Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP, para las convocatorias públicas de compraventa de energía para el mercado Regulado (obligatorio) y No Regulado, es administrado por el ASIC, en cumplimiento de la Resolución CREG 130 de 2019.

En el periodo comprendido entre diciembre de 2023 y febrero de 2024, en el SICEP se llevaron a cabo 18 procesos de convocatorias²⁰, de los cuales 2 (11%) se adjudicaron, 6 (33%) no se adjudicaron (1 cancelada y 5 cerradas desiertas), y 10 (56%) no habían concluido, tal como se muestra en la Figura 3-37.

²⁰ Información tomada del aplicativo SICEP en cifras de XM (<https://sicep.xm.com.co/reports>) al 1 de marzo de 2024.

Figura 3-37: Evolución de las convocatorias.



Fuente: Plataforma Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP de XM

Tabla 3-21 muestra el número de convocatorias realizadas por cada agente y su estado, así como su porcentaje de adjudicación y el mercado al cual estaban orientadas las convocatorias. En total, 16 agentes comercializadores realizaron entre 1 y 2 convocatorias en el SICEP durante el periodo de análisis.

De los datos también se puede extraer que solo 2 agentes tuvieron convocatorias adjudicadas; mientras que 5 agentes no lograron ninguna adjudicación en sus convocatorias. El 94% de las convocatorias (17) estaban orientadas al mercado Regulado, que es el principal objetivo del SICEP, mientras que solo el 6% (1 convocatoria) estuvo orientada al mercado No Regulado.

Tabla 3-21: Convocatorias realizadas por cada agente comercializador en el periodo de análisis.

Agente	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta	Total	% de adjudicación	Mercado
AIR-E	1	-	1	-	2	50%	Regulado
BAJO PUTUMAYO	-	1	-	-	1	0%	Regulado
CELSIA COLOMBIA	1	-	-	-	1	-	Regulado
CEMEX ENERGY	1	-	-	-	1	-	No Regulado
CENS	-	-	1	-	1	100%	Regulado
CEO	-	-	-	1	1	0%	Regulado
CHEC	1	-	-	-	1	-	Regulado
DISPAC	-	-	-	1	1	0%	Regulado
EBSA	1	-	-	-	1	-	Regulado
EDEQ	1	-	-	-	1	-	Regulado
EEP	1	-	-	1	2	0%	Regulado
ELECTROHUILA	1	-	-	-	1	-	Regulado
ENEL X	-	-	-	1	1	0%	Regulado
NEU	-	-	-	1	1	0%	Regulado
QI ENERGY	1	-	-	-	1	-	Regulado
RUITOQUE	1	-	-	-	1	-	Regulado
TOTAL	10	1	2	5	18	11%	

En las 18 convocatorias que se realizaron durante el periodo de análisis, se demandó un total de 80 productos, es decir, en promedio 4,4 productos por convocatoria con un máximo de 14 productos en una convocatoria; mientras que para las 2 convocatorias adjudicadas durante el periodo se demandaron 12 productos, con un promedio de 6 productos por convocatoria; y para las 16 convocatorias que se encontraban abiertas o no adjudicadas, y que demandaron 68 productos, el promedio fue de 4,2 productos por convocatoria, tal como se muestra en la Tabla 3-22.

Si se toman los productos definitivos de las convocatorias adjudicadas (después de las modificaciones de los pliegos durante la convocatoria), como se muestra en la columna 4 de la Tabla 3-22, se tiene que 9 productos fueron demandados (en promedio 4,5 productos por convocatoria), y finalmente, si de los anteriores se toman los productos que resultaron efectivamente adjudicados, esto representa 2 productos adjudicados por convocatoria.

Tabla 3-22: Estadísticas de los productos de las convocatorias en el periodo de análisis.

Estadísticas de productos	Todas las convocatorias	Convocatorias adjudicadas	Convocatorias adjudicadas – Productos definitivos	Convocatorias adjudicadas – Productos definitivos adjudicados	Convocatorias abiertas o no adjudicadas
Convocatorias	18	2	2	2	16
Productos	80	12	9	4	68
Media	4,44	6	4,5	2	4,25
Mínimo	1	4	1	1	1
Máximo	14	8	8	3	14

Con respecto a la energía transada en las convocatorias y productos del mecanismo SICEP durante el periodo de análisis, tal como se muestra en la Tabla 3-23, en las 2 convocatorias adjudicadas se demandaron 5.499 GWh, y en promedio por cada convocatoria se demandaron 2.749,5 GWh. La máxima cantidad de energía demanda en una convocatoria fue de 4.672 GWh, aproximadamente el 85% del total demandado, mientras que la mínima cantidad de energía demandada en una sola convocatoria fue de 827 GWh, que corresponde al 15% del total demandado. En cuanto a los productos individuales, el que demandó mayor cantidad de energía fue de 1.500 GWh (casi 28% del total demandado), y el que menos demandó energía fue de 278 GWh (poco más del 5% del total demandado). En promedio por producto se demandaron 611 GWh.

En cuanto a la energía adjudicada, mostrada también en la Tabla 3-23, con el mecanismo se adjudicaron 2.352 GWh, lo que representa casi un 43% de la energía demandada, y en promedio por cada convocatoria se adjudicaron 1.176 GWh. La máxima cantidad de energía adjudicada en una convocatoria fue de 1.525 GWh, aproximadamente el 27% del total adjudicado, mientras que la mínima cantidad de energía adjudicada en una sola convocatoria fue de 827 GWh. En cuanto a los productos individuales asignados, al que se le asignó la mayor cantidad de energía fue de 1.236 GWh (un poco más del 22% del total asignado), y al que menos se le asignó energía fue de 87 GWh. En promedio por producto se asignaron 261 GWh.

Tabla 3-23: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.

	Energía demandada (GWh)		Energía adjudicada (GWh)	
	Total	%	Total	%
Energía Total	5.499	-	2.352	42,7%
Promedio por convocatoria	2.749	1%	1.176	21,3%
Máxima por convocatoria	4.672	85%	1.525	27,7%
Mínima por convocatoria	827	15%	827	15,0%
Promedio por producto	611	11%	261	4,7%
Máxima por producto	1.500	28%	1.236	22,4%
Mínima por producto	278	5%	87	1,5%

La Tabla 3-24 muestra las estadísticas básicas de los precios de las 2 convocatorias y los 4 productos definitivos adjudicados. Como se puede ver, los precios ponderados promedios de todas las convocatorias adjudicadas se encuentran en un rango entre 291,8 y 689 \$/kWh, con un promedio de 490,43 \$/kWh; en el caso de las estadísticas de los precios por producto se presenta un comportamiento muy similar, moviéndose en un rango entre 290 y 689 \$/kWh, con un promedio de 395 \$/kWh.

Tabla 3-24: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.

Estadísticas de precios (\$/kWh)	Total de convocatorias	Total de productos
Promedio	490,4	395
Mínimo	291,9	290
Máximo	689,0	689

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 3-25 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

Tabla 3-25: 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 3-26 y la 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 93.530,6 MWh/día en contratos tipo Pague lo Contratado y 1.182,1 MWh/día en contratos tipo pague lo demandado, para un total de 94.712,7 MWh/día.

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

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]
ENDG	288,8	6.126,9	290,6	17.672,9
EPMG	272,9	6.239,9	281,5	20.184,8
ISGG	-	-	278,2	12.676,9
NTCG	-	-	300,6	9.899,9
EPSG	245,6	2.284,6	236,9	4.483,3
EMIG	309,7	3.376,3	-	-
CHVG	-	-	228,3	3.980,7
GECG	-	-	299,07	2468,7
SPRG	-	-	310,8	1.724,7
EOEG	-	-	210,5	2.410,7
TOTAL		18.027,7		75.502,9

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 Demandado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]
ENDG	275,9	284,3	-	-
EPMG	-	-	298,7	314,8
ISGG	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-
EPSG	306,8	582,9	-	-
EMIG	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	-
EOEG	-	-	-	-
TOTAL	-	867,2	-	314,8

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

Para los contratos tipo Pague lo Contratado, el 80,7% se despachó entre agentes no vinculados, y el 19,3% restante entre agentes vinculados. Solo 4 agentes (ENEL, EPM, Celsia y EMCALI) despacharon contratos con sus vinculados, ENEL tuvo un 25,7% de su energía despachada a sus vinculados, mientras que EPM tuvo 23,6%, Celsia con 33,7% y EMCALI con el 100%.

