



BOLETÍN DE

Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas

SEP 2023 – NOV 2023

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

Aidee Buitrago Gutiérrez

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Diego Miguel Piñeros Pulido

Camilo Táutiva Mancera

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres

Jairo Alberto Agudelo Susa

EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Juan Sebastián Alcina Rodríguez

COORDINADOR

Jorge Enrique Fonseca Aguirre

Contenido

Resumen Ejecutivo.....	11
1 Mercado Mayorista de Gas Natural.....	13
1.1 Seguimiento de mercado.....	13
1.1.1 Mercado Primario.....	13
1.1.2 Mercado Secundario.....	19
1.1.3 Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM.....	25
1.1.4 Índice de precios nacional vs importado.....	28
1.2 Seguimiento operativo.....	30
1.2.1 Producción.....	30
1.2.2 Demanda.....	32
1.2.3 Uso de la infraestructura de transporte de gas natural.....	42
1.2.4 Disponibilidad de la infraestructura de gas natural.....	46
2 Gas Natural Utilizado como Combustible para Generación de Electricidad por Plantas Térmicas que Utilizan Dicho Combustible para Respaldo sus Obligaciones de Energía Firme en Escenarios de Baja Hidrología.....	49
2.1 Consumo Total de Gas Natural de Plantas que Respaldo OEF con Gas Natural Importado (GNI).....	50
2.2 Consumos Individuales de Gas Natural de Cada Planta del Grupo Térmico.....	51
2.3 Consumo Total de Gas Natural de Las Plantas que no Hacen Parte del Grupo Térmico..	52
2.4 Consumo de Gas Natural Discriminado por las Plantas que No Hacen Parte del Grupo Térmico.....	53
2.5 Conclusiones.....	53
3 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.....	55
3.1 Análisis de mercado.....	55
3.1.1 Indicadores de concentración.....	55
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.....	70
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 Generación real / Ventas en contratos para agentes generadores.....	73
3.2.4 Comparación de variables por agente.....	74
3.3 Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores.....	90

3.3.1	Demanda regulada contratada	91
3.3.2	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores.....	92
3.3.3	Porcentaje de cubrimiento de agentes en el Mercado Regulado.....	94
3.3.4	Caracterización de contratos con destino al Mercado Regulado.....	95
3.3.5	Caracterización contratos con destino al Mercado No Regulado.....	96
3.3.6	Contratos entre agentes vinculados e integrados	97
3.4	Seguimiento operativo	102
3.4.1	Hidrología del sistema	102
3.4.2	Hidrología por plantas	103
3.4.3	Vertimientos.....	108
3.4.4	Generación de energía por recurso.....	109
3.4.5	Demanda.....	111
3.4.6	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	112
4	Análisis del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) Durante el Periodo Enero 2022 - Noviembre 2023.....	114

Lista de Figuras

Figura 1-1: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Primario noviembre 2023.....	14
Figura 1-2: Participación de los productores en la contratación del Mercado Primario.	15
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.....	16
Figura 1-4: Cantidad contratada en el Mercado Primario por fuente de producción.....	16
Figura 1-5: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por modalidad.	17
Figura 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.	18
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	18
Figura 1-8: Cantidad contratada en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.	19
Figura 1-9: Dinámica Mercado Secundario sep. 23	20
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario oct. 23.....	20
Figura 1-11: Dinámica Mercado Secundario nov. 23.....	21
Figura 1-12: Curva de oferta agregada de contratos para el Mercado Secundario.....	22
Figura 1-13: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por modalidad.	23
Figura 1-14: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por modalidad.....	24
Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	24
Figura 1-16: Cantidad contratada en el Mercado Secundario por tipo de uso.....	25
Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.	26
Figura 1-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.	26
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.....	27
Figura 1-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.....	28
Figura 1-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.....	29
Figura 1-22: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	29
Figura 1-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre.....	30
Figura 1-24: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	31
Figura 1-25: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	32
Figura 1-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	33
Figura 1-27: Distribución de la demanda por tipo de usuario.	34
Figura 1-28: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.....	35
Figura 1-29: Demanda diaria de gas sector Industrial en el periodo de análisis.....	36
Figura 1-30: Demanda diaria de gas sector Térmico en el periodo de análisis.....	37
Figura 1-31: Consumo de gas para generación en la Costa en el periodo de análisis.....	37
Figura 1-32: Consumo de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis.....	39

Figura 1-33: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	40
Figura 1-34: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.....	40
Figura 1-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.....	41
Figura 1-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	41
Figura 1-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.....	42
Figura 1-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.....	43
Figura 1-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.	44
Figura 1-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.....	44
Figura 1-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.....	45
Figura 1-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.....	46
Figura 1-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	47
Figura 1-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	47
Figura 2-1: Consumo total de gas plantas que respaldan OEF con gas natural.....	50
Figura 2-2: Consumo total de gas plantas que respaldan OEF con gas natural importado-Grupo Térmico....	51
Figura 2-3: Consumo de gas plantas que respaldan OEF con gas natural – grupo térmico discriminado por planta.....	51
Figura 2-4: Consumo de gas de plantas que respaldan OEF con gas natural local – No grupo térmico.....	52
Figura 2-5: Consumo de gas plantas que respaldan OEF con gas natural local– No grupo térmico discriminado por planta.....	53
Figura 3-1: Concentración del mercado eléctrico – Índice Herfindahl-Hirschman*.....	56
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.....	64
Figura 3-7 Precios representativos del mercado.....	64
Figura 3-8: Precio de oferta promedio por recurso energético.....	66
Figura 3-9: Precio promedio de contratos vs. CERRE.....	67
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.....	69
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: Generación real / Ventas en contratos.....	74
Figura 3-16: Comparación de variables: AES Colombia.....	75
Figura 3-17: Comparación de variables: Celsia.....	76
Figura 3-18: Comparación de variables: Enel.....	77
Figura 3-19: Comparación de variables: EPM.....	79

Figura 3-20: Comparación de variables: Isagen.....	81
Figura 3-21 Comparación de variables Gensa.....	82
Figura 3-22 Comparación de variables Gecelca.....	83
Figura 3-23 Comparación de variables Sochagota.....	84
Figura 3-24 Comparación de variables Tebsa.....	85
Figura 3-25 Comparación de variables Termocandelaria.....	87
Figura 3-26 Comparación de variables Prime.....	88
Figura 3-27 Comparación de variables TermoEmcali.....	89
Figura 3-28 Comparación de variables Termonorte.....	90
Figura 3-29: Resumen precios promedio y energía total por mercado.....	91
Figura 3-30: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.....	92
Figura 3-31: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura.....	93
Figura 3-32: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.....	94
Figura 3-33: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.....	96
Figura 3-34: Duración de contratos con destino al Mercado No Regulado.....	97
Figura 3-35: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	102
Figura 3-36: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho).....	103
Figura 3-37. Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.....	105
Figura 3-38. Aportes y volumen útil por planta de media regulación.....	106
Figura 3-39. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	107
Figura 3-40. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.....	107
Figura 3-41. Vertimientos diarios de por planta.....	109
Figura 3-42: Participación de la generación por recurso.....	109
Figura 3-43: Participación de generación térmica.....	110
Figura 3-44: Generación térmica por combustible.....	110
Figura 3-45: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2037	111
Figura 3-46: Evolución de la demanda diaria del SIN.....	112
Figura 3-47: Costo de restricciones y precio de bolsa.....	112
Figura 3-48: Generación fuera de mérito por área.....	113
Figura 4-1: Convocatorias realizadas en el SICEP en el periodo de análisis.....	114
Figura 4-2: Convocatorias adjudicadas por agente en el periodo de análisis.....	119

Lista de Tablas

Tabla 1-1: Resumen de transacciones Mercado Secundario.....	21
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).....	31
Tabla 1-3: Inventarios de GNL en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).....	32
Tabla 1-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).....	34
Tabla 1-5: Variación de la demanda promedio para agosto 2023 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).....	35
Tabla 1-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	38
Tabla 1-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	38
Tabla 1-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el Interior en el periodo de análisis (GBTUD).....	39
Tabla 3-1: Rangos de referencia para la evaluación del HHI.....	56
Tabla 3-2: Comportamiento del IHH asumiendo las diferentes formas de categorizar la concentración de mercado.....	57
Tabla 3-3: Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.....	62
Tabla 3-4: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.....	65
Tabla 3-5: Precio de oferta promedio por recurso energético.....	67
Tabla 3-6: Precio promedio de contratos vs. CERE.....	68
Tabla 3-7: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.....	76
Tabla 3-8: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Celsia.....	77
Tabla 3-9: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Enel.....	78
Tabla 3-10: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): EPM.....	80
Tabla 3-11: Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Isagen.....	82
Tabla 3-12 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Gensa.....	83
Tabla 3-13 Estadísticos básicos Gecelca.....	84
Tabla 3-14 Estadísticos básicos Sochagota.....	85
Tabla 3-15 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TEBSA.....	86
Tabla 3-16 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termocandelaria.....	87
Tabla 3-17 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Prime.....	88
Tabla 3-18 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): TermoEmcali.....	89
Tabla 3-19 Estadísticos precios de oferta (\$/kWh): Termonorte.....	90
Tabla 3-20: Resumen estadísticas Mercado Regulado.....	95
Tabla 3-21: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.....	96

Tabla 3-22: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado Regulado.	98
Tabla 3-23: Contratos entre agentes vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.....	98
Tabla 3-24: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado Regulado.	99
Tabla 3-25: Agentes generadores con mayor venta en el Mercado No Regulado.	100
Tabla 3-26: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el Mercado No Regulado.	101
Tabla 3-27: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado No Regulado.	101
Tabla 3-28: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.....	104
Tabla 3-29 Energía vertida por Área, cifras en GWh.....	108
Tabla 4-1: Total de convocatorias realizadas por cada agente comercializador en el periodo de análisis.....	115
Tabla 4-2: Convocatorias realizadas por los agentes comercializadores con mayor exposición a bolsa en el periodo de análisis.	118
Tabla 4-3: Convocatorias realizadas en cada año del periodo de análisis.....	119
Tabla 4-4: Estadísticas de los productos de las convocatorias en el periodo de análisis.....	120
Tabla 4-5: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.....	121
Tabla 4-6: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.....	121

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 septiembre a noviembre de 2023, está conformado por los siguientes capítulos: 1. Mercado Mayorista de Gas Natural, 2. Gas Natural Utilizado como Combustible para Generación de Electricidad por Plantas Térmicas que Respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con Gas Natural en Escenarios de Baja Hidrología, 3. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y 4. Análisis del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) Durante el Periodo Enero 2022 - Noviembre 2023.

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 Otras registró los precios más altos del trimestre, con un valor ponderado medio alrededor de 8,2 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 7,4 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 1,307. De manera particular, el gas con destino Térmico registró el mayor valor con un promedio cercano a 7,9 USD/MBTU.

Respecto a las OTMM se resalta que, el promedio del total de cantidades contratadas se ubicó alrededor de 606,3 GBTUD, con una participación de la modalidad Con Interrupciones de 350,6 GBTUD y de la modalidad Firme con un valor medio de 255,7 GBTUD.

En cuanto a la situación operativa del sistema se resalta la insalvable restricción declarada en el punto Jobo desde el 7 de agosto, la cual inició en 23,0 GBTUD y se incrementó hasta un total de 85,6 GBTUD en el mes de septiembre.

En el capítulo 2 se presenta el seguimiento al consumo de gas natural para generación de electricidad por plantas térmicas que utilizan dicho combustible para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme durante un periodo con expectativa de bajos aportes hídricos al sistema. Durante el periodo comprendido entre el 01 de septiembre y el 30 de noviembre de 2023, las cantidades de gas natural utilizadas por las plantas termoeléctricas que respaldan sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) con dicho combustible fueron en total 29.521 GBTU, equivalentes a un promedio diario de 324,4 GBTU.

Por su parte, en el capítulo 3 se desarrolla el análisis de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, el cual 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 1.287,9. En lo que corresponde al IOR por agente (incluyendo la totalidad de las plantas) se puede observar que en tres ocasiones durante el periodo de análisis (todas en septiembre) se superó el umbral de la pivotalidad (1.0).

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 hidrología (niveles de embalses y aportes), generación de energía por recurso, evolución de la demanda y restricciones.

Finalmente, en el capítulo 4 se presenta el análisis del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) para el periodo enero 2022 - noviembre 2023. Durante este periodo se llevaron a cabo 205 procesos de convocatorias (97 en el año 2022 y 108 en el año 2023), de las cuales el 50% (103) se adjudicaron, el 40% (81) no se adjudicaron (15 canceladas y 66 cerradas desiertas), y el 10% (21) no habían concluido.

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.

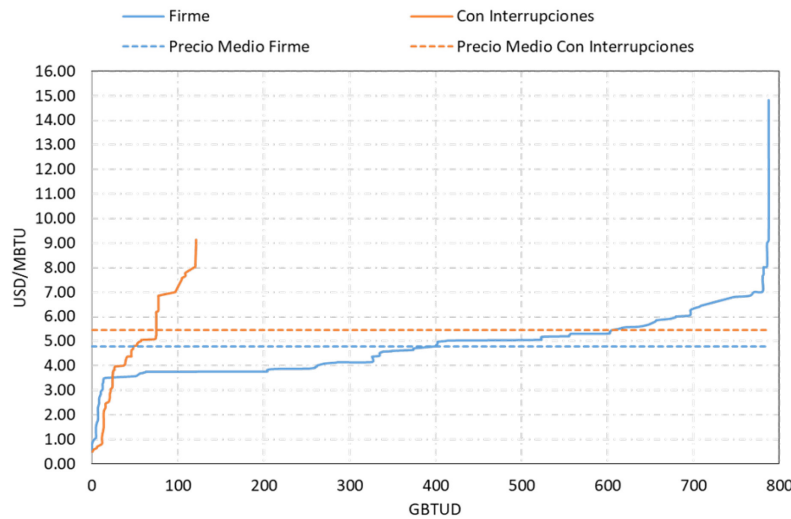
Curva de oferta agregada de contratos Mercado Primario:

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 noviembre 2023.



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 4,8 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 USD/MBTU, fueron de 6,0%.
- Cerca del 16,6% 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 esta alrededor del 37,9%.
- El 39,5% de las cantidades contratadas tienen precios mayores que 6,0 USD/MBTU.
- Durante el periodo se observa un registro cercano a 15,0 USD/MBTU

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

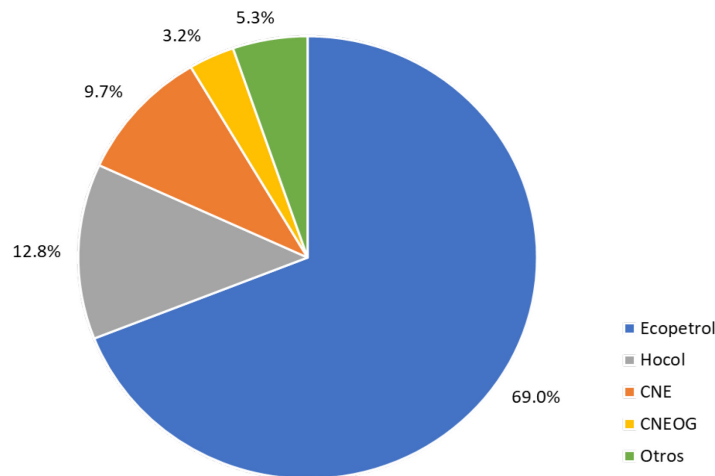
- El precio promedio ponderado se ubicó en 5,4 USD/MBTU.
- Cerca del 16,7% del total de gas contratado registraron precios por debajo de 4,0 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU fueron de alrededor del 21,3%.
- El 12,0% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 50,0% 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 69,0% 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 12,8% y los agentes CNE y CNEOG participaron en proporciones de 9,7% y 3,2% respectivamente.