De la información analizada se puede ver que EPM fue el agente que más transó energía en contratos del tipo pague lo contratado (28,2%), seguido por ENEL (25,4%) e ISAGEN (13,5%).

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, el 73% de la energía se despachó entre agentes vinculados, y correspondió a los agentes ENEL y Celsia; mientras que el 27% restante correspondió al agente EPM, que fue el único que negoció este tipo de contratos con agentes no vinculados. Celsia fue el agente que transó mayor cantidad de energía con el tipo de contratos Pague lo Demandado.

Finalmente, en cuanto a los precios de los contratos Pague lo Contratado para el mercado regulado, el promedio para los agentes vinculados y no vinculados fue de 279,2 \$/kWh y 270,7 \$/kWh, respectivamente, lo que quiere decir que los contratos con vinculados se negocian, en promedio, a precios un 3% mayor. El precio promedio de los contratos Pague lo Demandado fue de 293,8 \$/kWh.

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.
GECG	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.
EPSG	Celsia Colombia S.A. E.S.P.
GASC	Generarco S.A.S. E.S.P.
EMUG	Empresa Urrá S.A. E.S.P.
SOCG	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 67.757,7 MWh/día en contratos tipo Pague lo Contratado y 33.473,7 MWh/día en contratos tipo pague lo demandado, para un total de 101.231,4 MWh/día, lo que es casi un 7,0% más que la energía despachada en el mercado regulado en el mismo periodo.

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 [MWh/día]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]
ISGG	223,8	13.021,9	266,1	5.166,8
EPMG	-	-	299,1	9.432,1
ENDG	244,8	1.189,3	292,3	8.266,2
GECG	414,6	437,3	272,9	8.304,5
CHVG	262,8	856,5	301,3	4.833,8
HIMG	-	-	272,4	6.783,1
EPSG	487,8	1.666,2	236,8	150,6
GASC	-	-	390,2	4.270,3
EMUG	-	-	280,4	1.676,2
SOCG	-	-	279,2	1.702,9
TOTAL	-	17.171,2	-	50.586,5

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 total diaria [MWh]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ISGG	-	-	266,4	63,7
EPMG	286,8	12.455,5	227,6	4.028,3
ENDG	239,4	11.676,4	-	-
GECG	275,0	556,4	289,8	499,8
CHVG	-	-	-	-
HIMG	-	-	-	-
EPSG	281,2	4.124,9	229,2	68,7
GASC	-	-	-	-
EMUG	-	-	-	-
SOCG	-	-	-	-
TOTAL	-	28.813,2	-	4.660,5

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 (25% se despachó entre agentes vinculados), mientras que casi el 75% se despachó entre agentes no vinculados, porcentaje ligeramente menor al del mercado regulado. ISAGEN despacho el 75% de la energía con vinculados en estos contratos, seguido por Celsia con el 9,7% y ENEL con el 7%.

En el caso de los contratos Pague lo Demandado, para los cuales se despacharon 33.473,7 MWh/día, el 86% de la energía se transó entre agentes vinculados, valor considerablemente mayor al negociado en este tipo de contratos para el mercado regulado (28.813 MWh/día vs. 867 MWh/día); mientras que el 14% 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, (16.483,8 MWh/día).

En cuanto a los precios para el mercado no regulado, los contratos Pague lo Contratado con vinculados presentaron un promedio de 326,7 \$/kWh, casi 17% que los del mercado regulado, mientras que los contratos con no vinculados tuvieron un promedio de 289,7 \$/kWh, 12% menos que con vinculados y 7% más que los mismos contratos en el mercado regulado; en el caso de los contratos Pague lo Demandado con vinculados, el precio promedio fue de 270,6 \$/kWh, 18% menos que el tipo Pague lo Contratado y 8% menos que para el mercado regulado; y finalmente, el precio promedio de los contratos Pague lo Demandado con no vinculados en el mercado no regulado fue de 253,2 \$/kWh, y es el menor precio de todos los tipos de contrato y mercados analizados.

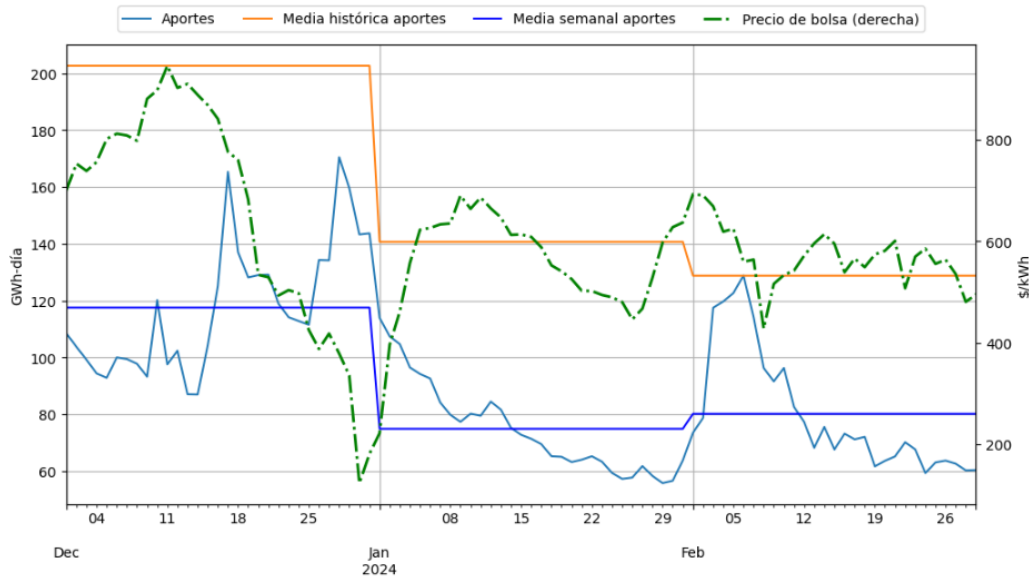
3.4. Seguimiento operativo

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 3-38 presenta el comportamiento agregado de los aportes, así como la media mensual y la media histórica mensual, donde se evidencia que la media de los aportes recibidos durante el periodo se ubicó por debajo de la media histórica así: diciembre 58,0%, enero 53,3% y febrero 62,3%.

Figura 3-38: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.

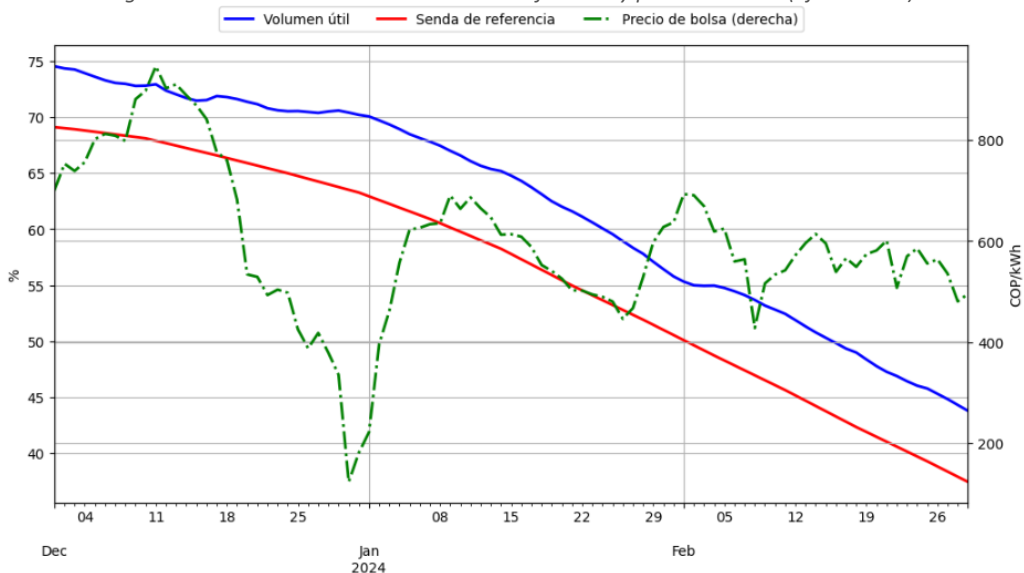


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Los aportes diarios registran una alta variabilidad durante el trimestre analizado sin embargo inferior a la media histórica a lo largo del trimestre en el que se registraron promedios de aportes en diciembre de 2023 de 117,6 GWh/día, en 2024 en los meses de enero y febrero se registraron aportes promedio de 74,9 GWh/día y 80,2 GWh/día respectivamente.