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

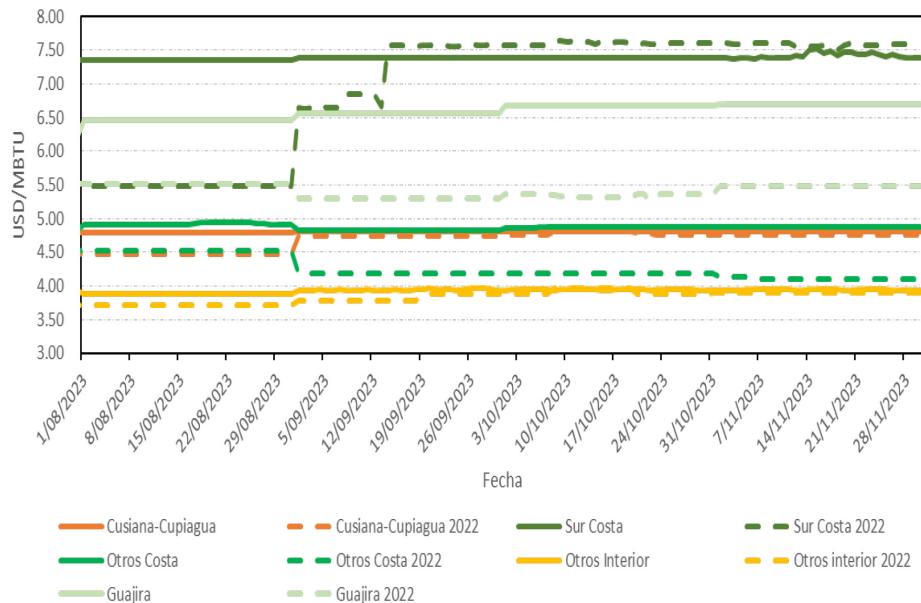


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 7,4 USD/MBTU, 0,1 USD/MBTU por debajo 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 6,6 USD/MBTU.

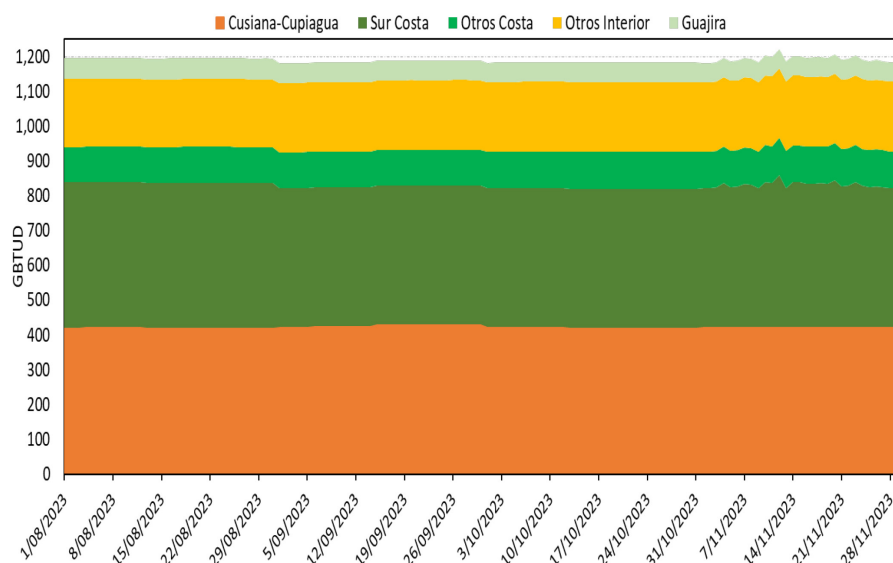
Figura 1-3: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por fuente de producción.



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

Así mismo, se revisaron las cantidades contratadas en el Mercado Primario por fuente de producción (ver Figura 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 425,3 GBTUD, seguido de cerca por el volumen de los campos Sur Costa con un valor medio aproximado de 401,9 GBTUD. Frente al trimestre anterior, se observa una disminución de cercana al 0,9%.

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

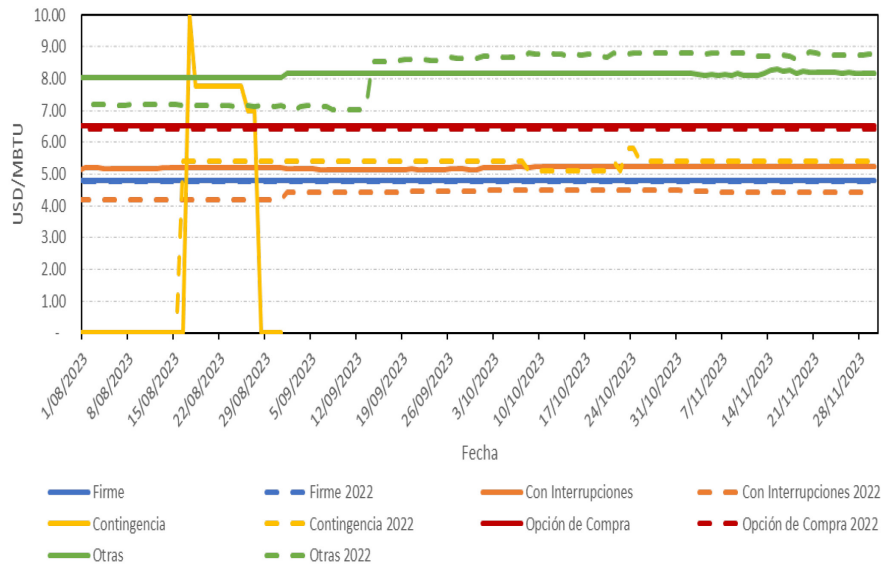


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Precios y cantidades por modalidad:

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 modalidad Otras³ con un valor ponderado medio alrededor de 8,2 USD/MBTU, que representa una caída de 0,3 USD/MBTU respecto al precio del mismo trimestre del 2022, seguido por los precios de la modalidad Opción de Compra con un valor de 6,5 USD/MBTU (ver Figura 1-5).

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



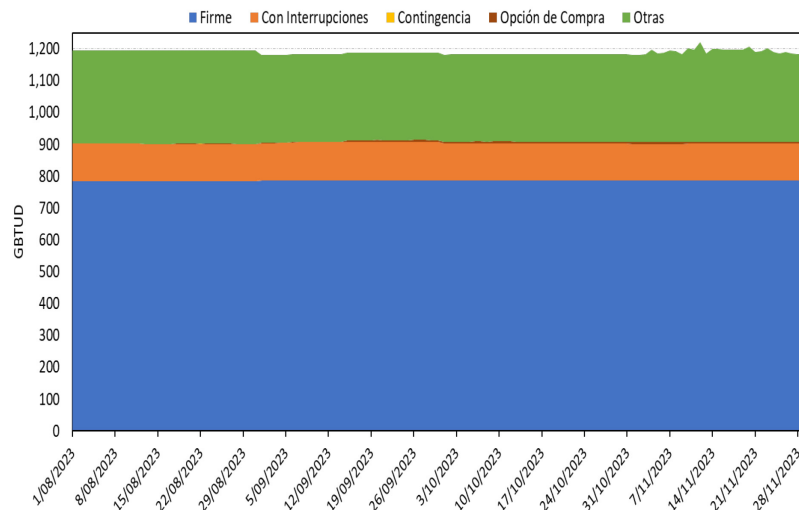
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 786,2 GBTUD, seguido por el gas contratado bajo la modalidad Otras, cuyo valor fue cercano a 278,0 GBTUD.

Igualmente, en la gráfica se puede observar que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.186,5 GBTUD, con respecto al trimestre anterior se observa una caída de 0,9%.

³ 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 1-6: Cantidad contratada en el Mercado Primario por modalidad.



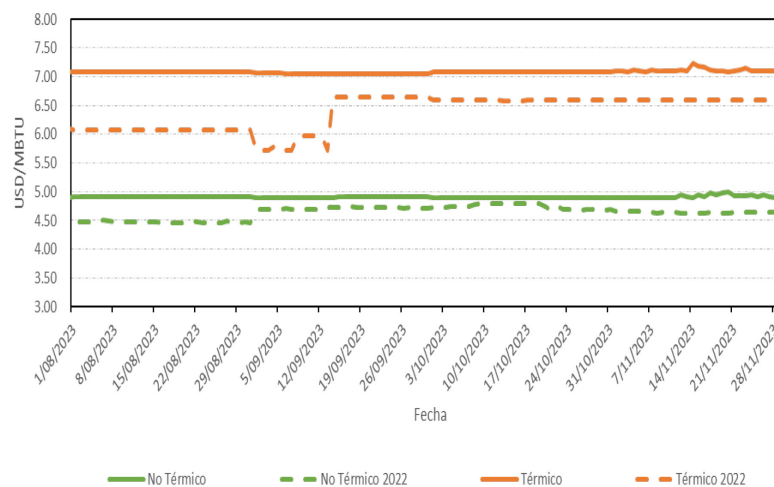
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 7,1 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 4,9 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.

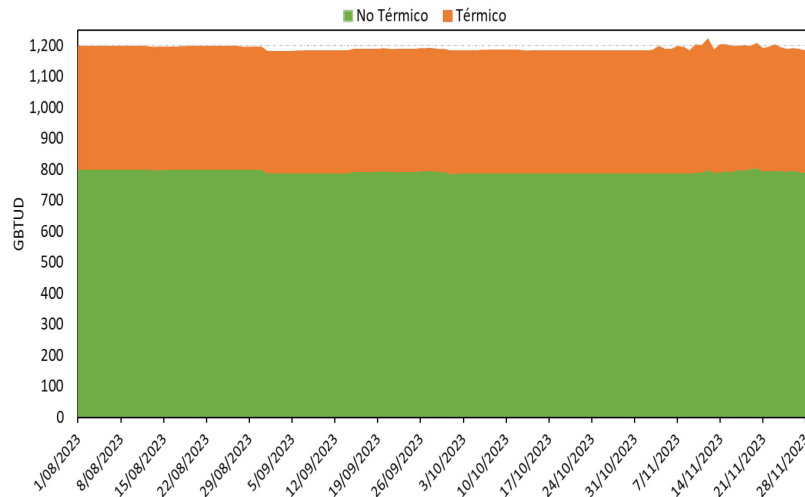
Figura 1-7: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Primario por tipo de uso del gas natural.



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 791,5 GBTUD, mientras que el gas con destino Térmico tuvo un registro medio de 395,0 GBTUD. Se observa que frente a trimestre anterior presentó una caída aproximada de 0,9%.

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

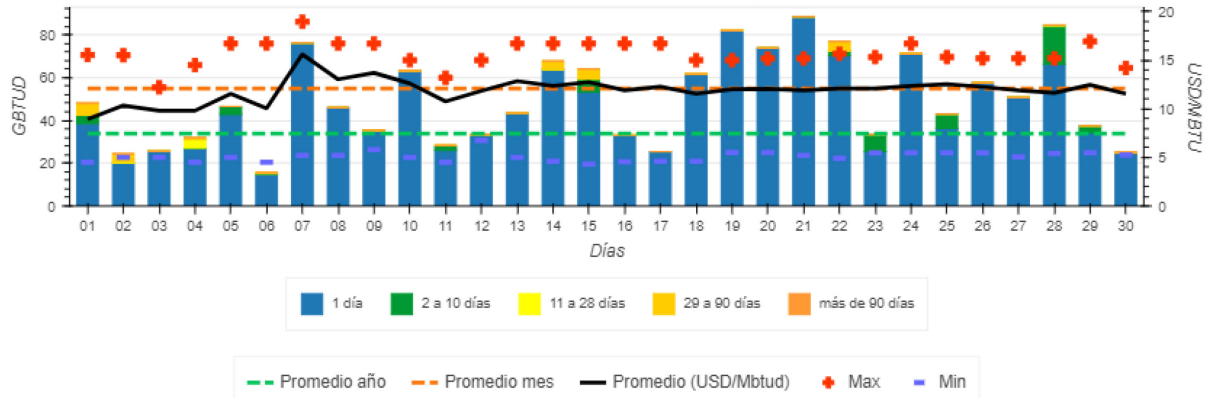
1.1.2 Mercado Secundario

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 587 transacciones durante el mes de septiembre de 2023, de las cuales 514 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 88,0 GBTUD, como se puede apreciar en las figuras mensuales que se presentan a continuación:

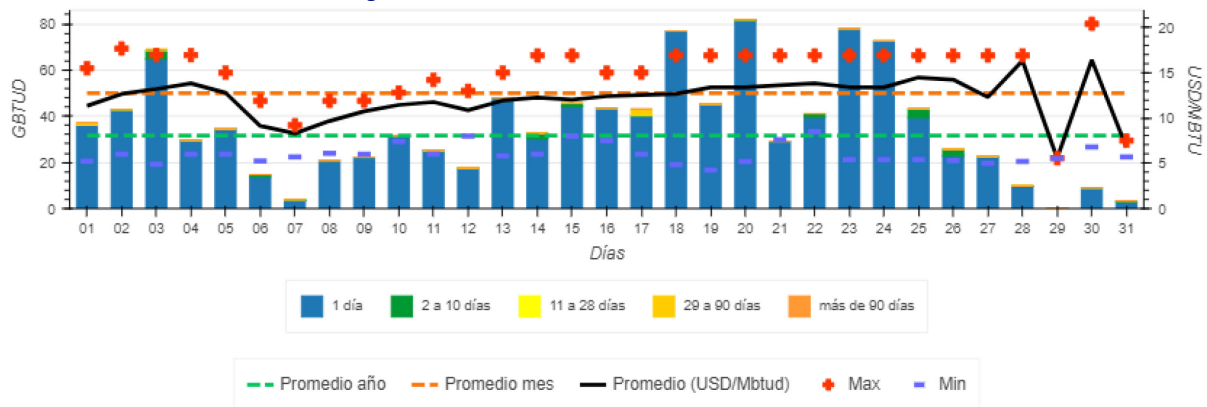
Figura 1-9: Dinámica Mercado Secundario sep. 23



Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	Total transacciones
1 día	17	7	10	14	16	10	17	12	6	18	10	8	16	29	14	15	12	19	26	27	35	34	14	19	16	21	24	22	15	11	514
2 a 10 días	5			1	4	1	1					4	1		3	2		1				2	1	1	3			9	2	41	
11 a 28 días		1		1		1						1							1											5	
29 a 90 días	13	1		1										1	3							6						1	1	27	
más de 90 días																															
Total transacciones	35	9	10	17	20	12	18	12	6	18	15	8	17	30	20	17	12	20	27	27	35	42	15	20	19	21	24	32	17	12	587

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

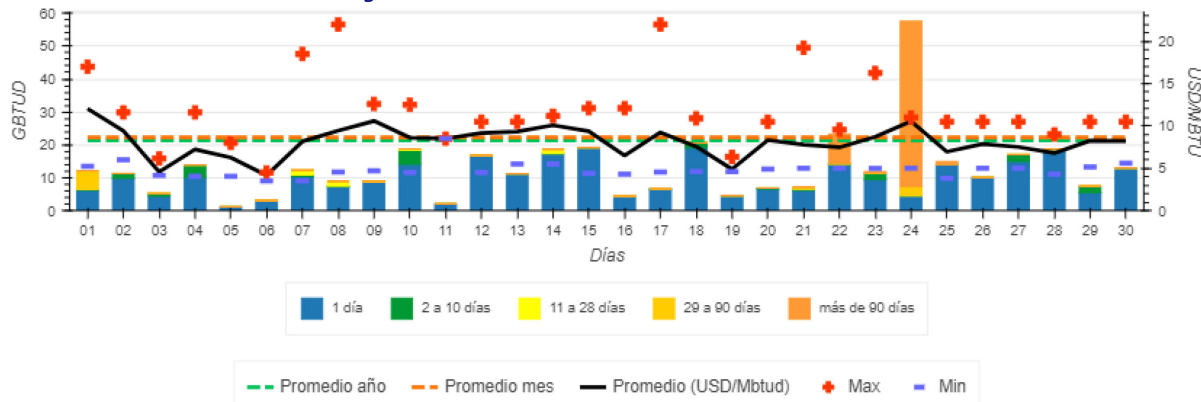
Figura 1-10: Dinámica Mercado Secundario oct. 23.



Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	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	11	14	23	10	14	12	4	12	8	13	10	12	26	11	19	14	11	31	18	28	8	7	27	28	19	12	14	2	1	5	4	428
2 a 10 días			1	1		1	2							2	1										2	2	1	1			2	19
11 a 28 días			1													1															2	
29 a 90 días	4	1														2															7	
más de 90 días																																
Total transacciones	15	15	25	11	14	13	6	12	8	13	10	12	26	13	20	14	14	31	18	30	8	8	27	28	21	14	15	3	1	5	6	456

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

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



Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	Total transacciones
1 día	5	7	5	12	2	3	7	11	5	13	1	6	7	8	11	10	5	14	4	5	8	9	7	8	9	6	4	10	3	4	209
2 a 10 días	1	1	1	4			1	1		4							1	3		1	1	1	1				1	1		23	
11 a 28 días							1	1		1				2																5	
29 a 90 días	13																				1			1						15	
más de 90 días																						3	1	3	5					12	
Total transacciones	19	8	6	16	2	3	9	13	5	18	1	6	7	10	11	10	6	17	4	6	10	13	9	12	14	6	5	10	4	4	264

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)
Sep. - 23	587	514	16	88	12.1
Oct. - 23	456	428	0	82	12.7
Nov. - 23	264	209	1	58	8.6

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

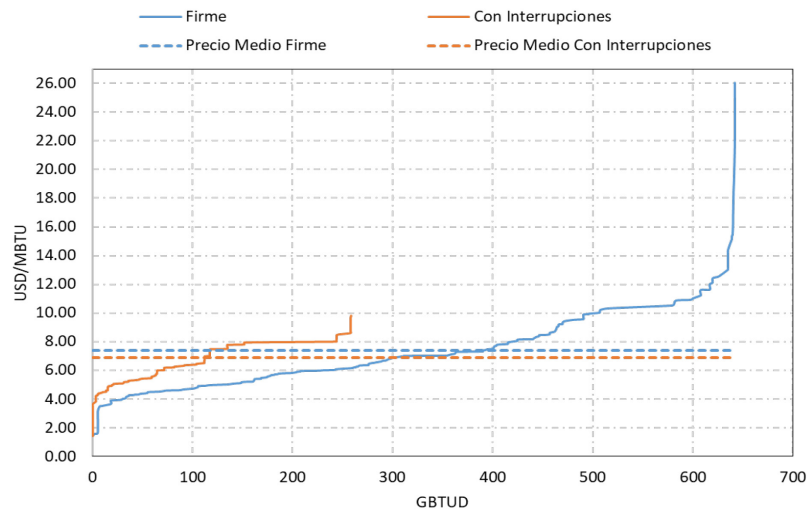
De la dinámica mensual del Mercado Secundario durante el trimestre se destaca lo siguiente:

- El número de transacciones mensuales oscila entre los 264 y 587.
- 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: 514, 428 y 209 para sep. 23, oct. 23 y nov. 23 respectivamente.
- Los precios promedio presentaron una variación entre 8,6 USD/MBTU y 12,7 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 noviembre de 2023.

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 7,4 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 USD/MBTU, corresponden al 2,7%.
- Cerca del 16,0% 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 encuentran alrededor del 13,8% de la cantidad contratada durante el periodo.
- Finalmente, de los registros se destaca que el 67,5% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 6,0 USD/MBTU.

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

- El precio medio se ubicó en 6,9 USD/MBTU.
- Cerca del 1,4% de las cantidades contratadas 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 6,0%.
- El 18,6% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 74,0% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores a 7 USD/MBTU.

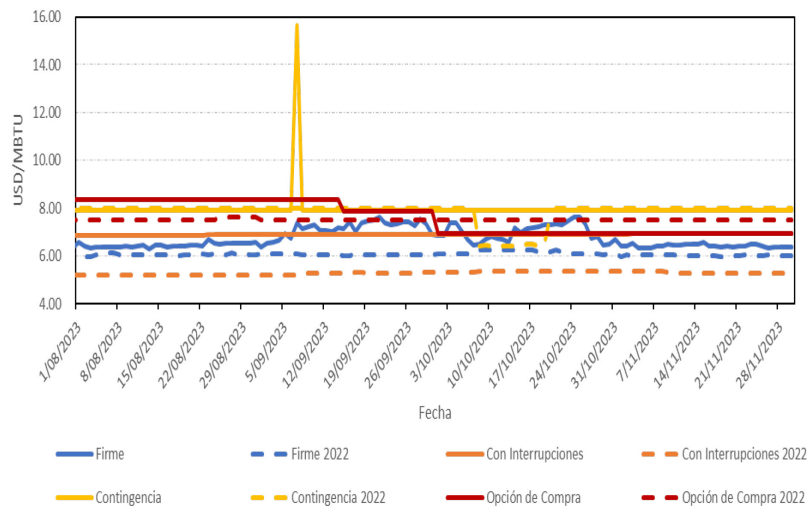
Precios y cantidades por modalidad:

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 Firme tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 6,9 USD/MBTU, ubicándose 0,8 USD/MBTU por encima del valor medio del mismo periodo del 2022.

Figura 1-13. De los datos se observa que, la modalidad Opción de Compra registró los valores más altos del trimestre ubicándose en promedio en 7,3 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad Firme tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 6,9 USD/MBTU, ubicándose 0,8 USD/MBTU por encima del valor medio del mismo periodo del 2022.

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

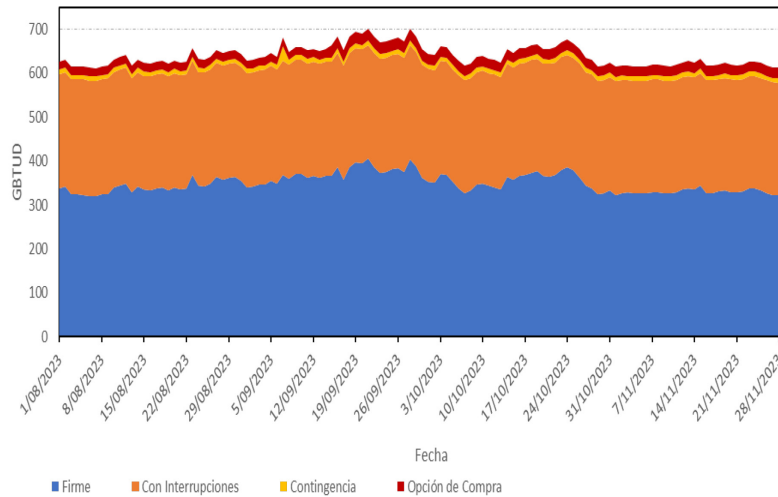


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo que respecta a la modalidad Contingencia, se presentó un precio de 15,6 USD/MBTU el 7 de septiembre, alejado del promedio trimestral que estuvo cerca a los 8,0 USD/MBTU. Este valor se debió principalmente a una contratación para ese día, para el sector industrial cercano a los 23 GBTU con un valor por alrededor de los 18,1 USD/MBTU.

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 351,4 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 257,7 GBTUD. Frente al trimestre anterior se observa un incremento de 4,0% en las cantidades totales contratadas.

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



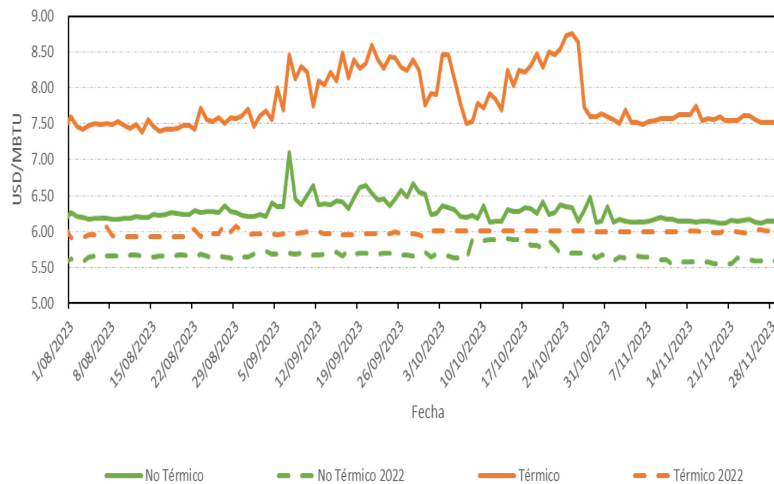
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 7,9 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 6,3 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.

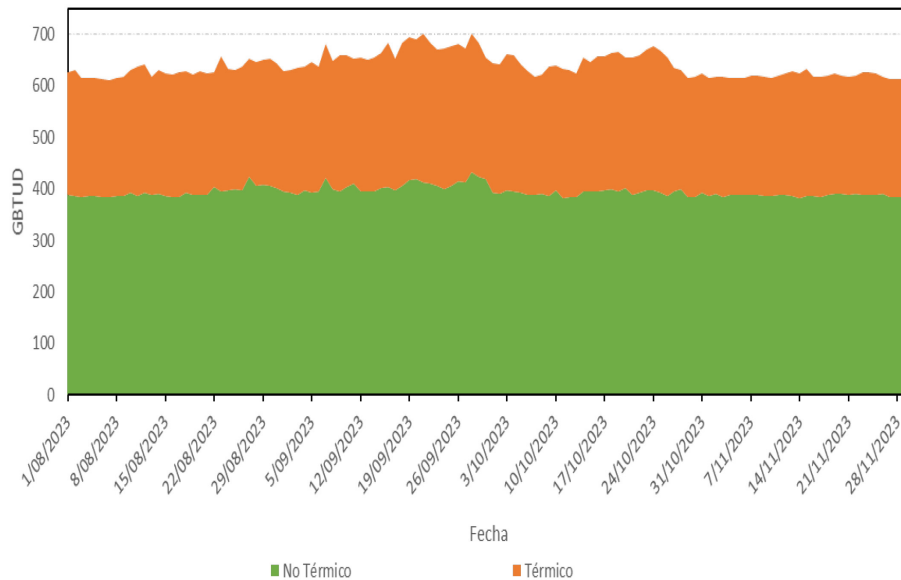
Figura 1-15: Precios promedio ponderado de contratos en el Mercado Secundario por tipo de uso.



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 247,8 GBTUD y para el No Térmico valores próximos a 394,7 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 – OTMM⁴

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.

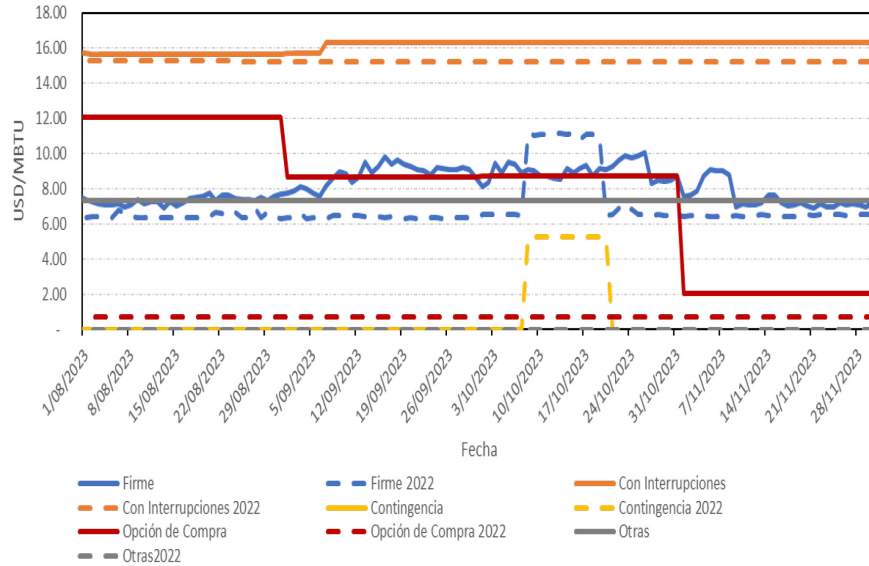
Precios y cantidades por modalidad:

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 Con Interrupciones es el más alto de todos, con un valor medio cercano a 16,3 USD/MBTU. En cuanto al precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 8,4 USD/MBTU.

⁴ 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.

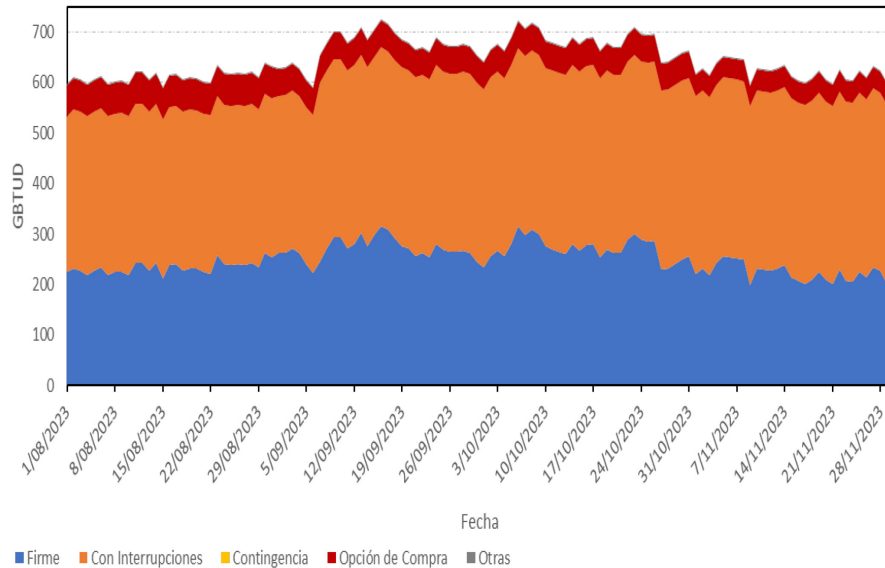
Figura 1-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



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 350,6 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 255,7 GBTUD (ver Figura 1-18). Se observa un incremento en las cantidades contratadas de 11.3% frente al trimestre anterior.

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



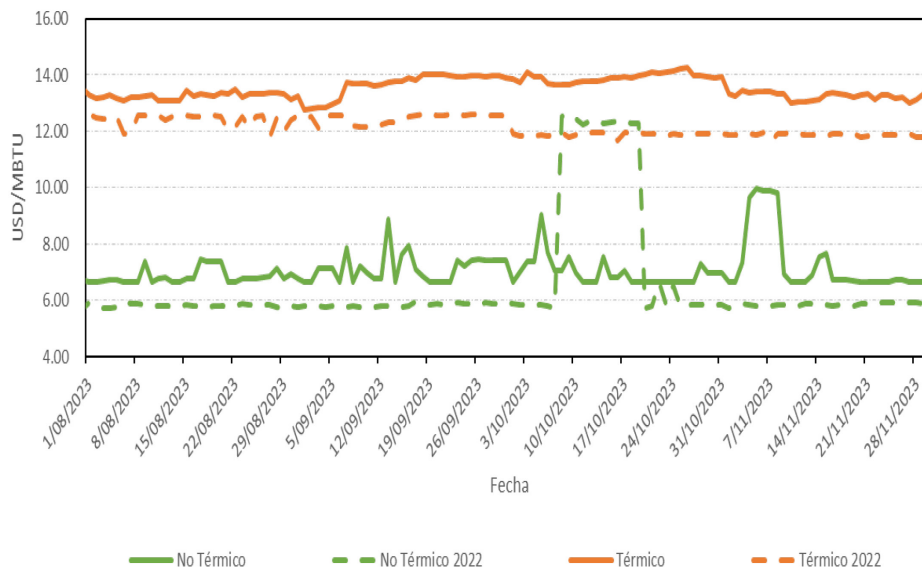
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

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 solo se negociaron contratos para el sector Térmico, que tuvo un valor medio de 13,6 USD/MBTU (ver Figura 1-19). Asimismo, se puede observar que el gas para uso No Térmico se contrató a un valor medio de 7,2 USD/MBTU.

Frente al mismo trimestre del año 2022, los precios de sector Térmico presentaron un incremento de 1,5 USD/MBTU.

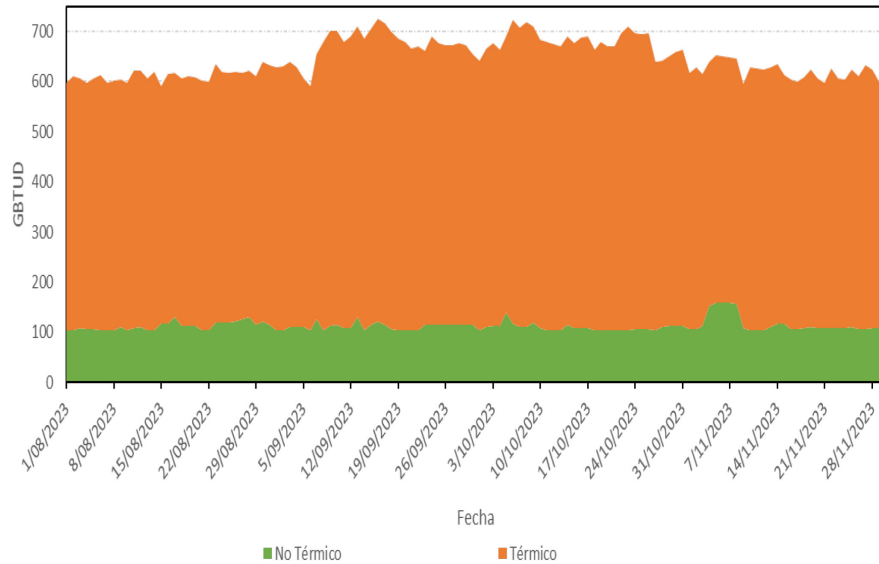
Figura 1-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



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 544,9 GBTUD, mientras que el No Térmico presentó un valor de 112,7 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:

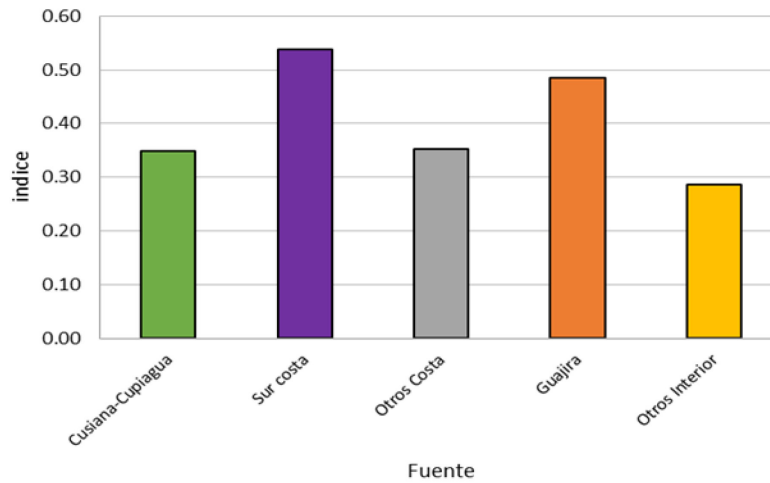
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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).