De manera complementaria, en la Figura 3-39 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 3-39: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho).



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, para el trimestre de análisis se observa que el volumen útil se ubicó por encima de la Senda de Referencia en promedio en los meses de diciembre de 2023 en 5,7 puntos porcentuales, enero 6,4 y febrero 5,3.

3.4.2. Hidrología por plantas

En la Tabla 3-31 se muestra la clasificación de los embalses de acuerdo a su regulación/autonomía, tomando en cuenta la capacidad instalada de la planta y la capacidad útil del embalse (en energía).

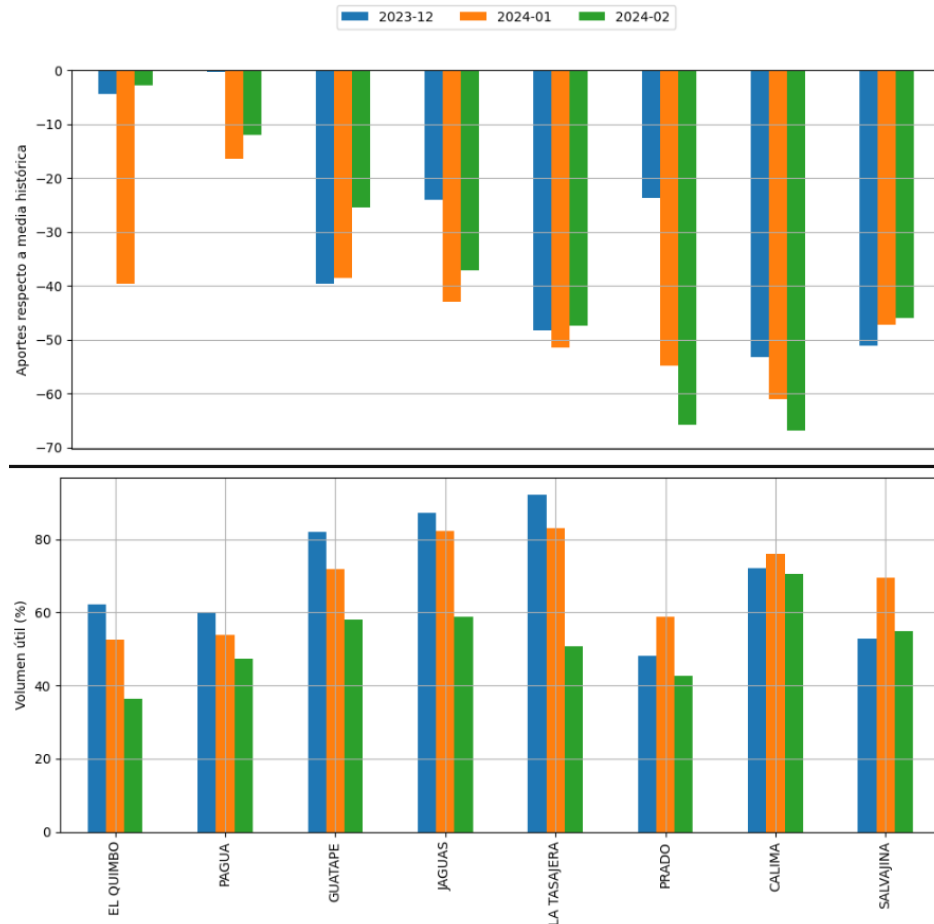
Tabla 3-31: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

Planta	Capacidad planta [MW]	Capacidad útil [GWh]	Autonomía [Semanas]
<i>Autonomía mayor a 8 semanas</i>			
PAGUA	600	5.005,1	49,6
GUATAPE	560	4.120,5	43,8
EL QUIMBO	400	1.073,6	15,9
JAGUAS	170	425,5	14,9
LA TASAJERA	306	558,5	10,9
PRADO	51	89,8	10,5
SALVAJINA	315	529,6	10,0
CALIMA	132	219,1	9,9
<i>Autonomía de 2 a 8 semanas</i>			
SOGAMOSO	819	1.033,5	7,5
GUAVIO	1.250	1.449,0	6,9
CHIVOR	1.000	1.125,1	6,7
GUATRON	512	519,8	6,0
MIEL I	396	233,6	3,5
URRÁ	338	162,3	2,9
PLAYAS	207	94,7	2,7
<i>Autonomía menor a 2 semanas</i>			
PORCE II	405	122,9	1,8
BETANIA	540	120,6	1,3
ITUANGO	1.200	261,0	1,3
PORCE III	700	112,2	0,9
ALBAN	427	37,2	0,5
SAN CARLOS	1.240	65,5	0,3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

Teniendo en cuenta la clasificación anterior, se presentan algunas de las principales variables hidrológicas de las plantas. El panel superior de la Figura 3-40 se muestra la media mensual de los aportes recibidos de la planta respecto a su media histórica. De los resultados obtenidos se encuentra que durante el trimestre analizado los aportes fueron deficitarios para todas las plantas, donde se desataca el caso de Prado y Calima que registraron su mayor déficit en el mes de febrero, mientras que para la planta El Quimbo el mayor déficit se registró en el mes de enero.

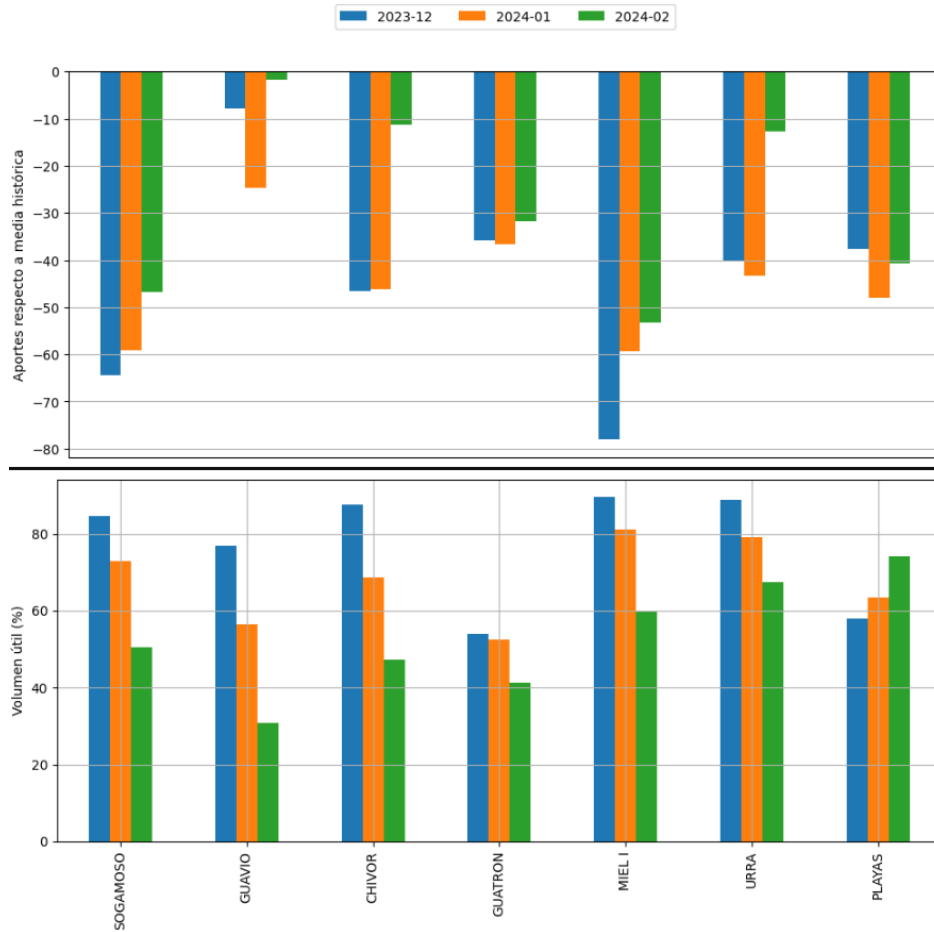
Figura 3-40: Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Para las plantas de media regulación se realiza el mismo análisis. En la Figura 3-41 se puede observar que todas las plantas presentan déficit de aportes con respecto a la media historia durante todo el trimestre analizado, destacando el déficit de aportes de Miel I y Sogamoso con valores promedio inferiores al 50,0%.

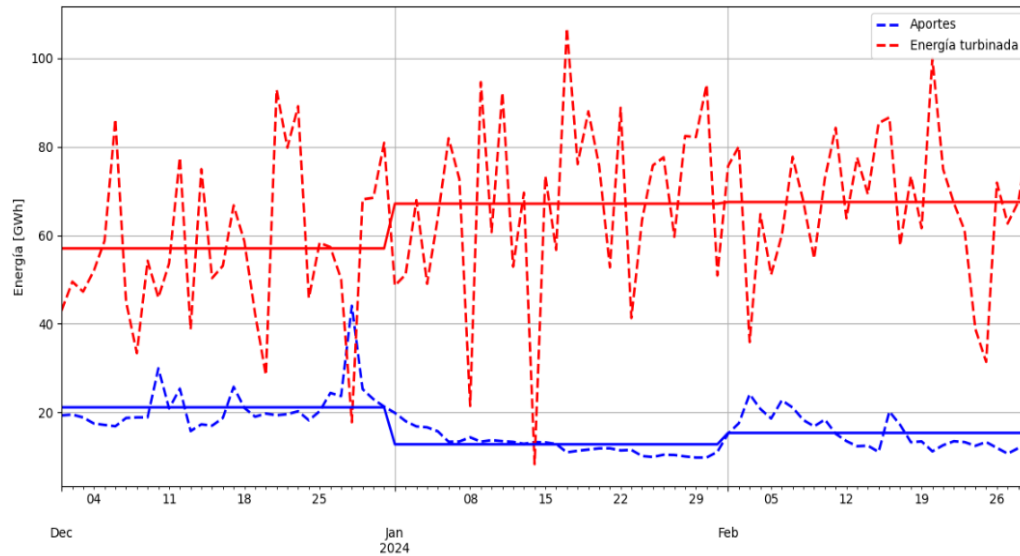
Figura 3-41: Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las Figura 3-42 y Figura 3-43 muestran las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio mensual, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas respectivamente.

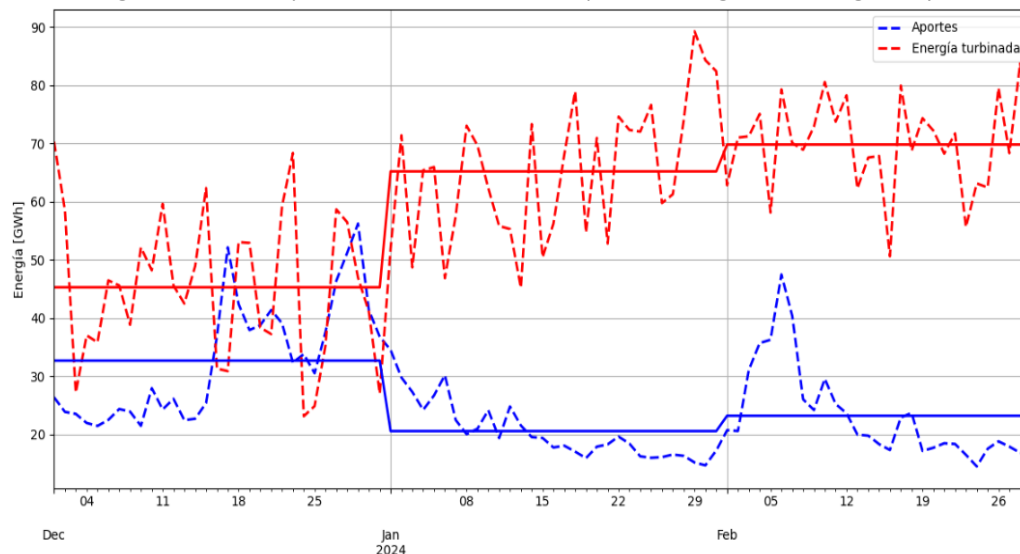
Figura 3-42. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

Se destaca que la relación entre los aportes hídricos y la energía turbinada para la generación de electricidad es diferente para los dos tipos de regulación de embalse. En el caso de las plantas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas, la energía turbinada correspondió en promedio al 411% de los aportes de energía, este escenario de descarga de los embalses que reducen el volumen útil del sistema. En los meses de enero y febrero se presentó la mayor diferencia con un balance de energía turbinada/aportes de 524,5% y 439,1% respectivamente.

Figura 3-43. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

En el caso de las plantas de capacidad de regulación mayor a 8 semanas durante el primer mes del trimestre la energía turbinada fue superior al nivel de aportes, lo que condujo que en promedio la energía turbinada representara 138,5% de los aportes promedio en el mes de diciembre. Para los meses de enero y febrero la velocidad de descarga de los embalses aumentó, resultando en un balance final de 316,7% y 300,6% de la energía turbinada con respecto a los aportes respectivamente.

3.4.3. 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.

Durante el trimestre se vertió un total de 65,1 GWh, de los cuales el 61,9% se vertieron en el mes de diciembre, seguido del mes de febrero durante el cual alcanzaron el 30,0% del total y finalmente en el mes de enero se vertió alrededor del 8,0% (ver Tabla 3-32). De estos vertimientos el 100% de la energía se dio en el área Antioquia por cuenta de la central de generación Ituango.

Tabla 3-32 Energía vertida por Área, cifras en GWh.

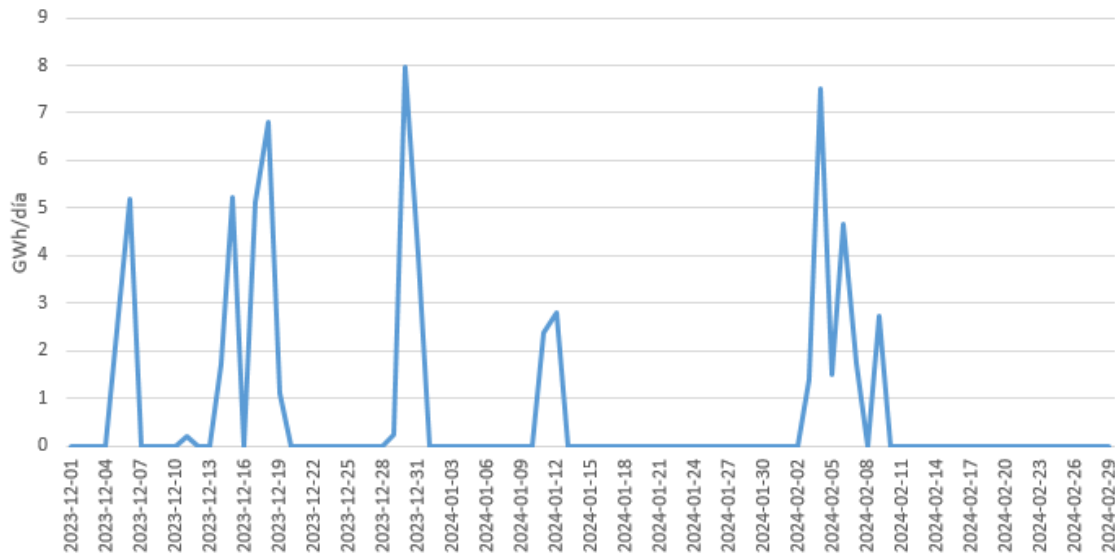
ÁREA	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	TOTAL TRIMESTRE
ANTIOQUIA	40,3	5,2	19,5	65,1
CARIBE	0,0	0,0	0,0	0,0
CENTRO	0,0	0,0	0,0	0,0
ORIENTE	0,0	0,0	0,0	0,0
VALLE	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	40,3	5,2	19,5	65,1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