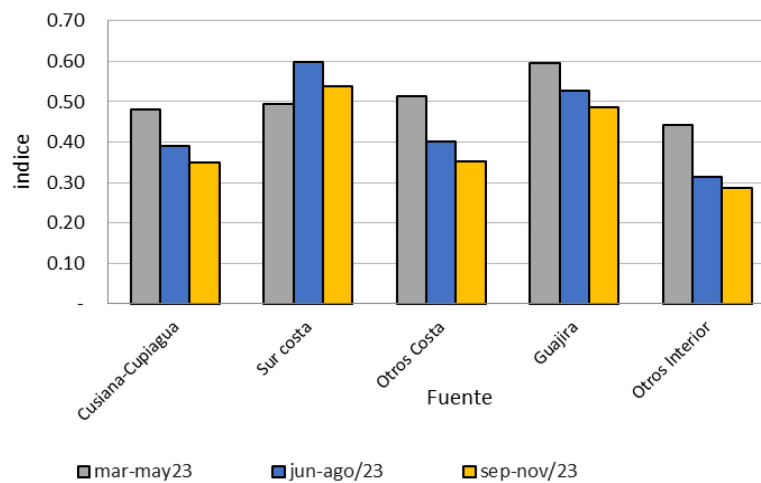
Figura 1-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.



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 sep. 23 – nov. 23 el indicador disminuye su valor para todas las fuentes, excepto para Sur Costa. De manera particular, se encuentra que durante este trimestre la competitividad del gas nacional de todas las fuentes analizadas decreció (con excepción Sur Costa), sin embargo, 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

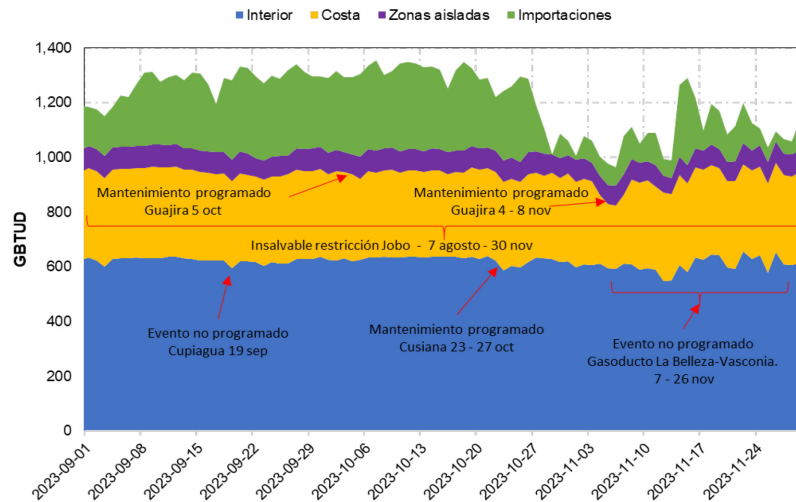
1.2 Seguimiento operativo

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 1.214,4 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región que más aportó gas natural durante el periodo fue el Interior con un valor medio de 620,1 GBTUD, seguida por la Costa con 316,3 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 19 de septiembre debido a un evento no programado en Cupiagua, registrando una disminución de 4.4%. Adicionalmente, del 23 al 27 de octubre se registró una disminución de 5.7% debido a un mantenimiento programado en Cusiana. Así mismo, del 7 al 26 de noviembre se presentó un evento no programado en el Gasoducto La Belleza – Vasconia que afectó las entregas de gas algunos días para el eje cafetero y sur occidente del país.

En la gráfica también se puede observar la afectación en la oferta de gas en la región Costa debida a la insalvable restricción declarada en el punto Jobo desde el 7 de agosto hasta el 30 de noviembre. El evento inició el 7 de agosto con 23,0 GBTUD y a partir del 31 de agosto se incrementó a 37,6 GBTUD.

Mediante comunicación de Canacol Energy del 01 de diciembre de 2023, la empresa informó sobre el levantamiento de la Insalvable Restricción de la Oferta – No Transitoria, declarada el pasado 07 de agosto del año en curso. El levantamiento se basa principalmente en una disminución de los compromisos contractuales

de suministro de gas natural en firme de las compañías a partir del año gas que inicia el 1 de diciembre de 2023. Los problemas operativos persisten.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, la producción agregada nacional tuvo una variación de 15,6%, equivalente a un incremento de 163,9 GBTUD. A nivel regional se observa que, la producción del Interior, las importaciones y las Zonas aisladas registraron un incremento de 4,5 GBTUD, 166,0 GBTUD y 2,6 GBTUD respectivamente, mientras que la región Costa presento una caída de 9,2 GBTUD (ver Tabla 1-2).

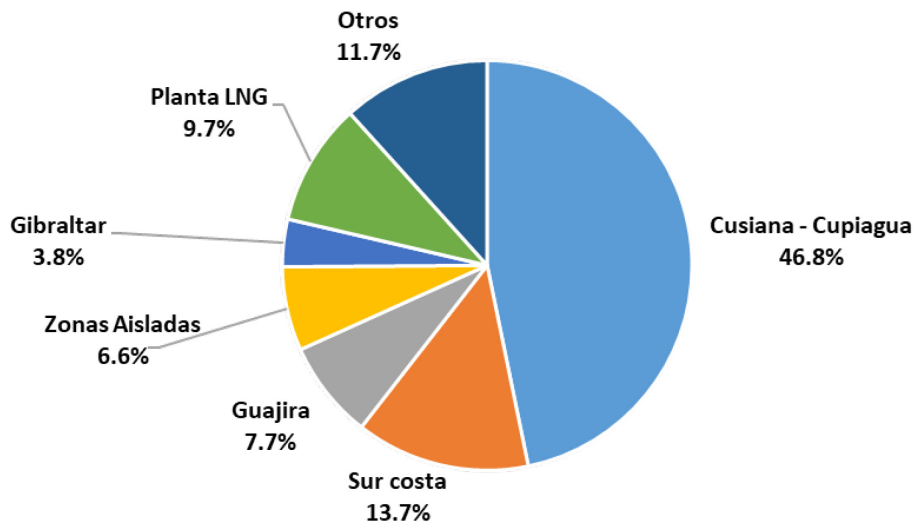
Tabla 1-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Jun. 23 – Ago. 23	Sep. 23 – Nov. 23	Variación
Interior	615,6	620,1	0,7%
Costa	325,5	316,3	-2,8%
Importaciones	36,1	202,1	459,8%
Zonas aisladas	73,8	76,4	3,5%
Total	1.051,0	1.214,9	15,6%

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

Para el periodo sep. 23 – nov. 23 los campos de producción Cusiana y Cupiagua aportaron el 46,8% de la producción total nacional. La producción nacional se complementó principalmente con el gas proveniente de los campos Sur Costa (13,7%), Otros campos (11,7%), la planta de regasificación (9,7%), La Guajira (7,7%) y Zonas aisladas (6,6%) 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

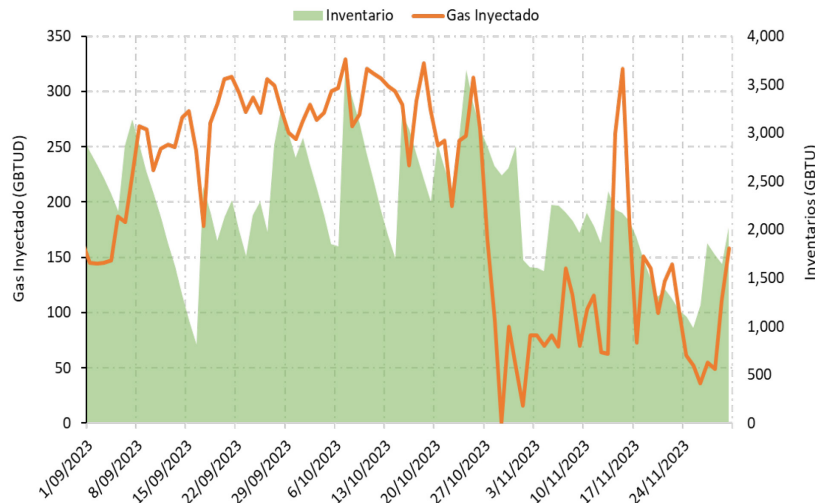
Gas Natural Importado:

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 septiembre) el inventario se encontraba alrededor de los 2.819,4 GBTU y al final del periodo (último día de noviembre) el volumen almacenado fue cercano a 2.023,1 GBTU, equivalente a 50,6% 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 29 de octubre. El valor máximo de inyección diario registrado fue de 329,5 GBTU el día 7 de octubre y el promedio trimestral de inyección fue de 202,1 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)
Sep. 23	2.274,5	247,8
Oct. 23	2.690,1	250,7
Nov. 23	1.764,7	106,3

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

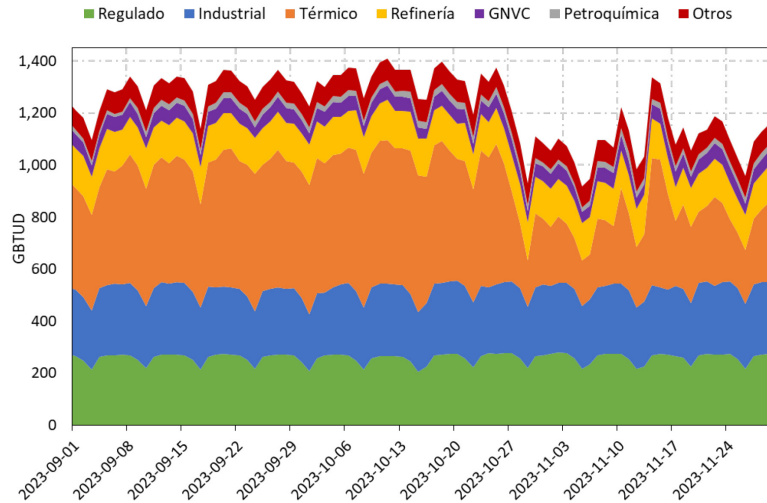
1.2.2 Demanda

En cuanto al consumo de gas natural, se observa un valor promedio de 1.228,5 GBTUD. Así mismo, el valor máximo registrado fue de 1.409,7 GBTUD el 11 de octubre, correspondiente a un pico de demanda del sector

Térmico. En contraste, el menor registro fue de 919,2 el 5 de noviembre, relacionado con un bajo consumo térmico.

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)⁵.

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

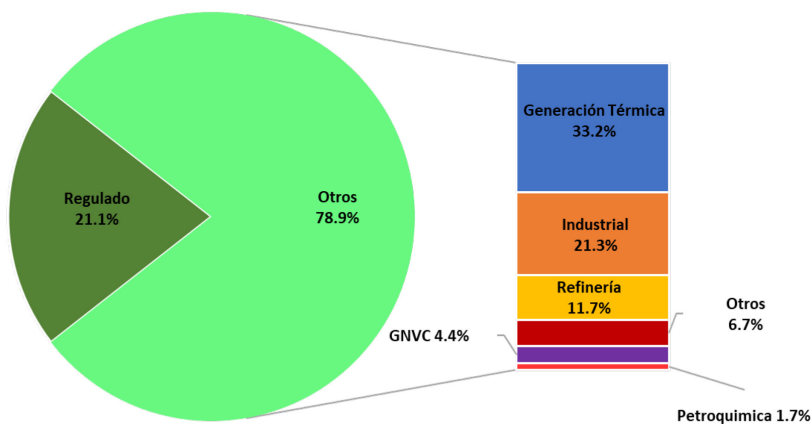


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Así mismo, las cifras muestran que el 21,1% del gas natural consumido tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 78,9% 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 33,2% del total, seguido por el sector industrial y las Refinerías con 21,3% y 11,7% respectivamente.

⁵ El grupo Otros incluye consumos de Ecopetrol, estaciones de compresión, demanda atendida por campos aislados y demanda atendida por gas natural comprimido.

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 un incremento de 148,5 GBTUD. De manera detallada se observa que la mayor variación se presentó para el sector Generación Térmica con un incremento de 147,5 GBTU (ver Tabla 1-4).

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

Sector	Jun. 23 – Ago. 23	Sep. 23 – Nov. 23	Var (%)
Regulado	260,9	258,7	-0,8%
Industrial	256,4	262,1	2,2%
Generación Térmica	260,3	407,8	56,7%
Refinería	149,9	143,3	-4,4%
GNCV	52,5	53,6	2,1%
Petroquímica	21,7	21,2	-2,3%
Otros	78,4	81,9	4,5%
Total	1.080,1	1.228,6	13,7%

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

Al comparar la demanda media del mes de noviembre de 2023 con la del mismo mes del año inmediatamente anterior, se evidencia una variación total de 6,1 %. La principal variación se dio en el sector Generación Térmica con un incremento de 44,5 %, 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	Nov. 22	Nov. 23	Var (%)
Regulado	265,2	260,5	-1,8%
Industrial	273,9	264,5	-3,4%
Generación Térmica	194,8	281,4	44,5%
Refinería	136,4	142,0	4,1%
GNCV	53,8	54,8	1,8%
Petroquímica	24,7	21,1	-14,5%
Otros	92,1	80,2	-12,9%
Total	1.040,9	1.104,6	6,1%

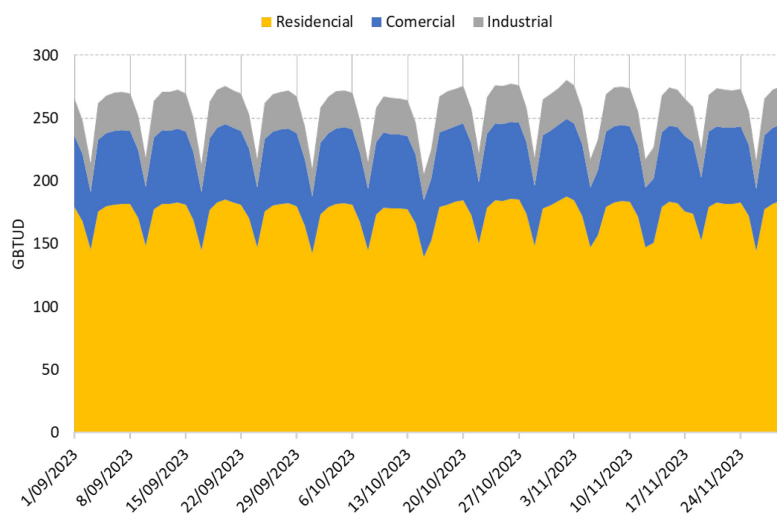
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

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 173,8 GBTUD, seguida por la demanda del sector Comercial con una media de consumo de 56,9 GBTUD (ver Figura 1-28).

Figura 1-28: Demanda diaria de gas sector Regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



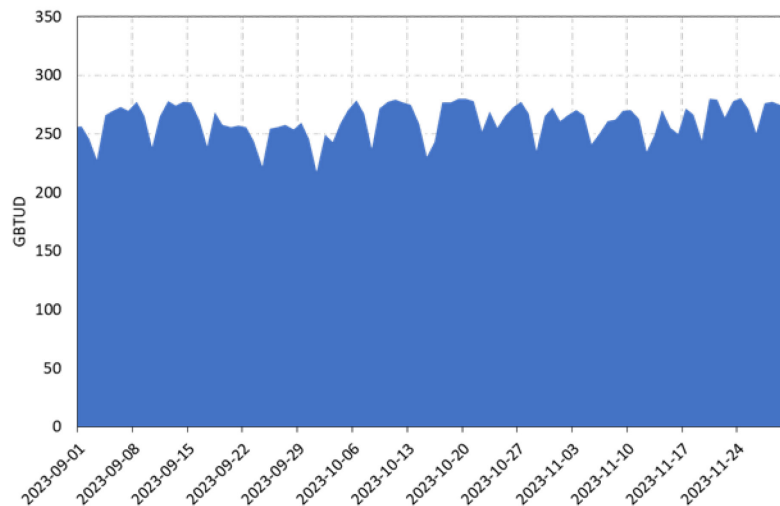
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

En lo que respecta al sector Regulado, no se observan mayores variaciones este sector de manera agregada tuvo un valor medio de 258,7 GBTUD durante el periodo.

Industrial:

El consumo de gas natural del sector Industrial registró un valor medio de 262,0 GBTUD durante los meses de septiembre a noviembre de 2023 (ver Figura 1-29). El mayor registro durante este periodo fue de 280,8 GBTUD, el día 24 de noviembre, mientras que el menor registro fue de 217,9 GBTUD, el día 1 de octubre de 2023.

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

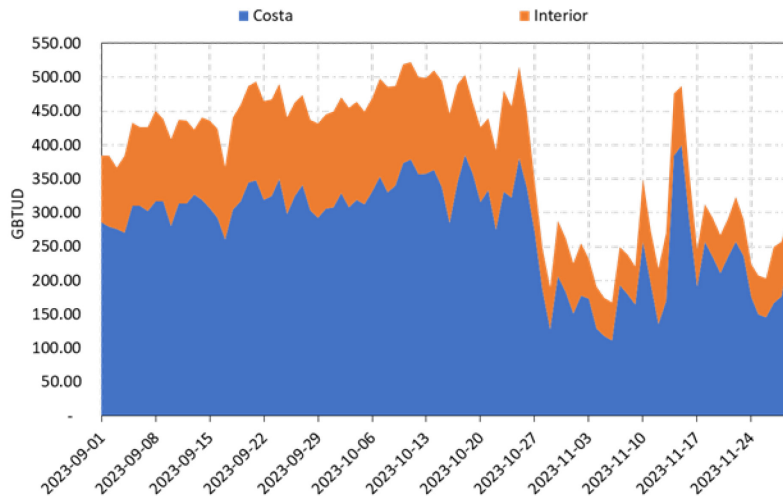


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas

Sector Térmico:

Durante el trimestre en análisis se registró una demanda media para la generación térmica de 384,1 GBTUD. Revisando el consumo por regiones se encuentra que el consumo de la región Costa fue de 276,6 GBTUD (72,0%) y el del Interior de 107,5 GBTUD (28,0%) (ver Figura 1-30).

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



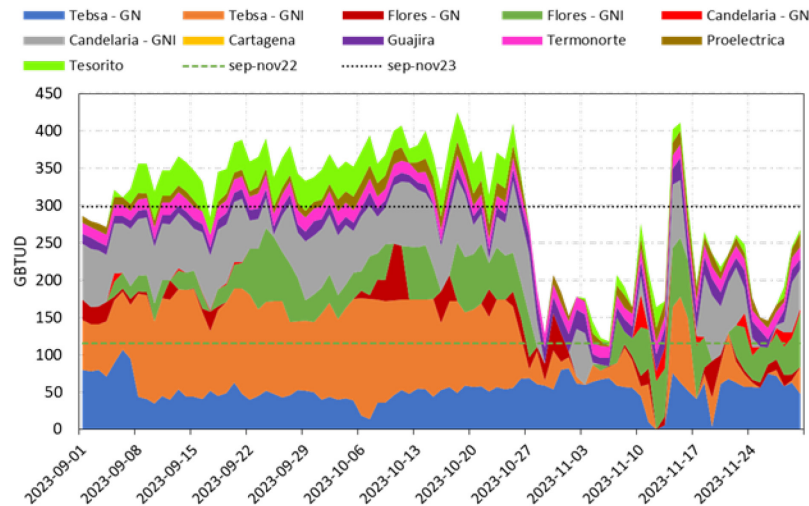
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.

En la gráfica se puede observar que, en septiembre y hasta la el 27 de octubre se incrementó considerablemente el consumo alcanzando un máximo de 522,9 GBTUD el 11 de octubre.

- **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 276,6 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 133,1 GBTUD, seguido por el consumo de la planta Candelaria, cuyo valor medio fue de 55,1 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 161,1 GBTUD el 7 de octubre con gas importado de la planta. En contraste, la menor demanda del periodo fue 11,2 GBTUD el 28 de noviembre de 2023.

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 80,2 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
Junio 23	55,6	109,5	6,1	31,6	0,7	67,9	271,4
Julio 23	49,8	103,8	16,5	39,2	0,0	60,8	270,1
Agosto 23	53,5	26,5	6,9	36,8	5,6	30,0	159,3
Promedio Trimestre	52,9	80,2	9,9	35,9	2,1	53,0	234,0

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 Tesorito con una demanda media de 21,9 GBTUD, seguido por el consumo de Termoguajira con un valor de 14,8 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
Junio 23	0,0	12,0	16,7	8,5	29,9	67,1
Julio 23	0,0	13,6	16,2	14,5	28,6	72,9
Agosto 23	0,0	18,8	16,0	11,8	7,0	53,6
Promedio Trimestre	0,0	14,8	16,3	11,6	21,9	64,6

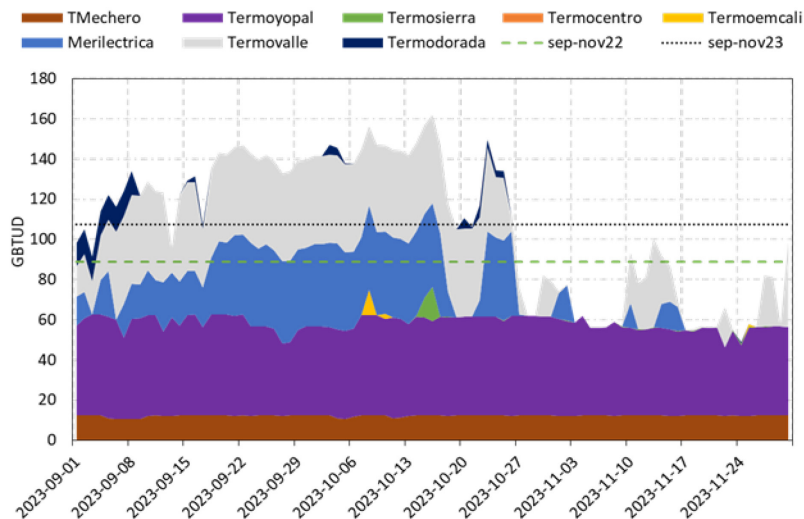
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

- **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 107,5 GBTUD, con un pico de 161,7 GBTUD el 16 de octubre y un mínimo de 48,9 el 24 de noviembre.

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 46,1 GBTUD.

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

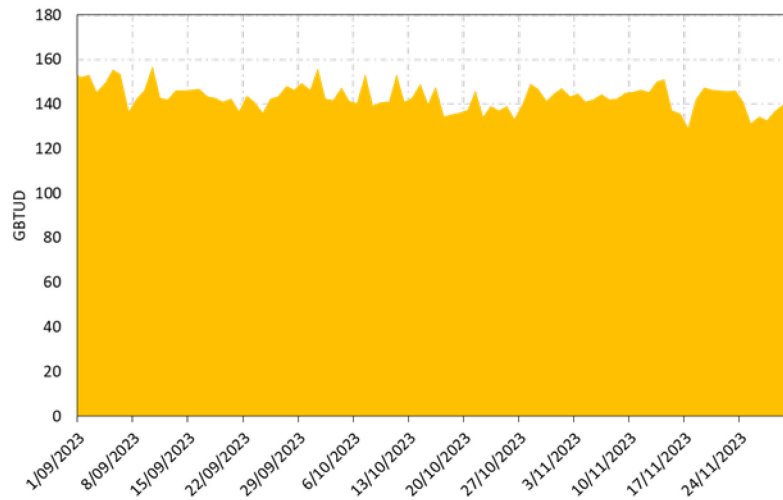
	Merilectrica	T/centro	T/dorada	T/emcali	T/sierra	T/valle	T/mechero	T/yopal	Total
Junio 23	26,4	0,0	3,4	0,0	0,0	38,5	12,0	46,7	126,9
Julio 23	28,3	0,0	1,0	0,5	0,9	36,1	12,1	48,0	126,9
Agosto 23	2,7	0,0	0,0	0,0	0,1	9,4	12,3	43,5	68,0
Promedio Trimestre	19,2	0,0	1,5	0,2	0,4	28,1	12,1	46,1	107,5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Refinería:

El sector Refinería registró un valor medio de consumo de 143,3 GBTUD, con un máximo de 157,0 GBTUD el día 10 de septiembre de 2023 y un mínimo de 129,5 GBTUD el 17 de noviembre (ver Figura 1-33).

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

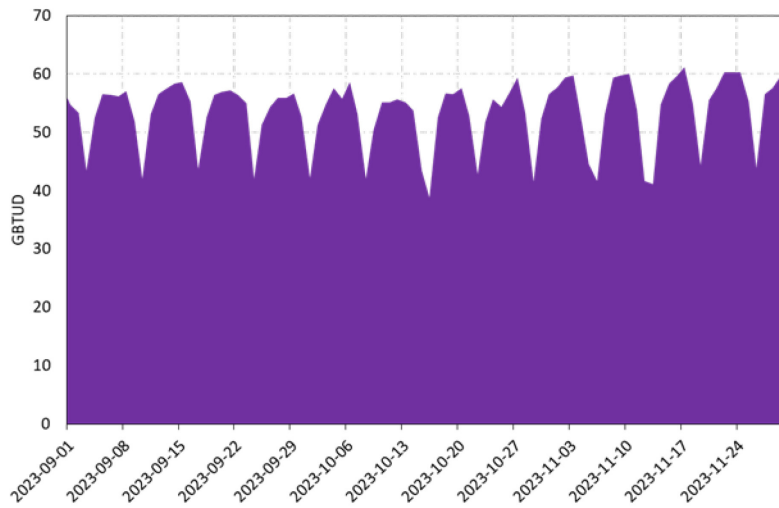


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

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 53,6 GBTUD, con un valor máximo de 61,2 GBTUD.

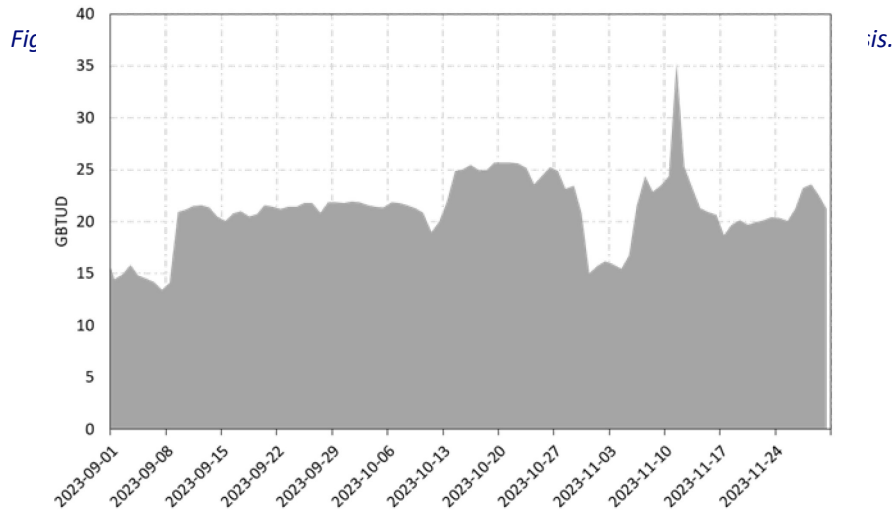
Figura 1-34: Demanda diaria de gas sector GNCV en el periodo de análisis.



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 21,2 GBTUD (ver Figura 1-35). En este periodo el sector alcanzó un máximo de consumo de 35,3 GBTUD (noviembre) y un mínimo de consumo de 13,4 GBTUD en septiembre.

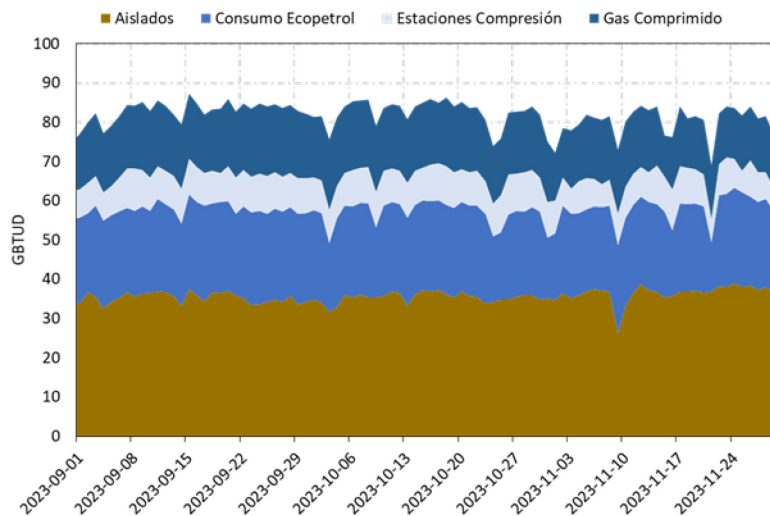


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

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 Ecopetrol⁶ y por la demanda atendida por los campos Aislados y por Gas Comprimido. Estos cuatro sectores tuvieron un consumo agregado promedio de 81,9 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.

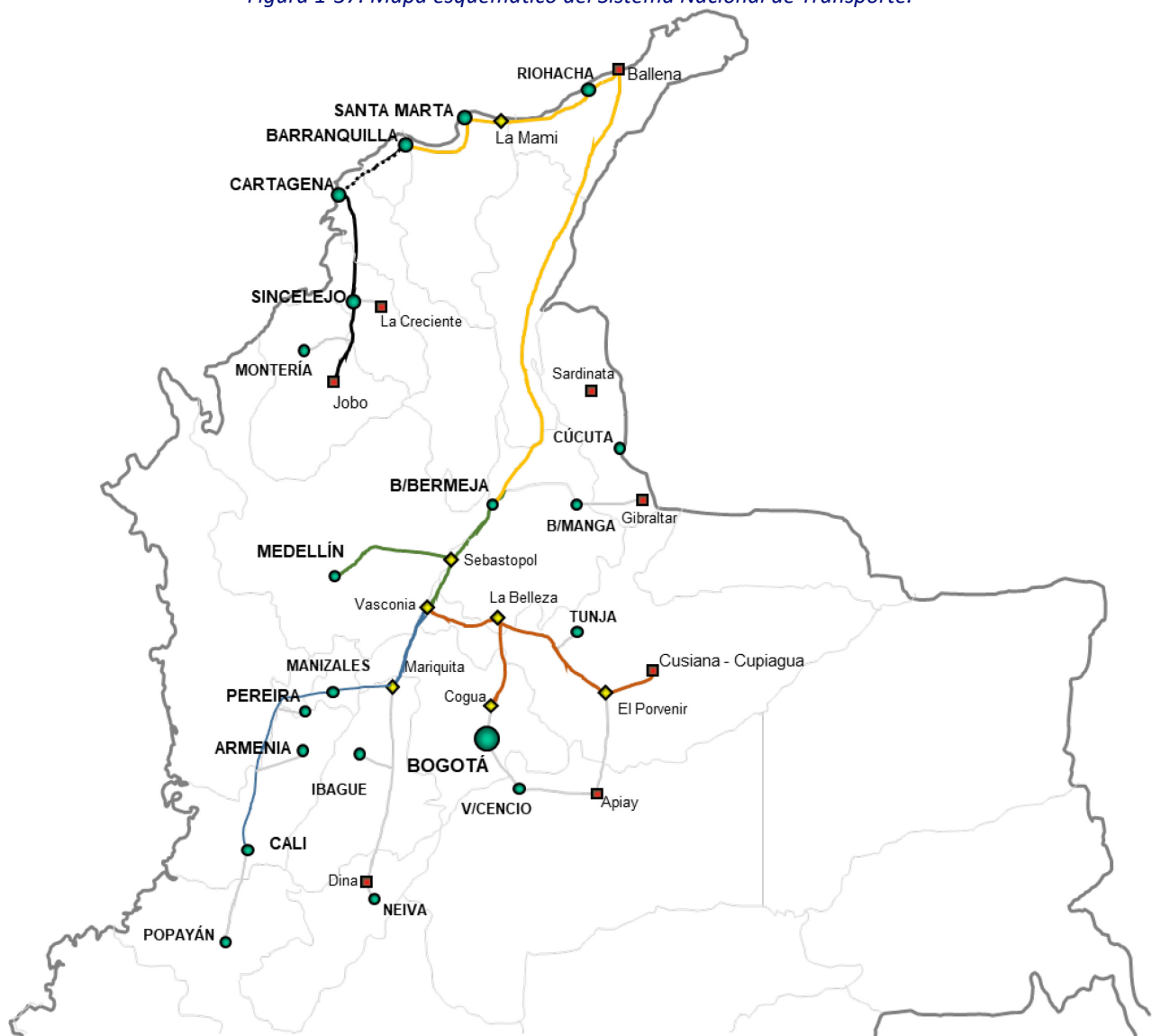
⁶ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria

De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con un valor medio de 35,7 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 22,0 GBTUD y Gas comprimido con 15,6 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.