Durante el periodo analizado la planta Ituango presentó vertimiento en el área Antioquia. A continuación, se presenta con más detalle el comportamiento del vertimiento de dicha planta (ver Figura 3-44):

- Ituango (embalse Ituango): En el periodo analizado, la planta presentó un total de 19 días de vertimiento de los 91 del trimestre, equivalentes a un total aproximado de 975,0 GWh de energía vertida. Del total de los días con vertimientos, 11 se presentaron en el mes de diciembre, seguido por los 6 días de vertimientos en el mes de febrero y finalizando con los restantes 2 días en enero, dichos vertimientos están asociados principalmente a de los márgenes operativos establecidos por la licencia ambiental.

Figura 3-44. Vertimientos diarios de por planta

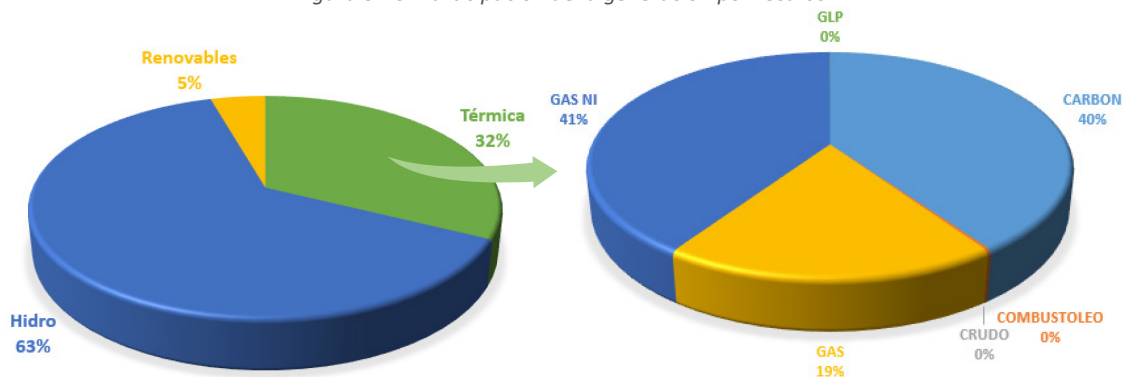


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

3.4.4. Generación de energía por recurso

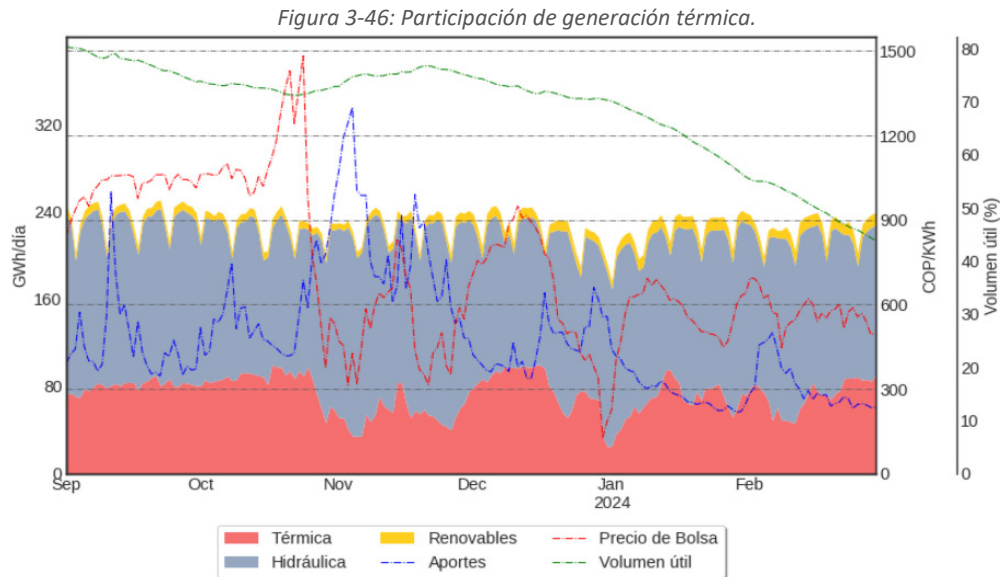
La generación total del trimestre diciembre de 2023 a febrero 2024 fue 20.464 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 63,2%, seguido de plantas térmicas con 32,3% y en menor cantidad otros energéticos con 4,4%. Al analizar la generación térmica, de un total de 6.522 GWh, el 40,3% correspondió a carbón, un 16,9% a generación con gas natural nacional y 40,5% gas importado tal como se observa en la Figura 3-45.

Figura 3-45: Participación de la generación por recurso.



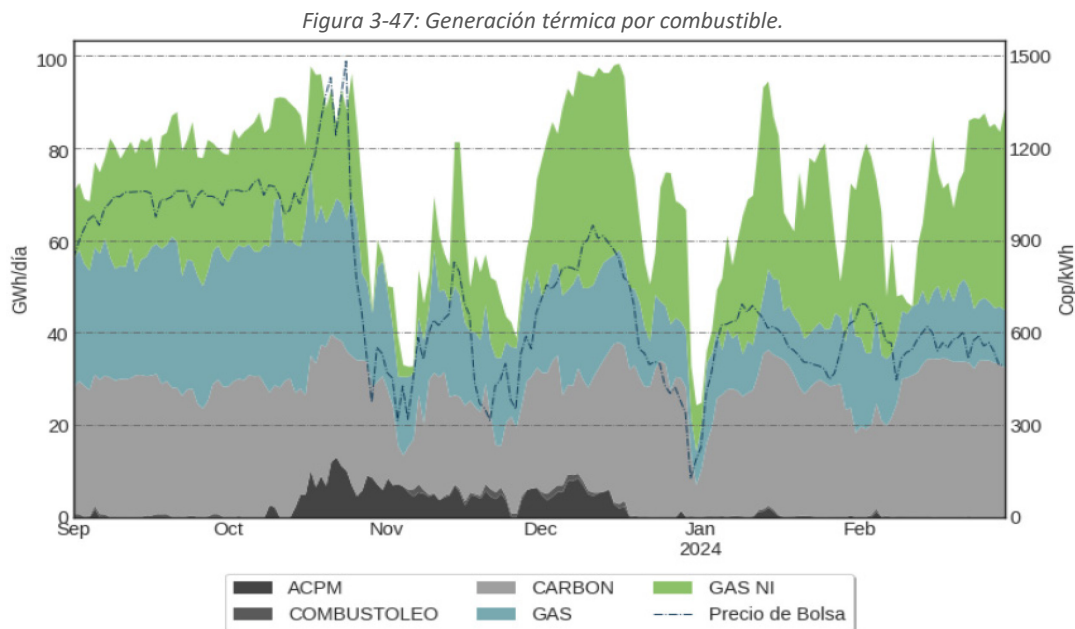
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