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



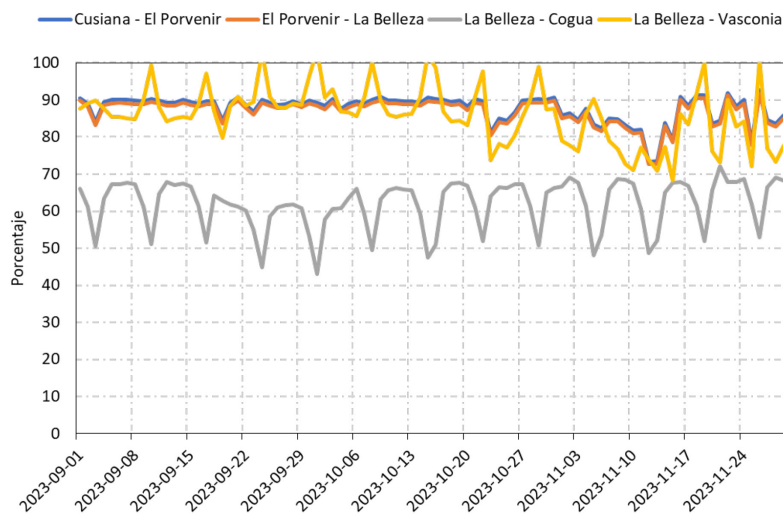
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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 por encima del 80,0% durante la mayor parte del trimestre, a excepción del evento no programado en el Gasoducto La Belleza Vasconia entre el 7 y el 26 de noviembre. 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.

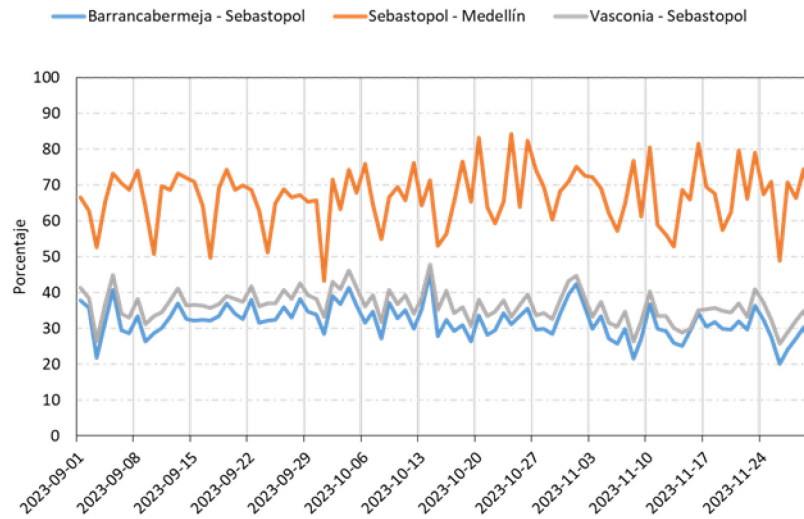


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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.



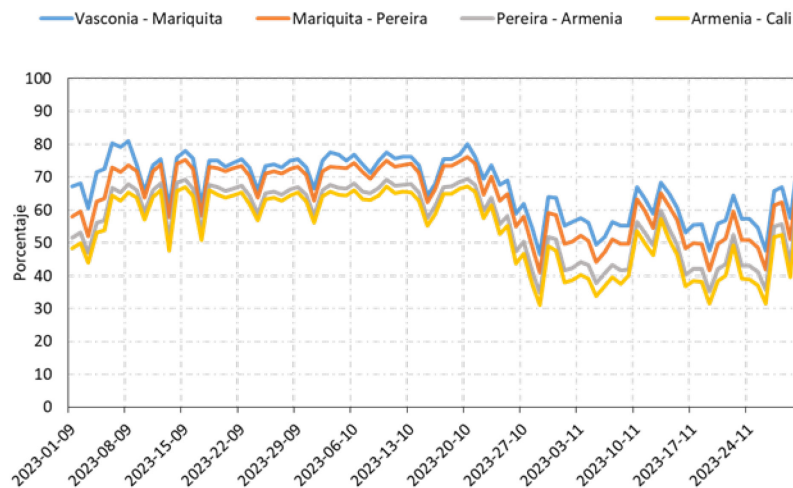
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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 40,0 % y 80,0 % (ver Figura 1-40). Durante el evento del Gasoducto La Belleza – Vasconia, presentó valores entre 30,0 % y 70,0 %.

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

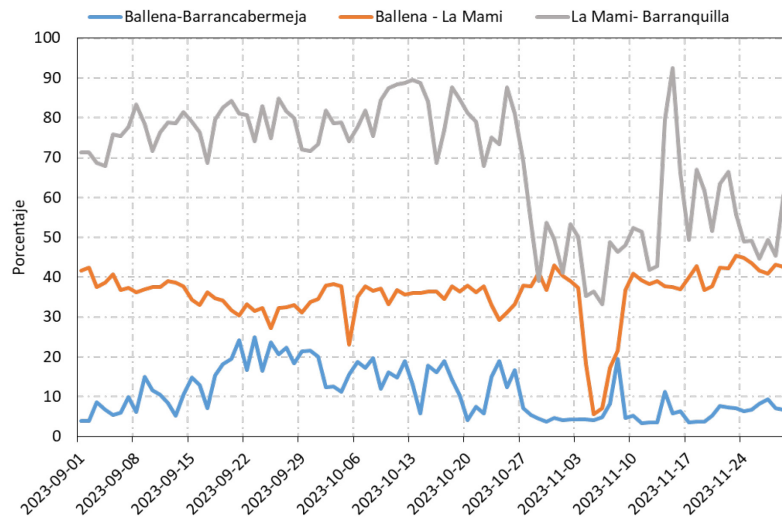


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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. El gasoducto Ballena – La Mami, se vio afectado durante el mantenimiento programado en Guajira, del 4 al 8 de noviembre (ver Figura 1-41).

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

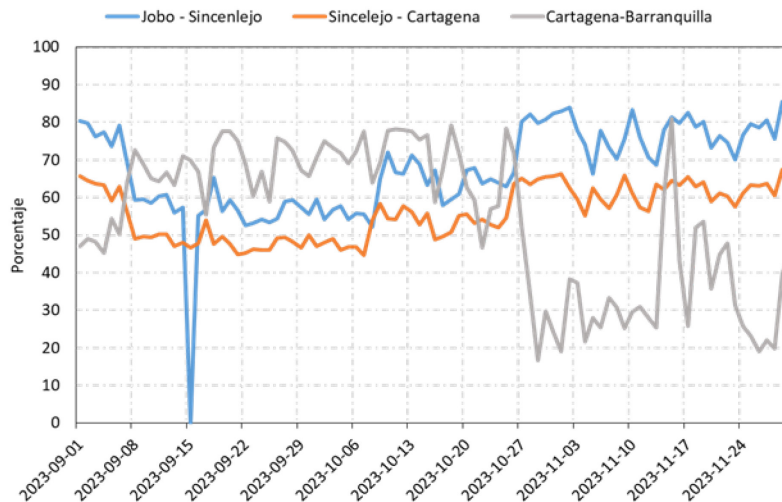


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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, salvo el día 15 de septiembre dónde no hubo inyección en este tramo, por problema derivado del evento operativo de Jobo (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 tuvo un porcentaje de utilización que se ubicó por encima de 50%, para los meses de septiembre y octubre y para noviembre por debajo de este valor. Este fenómeno es explicado por el alto consumo térmico que se dio en los meses de septiembre y octubre.

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:

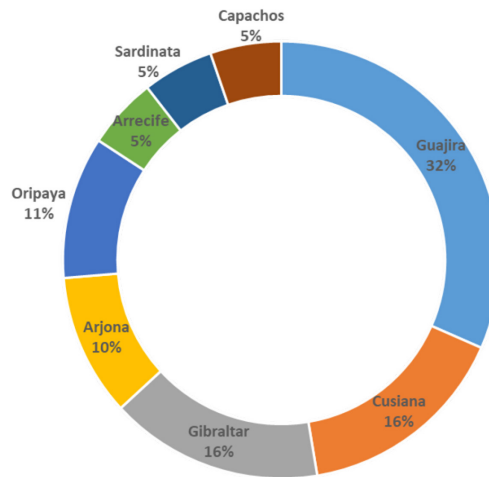
Durante el periodo comprendido entre septiembre y noviembre de 2023 se efectuaron 26 mantenimientos programados en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 73,1% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 26,9% a la de transporte.

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. El campo de producción donde más se realizaron mantenimientos programados fue Guajira con un total de 6 registros, seguidos por Cusiana y Gibraltar con 3 registros cada uno.

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

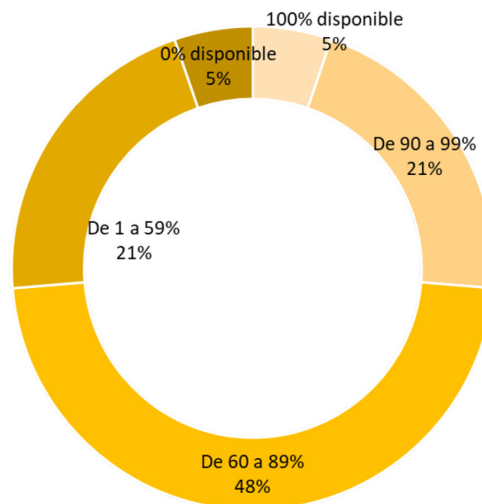


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Adicionalmente se encuentra que el 48,0% del total de mantenimientos a la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Hocol.

Así mismo, en la Figura 1-44 se puede observar que del total de mantenimientos hubo uno que restringió 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 7 eventos de los cuales el 57,0% no representaron restricción en la infraestructura. Del total de eventos programados para en la infraestructura de transporte, 4 fueron programados para el Gasoducto Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga, 2 para el gasoducto Armenia-Cali y 1 para el gasoducto Cusiana-Apiay.

Eventos no programados:

Complementando el seguimiento a la disponibilidad de la infraestructura de gas natural, se analizan los registros de eventos no programados. En este caso se encontraron 4 eventos asociados a la operación de los activos.

Los eventos de fuerza mayor asociados a la operación se detallan a continuación:

- Punto de entrega Estación Jobo (8 de agosto a 30 de noviembre de 2023): insalvable restricción declarada en el punto Jobo desde el 7 de agosto hasta el 30 de noviembre. Esta insalvable inició el 7 de agosto con 23,0 GBTUD y a partir del 31 de agosto se incrementó a 37,6 GBTUD. En comunicación del 7 de septiembre la empresa informó que dadas las condiciones de los campos se restringe una capacidad adicional de 48,0 GBTUD, llegando así a una restricción total de 85,6 GBTUD. Mediante comunicación de Canacol Energy del 01 de diciembre de 2023, la empresa informó sobre el levantamiento de la Insalvable Restricción de la Oferta – No Transitoria, declarada el pasado 07 de agosto del año en curso. Este levantamiento se basa principalmente en una disminución de los compromisos contractuales de suministro de gas natural en firme de las Compañías a partir del año gas que inicia el 1 de diciembre de 2023. Los problemas operativos persisten.
- Cupiagua (19 de septiembre de 2023): Alrededor de las 11:00 a.m. del 19 de septiembre del año en curso se presentó una parada total de la planta de gas Cupiagua con salida de 225 MPCD de producción. Hacia la 1:30 p.m. declaran insalvable restricción en la oferta de gas, no obstante haber solucionado el evento y encontrarse el campo en recuperación de la producción, de tal se asegure la estabilidad operativa del SNT de TGI. A las 2:07 p.m. la planta de gas Cupiagua entrega 160 MPCD y se encuentra en proceso de normalización de la operación. La demanda restringida por este evento corresponde con industria y térmica.
- Gasoducto La Belleza-Vasconia (7 a 26 de noviembre de 2023): TGI informó que alrededor de las 2:00 p.m. del 7 de noviembre el Centro de Control a través del sistema SCADA identificó una caída de presión en el tramo del gasoducto La Belleza-Vasconia como consecuencia de una fuga. Las tareas de restablecimiento tomaron alrededor de 19 días viéndose afectada principalmente la demanda del occidente del país.
- Cupiagua (25 de noviembre de 2023): Ecopetrol informó que alrededor de las 3:10 a.m. se presentó un evento en la planta Cupiagua dejándola por fuera de servicio con producción de 0 MPCD. Este evento, dada la conexas operativa con Cusiana, también afectó este campo, con reducción de producción en el orden de entre 50-70 MPCD. Ecopetrol, de manera preventiva, procedió a declarar el evento restringiendo el suministro de gas a la industria en el interior del país.

2 Gas Natural Utilizado como Combustible para Generación de Electricidad por Plantas Térmicas que Utilizan Dicho Combustible para Respaldo sus Obligaciones de Energía Firme en Escenarios de Baja Hidrología

Durante el periodo comprendido entre el 01 de septiembre y el 30 de noviembre de 2023, las cantidades de gas natural utilizadas por las plantas termoeléctricas que respaldan sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) con dicho combustible fueron en total 29.521 GBTU, equivalentes a un promedio diario de 324,4 GBTU. Estas cantidades representan un incremento de 64,0% al compararlas con las cantidades utilizadas por estas mismas plantas durante el trimestre inmediatamente anterior (1 de junio – 31 de agosto), cuando el consumo total fue de 17.965 GBTU y el promedio diario fue de 195,3 GBTU.

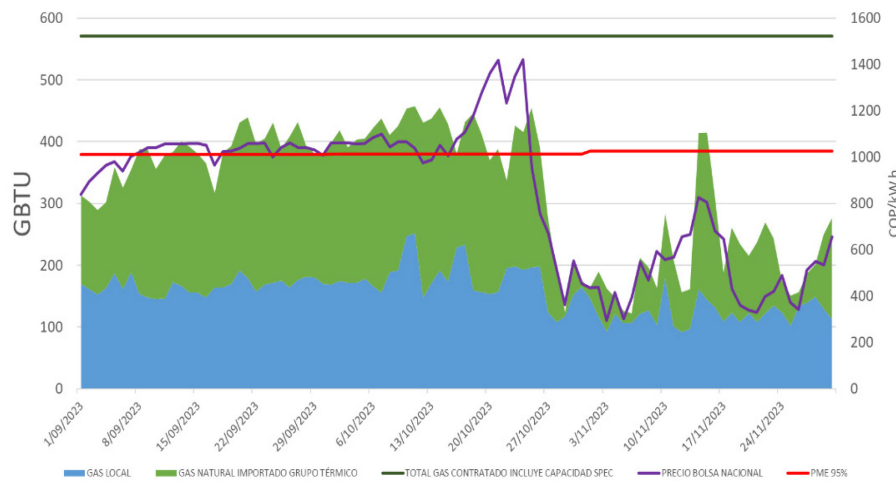
De los análisis se ha observado que se puede correlacionar el incremento en la cantidad de gas utilizado para la generación de electricidad con variables como aportes hídricos y niveles útiles de embalse. Adicionalmente, considerando lo expresado por el IDEAM en su “INFORME DE PREDICCIÓN CLIMÁTICA A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO”⁷, publicado el 21 de noviembre de 2023, donde señalan:

“El Índice Oceánico de El Niño (ONI, por sus siglas en inglés), principal índice para monitorear, evaluar y predecir el ENOS por parte de la Administración Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA por sus siglas en inglés) registró un valor de +1.5°C para el pasado trimestre (agosto-octubre/23); con este valor completó el quinto trimestre (móvil) consecutivo registrando anomalías de temperaturas positivas superiores a +0.5°C en la Región El Niño 3.4; requisito necesario para que operacionalmente dicho centro de predicción climática declare “oficialmente” el acontecimiento actual de este fenómeno El Niño.”

En términos generales, como se observa en la Figura 2-1 el incremento en el uso de gas natural se manifiesta entre el 1 de septiembre y el 24 de octubre de 2023, con un promedio de 393 GBTUD, de los cuales el 56% de estos corresponden a gas natural importado a través de SPEC que es la infraestructura de importación de gas natural ubicada en Cartagena, Bolívar y los restantes 173 GBTUD corresponden a gas natural producido localmente.

⁷ Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM: http://bart.ideam.gov.co/wrfideam/new_modelo/CPT/informe/Informe.pdf

Figura 2-1: Consumo total de gas plantas que respaldan OEF con gas natural.



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

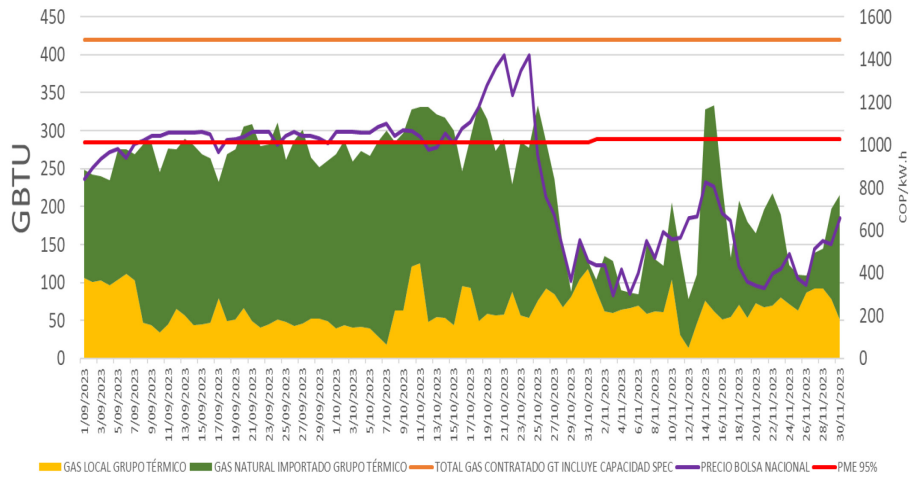
De acuerdo con la información registrada ante el Gestor de Mercado de Gas y con la capacidad de almacenamiento y regasificación de SPEC, las 7 plantas que respaldan sus OEF con gas natural tienen en conjunto 571,2 GBTUD en contratos que garantizan firmeza lo cual les ha permitido soportar los altos consumos de gas mencionados anteriormente.

2.1 Consumo Total de Gas Natural de Plantas que Respaldan OEF con Gas Natural Importado (GNI)

Las plantas de generación Tebsa, Termoflores y Termocandelaria ubicadas en la Costa Atlántica conforman el Grupo Térmico y respaldan sus OEF con Gas Natural Importado después de acogerse a la “Opción para Participar en las Asignaciones del Cargo por Confiabilidad con Plantas y/o Unidades Térmicas que Utilicen Gas Natural Importado, OPACGNI” de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 106 de 2011.

En la Figura 2-2 se puede observar que, no obstante respaldar sus OEF con Gas Natural Importado, estas plantas también utilizan contratos de suministro de gas natural local para disponer de gas para generación base considerando el menor precio del gas local cuando se compara con el Gas Natural Importado. En este caso entre el 01 de septiembre y el 24 de octubre de 2023 el consumo de GNI representó en promedio el 78% del gas utilizado en total por las plantas del Grupo Térmico cuando el precio de Bolsa Promedio fue de 1.067 COP/kWh. En contraste, entre el 25 de octubre y el 30 de noviembre cuando el precio de bolsa promedio fue de 522 COP/kWh, el consumo de GNI fue en promedio 96 GBTUD disminuyendo en 56% frente al escenario de precios de bolsa altos y constituyendo el 58% del total del gas consumido por estas plantas en ese periodo de tiempo.

Figura 2-2: Consumo total de gas plantas que respaldan OEF con gas natural importado-Grupo Térmico.

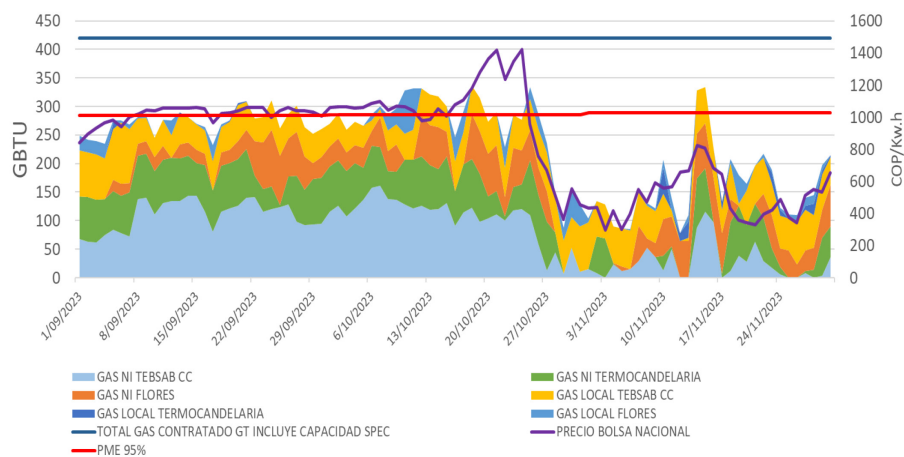


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y Gestor de Mercado de Gas.

2.2 Consumos Individuales de Gas Natural de Cada Planta del Grupo Térmico

Así mismo, en la Figura 2-3 se observa el gas natural utilizado por cada planta del Grupo Térmico durante el trimestre, discriminando entre gas producido localmente y gas natural importado.

Figura 2-3: Consumo de gas plantas que respaldan OEF con gas natural – grupo térmico discriminado por planta.



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

Durante el trimestre comprendido entre septiembre y noviembre de 2023, TEBSA consumió en promedio 133.0 GBTUD, de los cuales 80,0 GBTUD (cerca del 60,0%) corresponden a gas natural importado y 53,0 GBTUD correspondieron a gas natural local.

En el caso de Termocandelaria el consumo promedio fue de 55,0 GBTUD. Este consumo fue mayoritariamente de gas natural importado con 53,0 GBTUD, equivalente al 96% del total. El 4% restante corresponde a gas nacional.

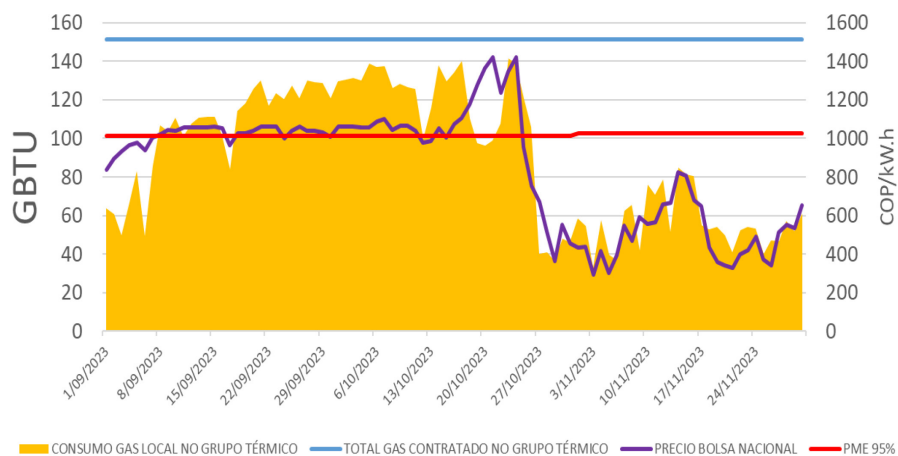
Finalmente, Termoflores fue la planta del Grupo Térmico con menor consumo de gas, utilizando un promedio de 46,0 GBTUD. Este consumo se distribuye de la siguiente manera: 36,0 GBTUD (alrededor del 78,0%) de gas natural importado y cerca de 10,0 GBTUD producido localmente.

2.3 Consumo Total de Gas Natural de Las Plantas que no Hacen Parte del Grupo Térmico

Las plantas El Tesorito, Proeléctrica, Merilétrica y Termoyopal respaldan sus OEF con contratos de suministro de gas producido localmente. Proeléctrica y El Tesorito se encuentran ubicadas en la Costa Atlántica en los departamentos de Bolívar y Córdoba respectivamente, mientras que Merilétrica y Termoyopal están ubicadas en los departamentos de Santander y Casanare respectivamente.

En total estas 4 plantas respaldan sus OEF con contratos que garantizan firmeza por un total de 151,2 GBTUD (ver Figura 2-4) de los cuales 51,4 GBTUD corresponden a contratos en Firme y 99,8 GBTUD a contratos de Opción de Compra de Gas (OCG).

Figura 2-4: Consumo de gas de plantas que respaldan OEF con gas natural local – No grupo térmico.



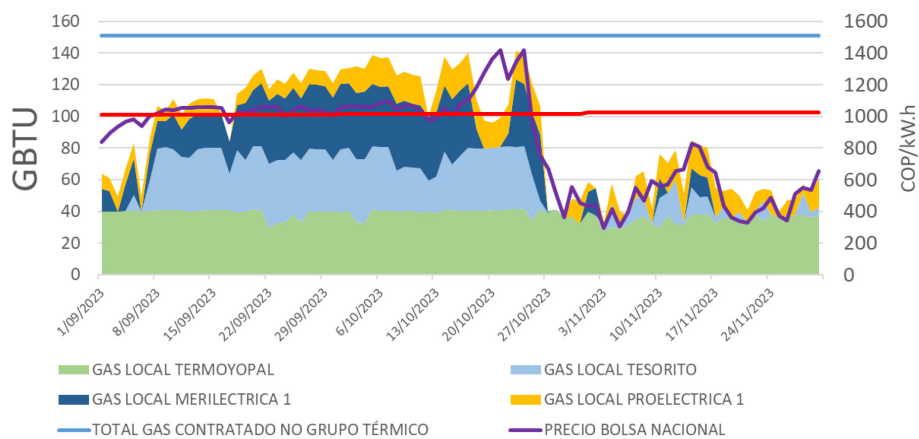
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y Gestor de Mercado de Gas.

Durante el trimestre el consumo de gas promedio agregado de estas plantas fue de 90,5 GBTUD lo cual representa el 60,0% de la totalidad de gas contratado para respaldar sus OEF. Sin embargo, es importante observar que, durante el periodo de precios de bolsa altos, es decir entre el 01 de septiembre y el 24 de octubre, el consumo de gas estuvo en promedio en el orden de 113 GBTUD.

2.4 Consumo de Gas Natural Discriminado por las Plantas que No Hacen Parte del Grupo Térmico

Así mismo, Termoyopal que cuenta con contratos en Firme presenta un consumo de gas para generación de electricidad en la base de todo el trimestre, con un promedio de 38,0 GBTUD, tal y como se observa en la Figura 2-5. En contraste, las plantas Proeléctrica, Merilétrica y El Tesorito, que respaldan sus OEF con Contratos de Opción de Compra de Gas (OCG), concentran mayoritariamente sus consumos de gas durante el periodo de precios de bolsa altos.

Figura 2-5: Consumo de gas plantas que respaldan OEF con gas natural local– No grupo térmico discriminado por planta.



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

2.5 Conclusiones

- Se pueden identificar dentro del trimestre analizado, dos tendencias bien definidas en cuanto a la relación de los precios de bolsa con los consumos de gas de las plantas que respaldan sus OEF con gas. Entre el 01 de septiembre y el 24 de octubre de 2023, con precios de bolsa medios de 1.067 COP/kWh, el consumo promedio de gas fue de 393 GBTUD, mientras que entre el 25 de octubre y el 30 de noviembre de 2023 el precio de bolsa promedio fue de 522 COP/kWh y el consumo promedio de gas fue de 122 GBTUD.
- Durante todo el trimestre septiembre a noviembre de 2023 los consumos totales de gas fueron en promedio 324 GBTUD representando el 57% de las cantidades contratadas en contratos que garantizan firmeza incluyendo la capacidad de almacenamiento y regasificación de SPEC.
- Las plantas que hacen parte del Grupo Térmico, que respaldan sus OEF con gas natural importado, tenían a la fecha de corte del informe (30 de noviembre de 2023) contratos que garantizan firmeza en el mercado local por 100 GBTUD y complementaban su respaldo con la capacidad de almacenamiento y regasificación de SPEC para un total de 420 GBTUD. Adicionalmente, sus consumos fueron en promedio 234 GBTUD lo cual representa el 56% del gas contratado incluyendo la capacidad de SPEC.

- De las 3 plantas que hacen parte del Grupo Térmico, TEBSA es la planta con mayor consumo de gas natural importado con un promedio de 80 GBTUD, seguida por Termocandelaria con 53 GBTUD y por último Termoflores con 36 GBTUD.
- Las plantas que respaldan sus OEF con gas natural producido localmente tienen en conjunto contratos que garantizan firmeza por 151 GBTUD. El máximo consumo de gas de estas plantas durante el trimestre fue de 141 GBTUD lo cual representa el 93% de las cantidades contratadas.

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.

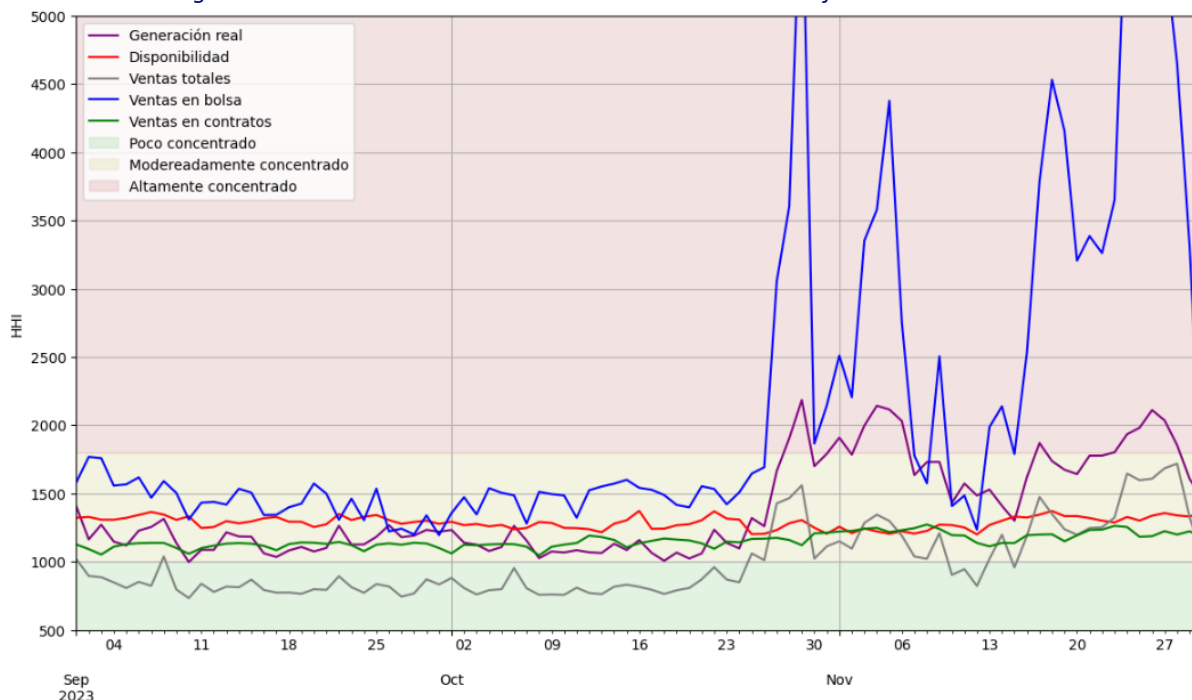
La identificación de las categorías en las cuales se puede identificar si el indicador sugiere si el mercado es poco concentrado, moderadamente concentrado o altamente concentrado se basa en una decisión discrecional de la autoridad que lo usa para evaluar las integraciones de compañías, en este sentido a continuación se presentan los rangos que se suelen usar para juzgar el valor del indicador HHI.