En cuanto a la evolución de la generación, se observa en la Figura 3-46 que, la generación térmica tuvo varios momentos en el trimestre, en los cuales fue superior a 80GWh/día, disminuyendo a finales de diciembre, cuando el precio de bolsa disminuyó, al igual que la demanda. Comparando la generación térmica contra el trimestre anterior, se observa que es algo similar, no obstante, los precios de bolsa, son muy diferentes a los registrados durante septiembre y octubre de 2023, siendo muchos más bajos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

De la misma forma, en la Figura 3-47 se presenta la evolución de la generación térmica por tipo de combustible. En la gráfica se observa que la mayor participación corresponde a gas natural (nacional + importado), seguido por carbón

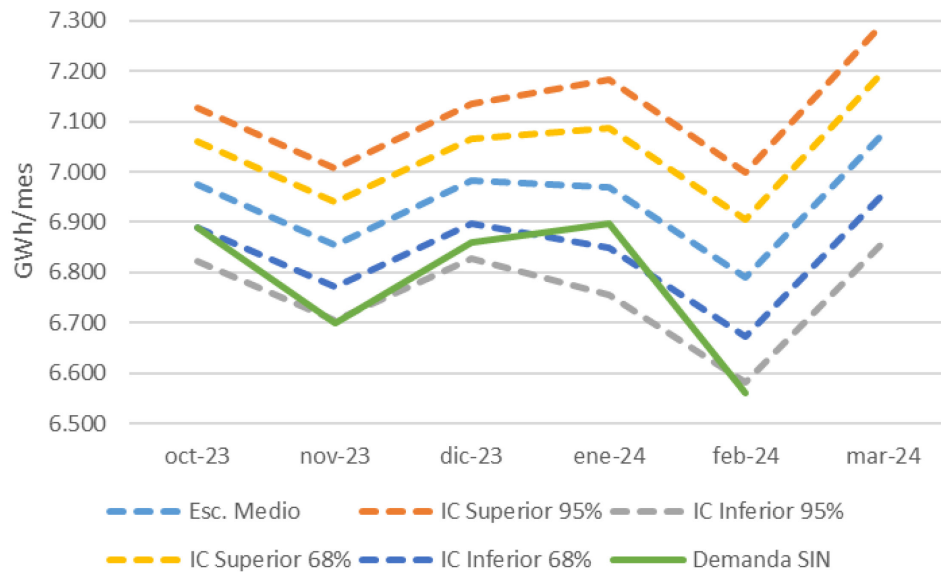


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

3.4.5. Demanda

En la Figura 3-48 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 para el periodo 2023 – 2027. En la figura se incluyen escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95,0% y 68,0%.

Figura 3-48: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037

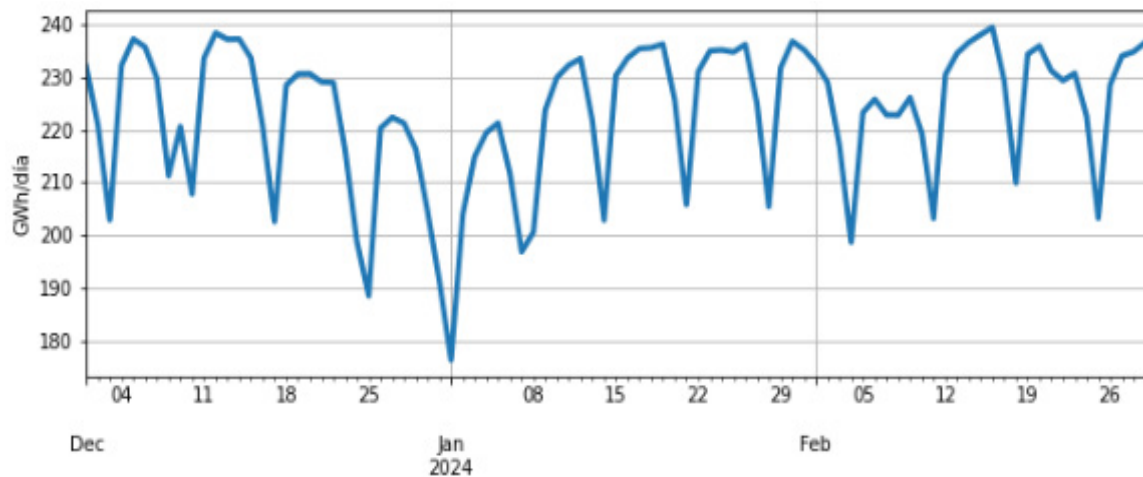


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

Durante el trimestre analizado se observa que, la demanda real en mes de diciembre se encontraba entre los intervalos de confianza del 68% y el 95% por debajo del escenario medio. Luego, durante el mes de enero la demanda se ubicó más cerca del escenario medio proyectado, y para el mes de febrero la demanda real fue menor que el extremo inferior del pronóstico de la demanda al 95% de confianza de teniendo como referencia la Demanda Energía Eléctrica SIN+GCE+ME+GD (GWh-mes) proyectado por la UPME.

Finalmente, en la Figura 3-49 se presenta la evolución diaria de la demanda para el periodo diciembre a febrero. Durante el primer día del 2024 se presentó el mínimo de demanda con 176GWh/día, mientras el punto máximo de la demanda se alcanzó en 239 GWh/día en la segunda semana del mes de febrero. Así mismo, en la segunda semana del mes de diciembre se registró una demanda muy cercana a los 240 GWh/día.

Figura 3-49: Evolución de la demanda diaria del SIN.

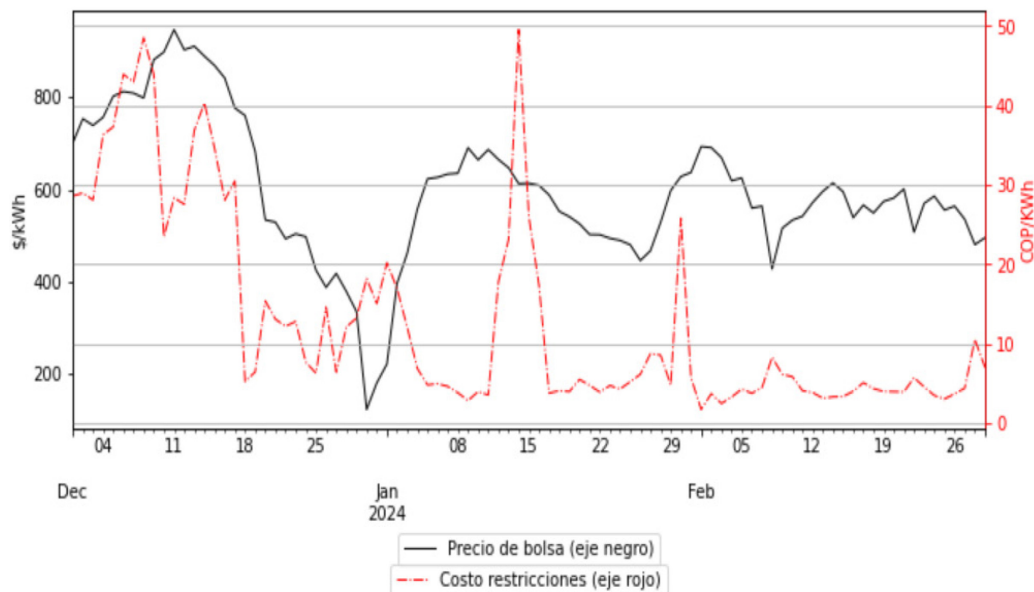


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

3.4.6. Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-50 se puede ver el comportamiento del precio de bolsa (línea continua color negro) y el costo de restricciones (línea punteada color rojo), ambos expresados \$/kWh.

Figura 3-50: Costo de restricciones y precio de bolsa.

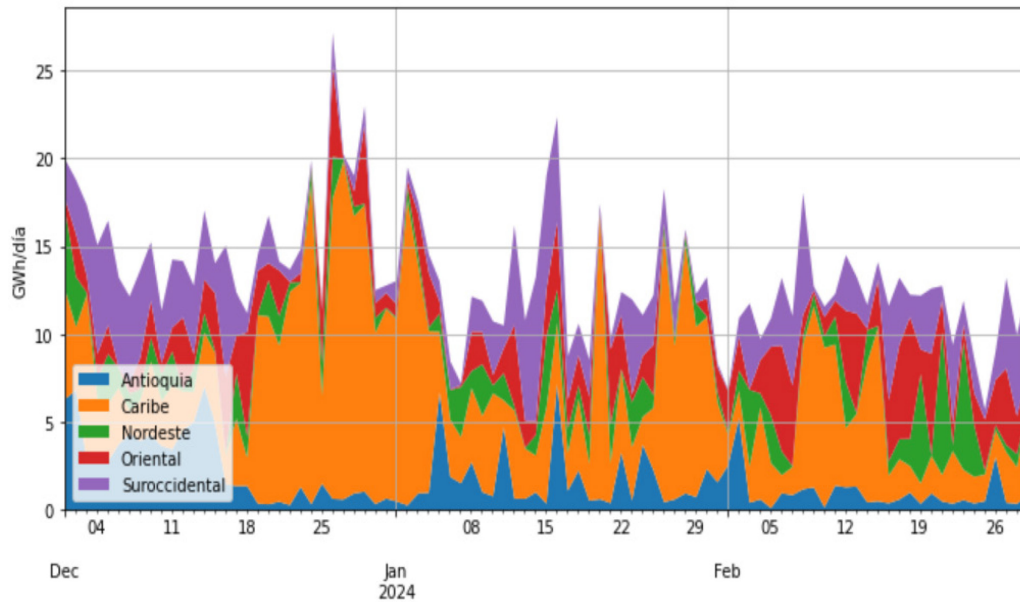


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

El costo de restricciones en promedio trimestral fue de 13,1 \$/kWh. Durante diciembre, este costo tuvo un promedio de 24,1 \$/kWh, durante enero disminuyó a 10,3 \$/kWh y en febrero disminuyó a 4,5\$/kWh. Durante diciembre.

En la Figura 3-51 se puede ver la generación fuera de mérito en el sistema por área, es decir, la generación requerida por restricciones. Se observa que, durante diciembre se requirió generación fuera de mérito especialmente en la zona caribe, producto de varios eventos en activos de transmisión en bahías como Guajira Campo 220 kV, San Carlos Campo 220kV, Santa Marta a Termocol 220kV, Chinu campo 500kV y Copey Valledupar 200kV entre otros. También se observa que en enero 14 se dieron requerimientos en varias áreas, especialmente en el área Antioquia y suroccidental, los cuales, hicieron que el precio de restricciones aumentara a cerca de 50 \$/kWh para ese día en particular.

Figura 3-51: Generación fuera de mérito por área.



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

El área que tuvo más generación fuera de mérito fue el área caribe, con 7,3 GWh/día en promedio para diciembre, 6,3GWh/día para enero y 3,6GWh/día para febrero

4. Mercado de Energía Mayorista: Resolución CREG 101 036 de 2024 y Subasta de Asignación de Energía Firme 2027 – 2028

En este capítulo se desarrollan dos temas de interés particular para el mercado eléctrico que tuvieron lugar en el periodo de análisis, en primer lugar, se analiza el resultado de la aplicación de la Resolución CREG 101 036 de 2024, y luego se presenta un análisis correspondiente a la subasta de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) del cargo por confiabilidad para el periodo comprendido entre diciembre de 2027 y noviembre de 2028.

4.1. Análisis resultados aplicación Resolución CREG 101 036 de 2024 - Contratos

La resolución CREG 101 036 de 2024, expedida en el mes febrero con el fin de permitir el cubrimiento de los agentes comercializadores ante los efectos del fenómeno de El Niño en los precios de bolsa y su impacto en las tarifas finales para los usuarios, permitió la celebración de contratos de compra-venta de energía de forma directa por parte de comercializadores que atienden demanda regulada, en dos modalidades:

- Contratos pague lo contratado (PC)
- Contratos pague lo contratado condicionados a la generación ideal nacional no comprometida en contratos (PCG)

Así mismo, estableció la forma como las cantidades y precios de estos nuevos contratos se trasladan al componente G de la tarifa final de los usuarios.

Con base en lo anterior, se hace un resumen y se presentan algunas estadísticas descriptivas de los contratos que se firmaron con ocasión de la expedición de dicha resolución.

Con corte al 29 de febrero de 2024, y con base en la información suministrada por XM²¹, bajo esta resolución se firmaron 58 contratos en los que participaron 21 agentes vendedores y 25 agentes compradores.

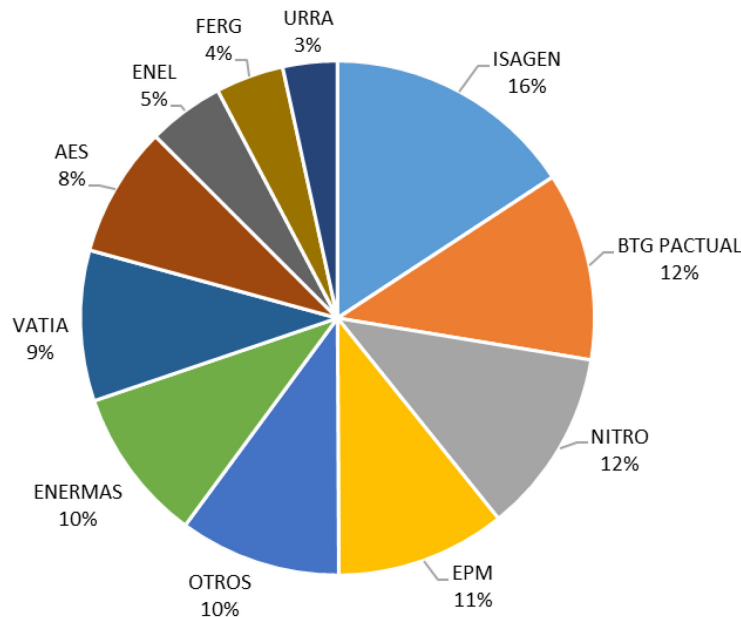
Por el lado de los vendedores, los agentes que firmaron mayor número de contratos fueron: ISAGEN (10), EPM (8), NITRO (6), ENEL (4), URRÁ (4) y AES (3); mientras que, por el lado de los compradores, los agentes que más contratos negociaron fueron: CARIBEMAR (7), ENEL (7), AIRE (4), ARAUCA (4), CENS (3) Y NEU (3). Según la modalidad de contratación, se firmaron 33 contratos pague lo contratado y 25 contratos PCG.

Con base en la proyección de cantidades y precios para marzo de 2024 realizada por el ASIC para el cálculo de garantías de los contratos bajo este esquema, se negociaron aproximadamente 157.062 MWh-mes, que corresponden en promedio al 2,5% de la demanda mensual nacional (aproximadamente 6.574 GWh-mes en 2023).

²¹ Comunicación enviada por XM el 5 de marzo de 2024.

El 90% de la oferta de la energía negociada se concentró en 10 agentes vendedores, siendo ISAGEN (16%), BTG PACTUAL (12%), NITRO ENERGY (12%) Y EPM (11%) los agentes con mayor participación en la venta de energía, como se muestra en la Figura 4-1.

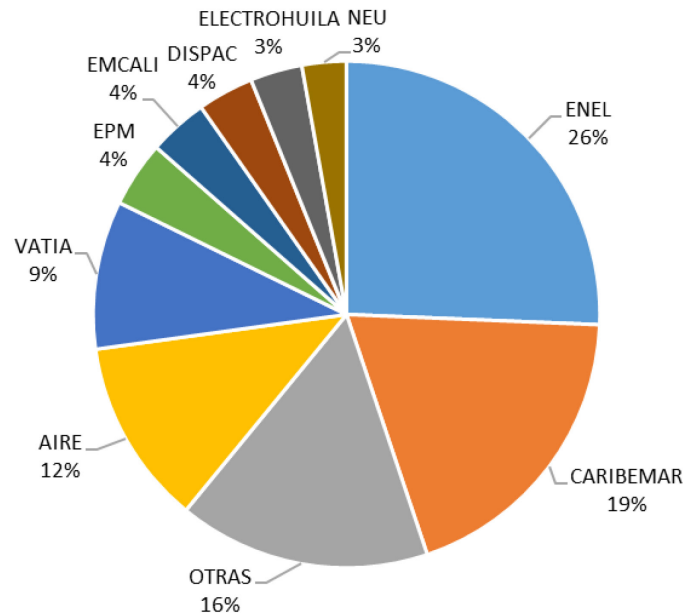
Figura 4-1: Porcentaje de participación de los agentes vendedores en la energía negociada.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Por otro lado, cerca del 85% de la demanda de esta energía se agrupó en 9 agentes compradores, siendo ENEL (26%), CARIBEMAR (19%), AIRE (12%) y VATIA (9%) los agentes con mayor participación en la compra de energía, como se presenta en la Figura 4-2.

Figura 4-2: Porcentaje de participación de los agentes compradores en la energía negociada.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Las cantidades negociadas por contrato oscilaron entre 100,0 y 18.600,0 MWh-mes, con un promedio de 2.708,0 MWh-mes; mientras que los precios por contrato estuvieron entre 340,0 y 563,2 \$/kWh y con un promedio de 423,4 \$/kWh, tal como se muestra en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Estadísticas básicas de las cantidades y precios de los contratos negociados.

Estadísticas básicas	Cantidades (MWh-mes)	Precios (\$/kWh)
Promedio	2.708,0	423,4
Máxima	18.600,0	563,2
Mínima	100,0	340,0
Mediana	1.111,0	436,9
Desviación estándar	4.044.204,2	40,4

Un aspecto que se revisó fue la contratación entre agentes vinculados, y se identificaron al menos cinco (5) contratos entre agentes vendedores y sus empresas vinculadas, de los cuales tres (3) contratos presentaron precios menores que el promedio de toda la muestra, en otro se observó un precio 22% mayor que el de los otros contratos del mismo agente vendedor con empresas no vinculadas, y más del 30% mayor que el promedio de toda la muestra, y en el último caso se evidenció un precio casi 30% mayor que el promedio de toda la muestra, lo que parecería indicar que aún persiste algún nivel de discriminación de precios para la contratación con agentes vinculados y no vinculados.

4.2. Análisis de subasta de Cargo por Confiabilidad

El 15 de febrero de 2024 se realizó la subasta de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) del cargo por confiabilidad para el periodo comprendido entre diciembre de 2027 y noviembre de 2028, reglamentada mediante las resoluciones CREG 101 024 de 2022 y 101 034A de 2022. En esta sección se presenta un resumen de los principales resultados del proceso de subasta como parte del seguimiento al mecanismo del cargo por confiabilidad dentro del Mercado de Energía Mayorista.

4.2.1. Descripción del proceso

Como se comentó, el proceso llevado a cabo por la CREG para la realización de la subasta comenzó con la expedición de la resolución CREG 104 034A de 2022, publicada oficialmente en febrero de 2023, y donde se convocó a la subasta para realizarse en agosto de ese año.

Posteriormente, con la expedición de la resolución 101 014 de 2023, se amplió en 60 días hábiles el plazo para la realización de la subasta, es decir, para noviembre de 2023, argumentando que se buscaba mayor participación de oferentes en la subasta, una mayor oferta de ENFICC. Lo anterior encaminado a lograr una mayor competencia en el proceso.

Luego, en agosto del mismo año, con la publicación de la resolución 101 021 de 2023, se ampliaron nuevamente los plazos para la realización de la subasta, adicionando 63 días hábiles más para ello, lo que significaba realizar la subasta en febrero de 2024, con el fin de realizar previamente el proceso de asignación administrada de OEF a plantas existentes para los periodos 2025-2026 y 2026-2027.

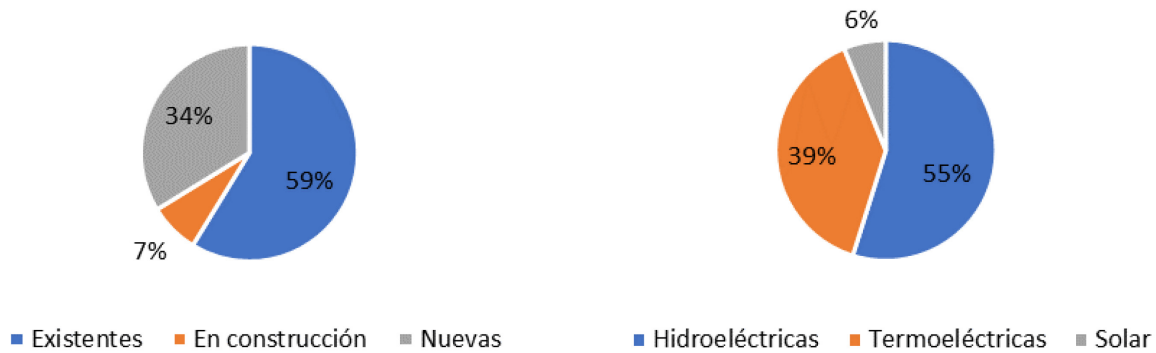
Finalmente, en enero de este año se publicó para comentarios el proyecto de resolución 701 035 de 2024, mediante el cual se buscaba ampliar por tercera vez y por 30 días hábiles más el plazo para la ejecución de la subasta, argumentando una constatación para asegurar que la nueva capacidad de generación que resultara de la subasta y que la misma se ajustara a los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026, sin embargo esta resolución no quedó en firme y el plazo de febrero de 2024 no se modificó.

4.2.2. Descripción de los principales resultados

En esta subasta participaron 88 plantas de generación, de las cuales a 80 (47 plantas existentes, 6 en construcción y 27 nuevas) se les asignaron Obligaciones de Energía Firme por 156,2 GWh/día, a un precio de cierre de 18,2 USD/MWh.

De las 47 plantas existentes asignadas, 24 son hidroeléctricas, con asignación de OEF por 85,7 GWh/día (55%), y 23 son termoeléctricas, con asignación de OEF por 59,81 GWh/día (38%). Y de las 33 plantas nuevas y en construcción, 30 plantas corresponden a energía solar, con asignación de OEF por 9,65 GWh/día (6%), y 3 plantas son termoeléctricas con asignación de OEF por 1,05 GWh/día (1%) (ver Figura 4-3).

Figura 4-3: Porcentaje de participación por tipo de tipo de proyecto – Porcentaje de la energía asignada por tipo de recurso



En cuanto a la capacidad de las plantas que fueron asignadas, las hidroeléctricas existentes tienen 10.912 MW, las termoeléctricas (existentes y nuevas) suman 4.590 MW, y las nuevas solares corresponden a 4.441 MW.

Al revisar el balance de energía para el periodo 2027-2028, que corresponde a la comparación de la totalidad de OEF asignadas (previas, asignadas en la subasta y plantas no despachadas centralmente), se alcanza un valor aproximado de 250 GWh/día, con la demanda proyectada por la UPME en el escenario medio de la publicación de julio de 2023²², para el año 2028 es de 91.056 GWh/año, correspondiente a aproximadamente 249 GWh/día, se cubre la demanda con las OEF asignadas en el proceso.

Como se mencionó, el precio de cierre de la subasta fue 18,2 USD/MWh, que corresponde aproximadamente al precio de la subasta previa ajustados a precios de hoy, lo que indicaría que el costo de la confiabilidad se mantuvo y no se incrementó frente a la subasta inmediatamente anterior.

²² Tomado del documento “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2023-2037” de la UPME, Tabla iii, sección b. del Anexo.

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

DIC 2023 – FEB 2024



Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural