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

Tabla 3-1: Rangos de referencia para la evaluación del HHI

Concentración de mercado	Departamento de Justicia de EE.UU. (2010) ⁹	Comisión Europea ¹⁰	Departamento de Justicia y de comercio de EE.UU. (2023) ¹¹
	Rango		
No concentrado	HHI < 1500	HHI < 1000	HHI < 1000
Moderadamente concentrado	1500 < HHI < 2500	1000 < HHI < 2000	1000 < HHI < 1800
Altamente concentrado	HHI > 2500	HHI > 2000	HHI > 1800

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



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

⁹ Departamento de Justicia de estados unidos: Guías para la fusión horizontal de empresas

<https://www.justice.gov/atr/horizontal-merger-guidelines-08192010#5>

¹⁰ Directiva 31/03/CE. 2004. Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al

Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas [https://eur-](https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2004:031:0005:0018:es:PDF)

[lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2004:031:0005:0018:es:PDF](https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2004:031:0005:0018:es:PDF)

¹¹Merger Guidelines: U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission (diciembre, 2023)

<https://www.justice.gov/d9/2023-12/2023%20Merger%20Guidelines.pdf>

Tabla 3-2: Comportamiento del IHH asumiendo las diferentes formas de categorizar la concentración de mercado.

Tipo de clasificación	Índice	Número días en la categoría			Participación en el trimestre		
		No concentrado	Moderadamente concentrado	Altamente concentrado	No concentrado	Moderadamente concentrado	Altamente concentrado
Departamento de Justicia y comercio de EE.UU. (2010) ⁸	Generación real	61	30	0	67.0%	33.0%	0.0%
	Disponibilidad	91	0	0	100.0%	0.0%	0.0%
	Ventas Totales	85	6	0	93.4%	6.6%	0.0%
	Ventas en Bolsa	34	34	23	37.4%	37.4%	25.3%
	Ventas en contratos	91	0	0	100.0%	0.0%	0.0%
Comisión Europea ⁹	Generación real	1	84	6	1.1%	92.3%	6.6%
	Disponibilidad	0	91	0	0.0%	100.0%	0.0%
	Ventas Totales	56	35	0	61.5%	38.5%	0.0%
	Ventas en Bolsa	0	65	26	0.0%	71.4%	28.6%
	Ventas en contratos	0	91	0	0.0%	100.0%	0.0%
Departamento de Justicia y comercio de EE.UU. (2023) ¹⁰	Generación real	1	76	14	1.1%	83.5%	15.4%
	Disponibilidad	0	91	0	0.0%	100.0%	0.0%
	Ventas Totales	56	35	0	61.5%	38.5%	0.0%
	Ventas en Bolsa	0	63	28	0.0%	69.2%	30.8%
	Ventas en contratos	0	91	0	0.0%	100.0%	0.0%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el periodo de septiembre a noviembre de 2023 el HHI asociado a la información de generación real en el sistema, el indicador fluctúa entre las clasificaciones de mercado moderadamente y no concentrado para la clasificación del departamento de Justicia y comercio de los Estados Unidos (DJC) de 2010 y la Comisión Europea, mientras en la clasificación de 2023 de DJC en el indicador se ubica mayoritariamente entre

modernamente concentrado y altamente concentrado con un valor promedio en el trimestre de 1386.1, con un mínimo de 997.5 y un máximo de 2184.8.

Por otro lado, el HHI asociado a la disponibilidad declarada de las plantas de generación eléctrica, muestra un nivel no concentrado en la clasificación DJC de 2010, mientras en la clasificación de 2023 se categoriza como moderadamente concentrado en todo el periodo finalmente este se encuentra entre las dos clasificaciones la categorías de la Comisión europea, con un valor promedio de 1.287,9 A lo largo del periodo no se registran grandes fluctuaciones, considerando que el valor máximo alcanzado fue de 1.372,4 y el valor mínimo de 1.200,4.

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 994.6, un máximo de 1.718,5 y un mínimo de 733,3.

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 1.154,8 y 1.272,7 (se considera poco concentrado para la clasificación de DJC 2010 mientras para las otras dos clasificación el indicador se considera como no concentrado), y por el otro lado, en cuanto a la energía vendida en bolsa se observa una alta concentración y volatilidad del indicador especialmente en los últimos días de octubre y gran parte de noviembre, causada principalmente porque en momentos en los cuales un solo agente puede llegar a concretar más del 80% de la energía vendida por medio del mecanismo de la bolsa de energía que se reducen fuertemente cuando se ingresa al sistema por mérito cada vez más energía térmica.

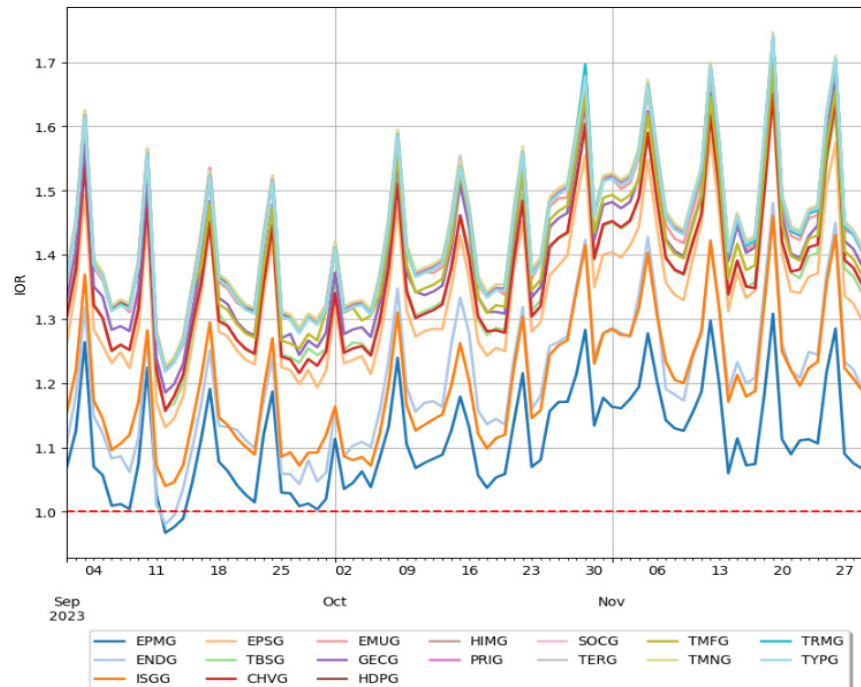
Índice de Oferta Residual – IOR:

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.

Figura 3-2 Índice de oferta residual – Pivotal.



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

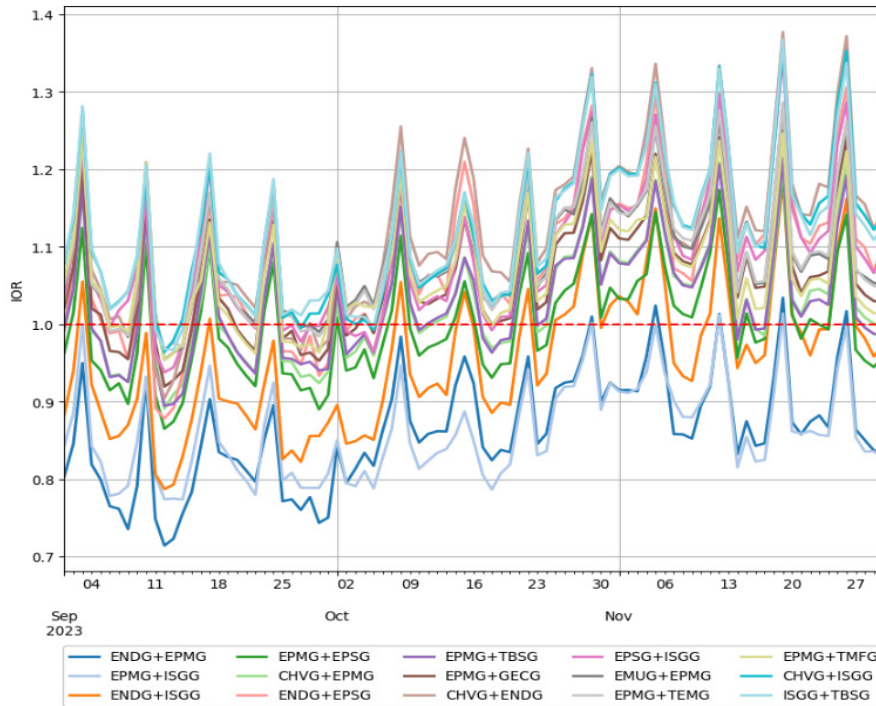
En la Figura 3-2 se puede observar que, considerando la disponibilidad de todas las plantas, solo en tres ocasiones se superó el indicador. Los días 12 y 13 de septiembre fue activado por los agentes EPM y Enel, y el 14 de septiembre por EPM.

- **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.

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

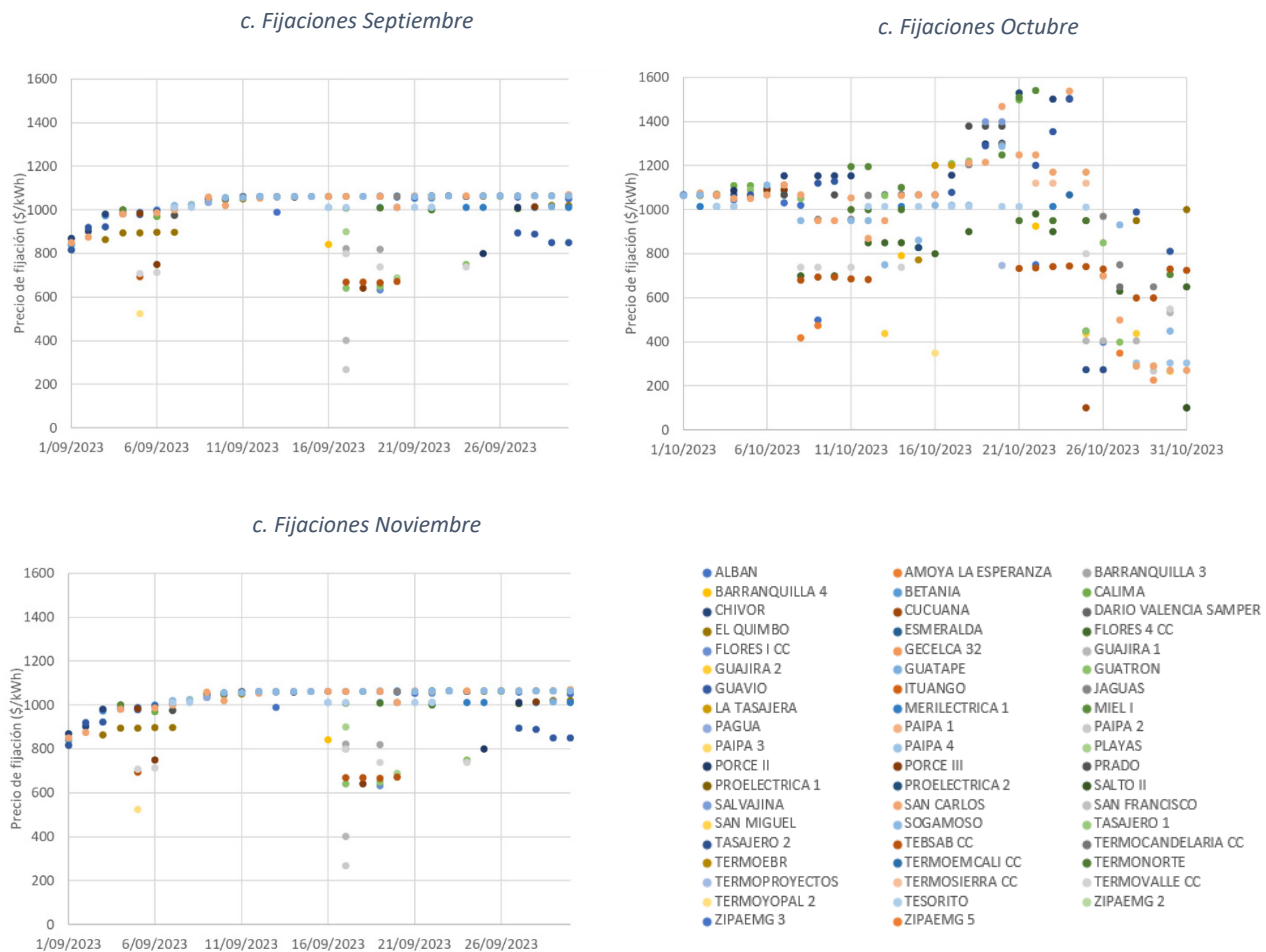


Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

3.1.2 Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Durante el trimestre, 56 plantas fijaron el precio de bolsa. Durante septiembre, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 997,1 \$/kWh (ver Figura 3-4). Así mismo, para el mes de octubre, la fijación del precio de bolsa promedio fue 954,4 \$/kWh y para noviembre de 345,6 \$/kWh.

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



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

Las plantas con el mayor número de fijaciones fueron San Carlos, Guavio, Guatraton, Sogamoso, Chivor, Miel I, El Quimbo, TEBSA CC, Ituango, Betania y Pagua, siendo responsables del 72,2%.

En el periodo de análisis del presente boletín se registraron 247 periodos en los cuales el precio de bolsa supero el precio de escasez, de estos 241 se encontraron en el mes de octubre lo que equivale al 32,4% del total de periodos del mes.

Durante el trimestre, 18 agentes fijaron el precio de bolsa, de los cuales tres fijaron el 76,9 % de las veces. Estos agentes fueron Isagen, Enel, y EPM como se presenta en la Tabla 3-3.

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

AGENTE	Sep./23	Oct./23	Nov./23
ISAGEN	35,3%	44,1%	31,8%
ENEL	40,8%	15,7%	15,8%
EPM	10,0%	7,4%	27,1%
CELSIA	6,5%	7,5%	4,4%
AES - CHIVOR	3,1%	10,7%	0,0%
TEBSA	2,1%	5,2%	2,2%
GECELCA	0,1%	1,9%	6,7%
TERMOTASAJERO	0,0%	0,0%	4,6%
PRIME - TERMOFLORES	0,4%	2,5%	0,4%
SOCHAGOTA	0,0%	0,4%	2,4%
PRIME – TERMOVALLE	0,9%	1,3%	0,3%
TERMOCANDELARIA	0,0%	0,7%	1,8%
TERMOTASAJERO DOS	0,0%	0,3%	1,4%
TERMONORTE	0,4%	0,9%	0,1%
GESTION ENERGETICA	0,1%	0,4%	0,4%
PROELECTRICA	0,0%	0,5%	0,4%
TERMOYOPAL GENERACION 2	0,1%	0,1%	0,3%
TERMOEMCALI	0,0%	0,3%	0,0%

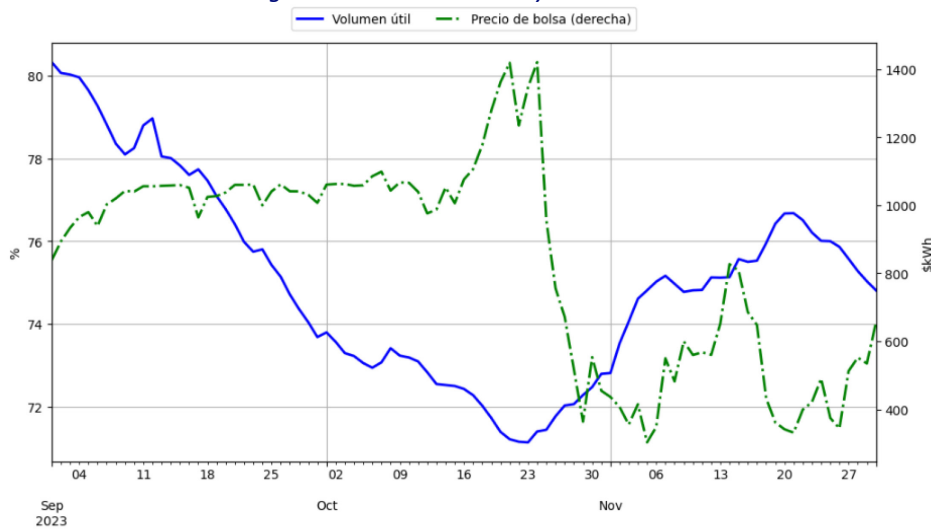
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

3.1.3 Precios representativos del mercado

Precio de Bolsa Vs Volumen Útil (sistema):

Para el trimestre de análisis, el volumen útil inició 80,3%, con promedios mensuales de septiembre a noviembre de 77,4%, 72,45% y 75,2% respectivamente (ver Figura 3-5.)

Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.



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

Por otra parte, el precio de bolsa en el trimestre osciló entre 302,5 \$/kWh (precio más bajo: 5 de noviembre) y 1.420,8 \$/kWh el día 24 de octubre de 2023.

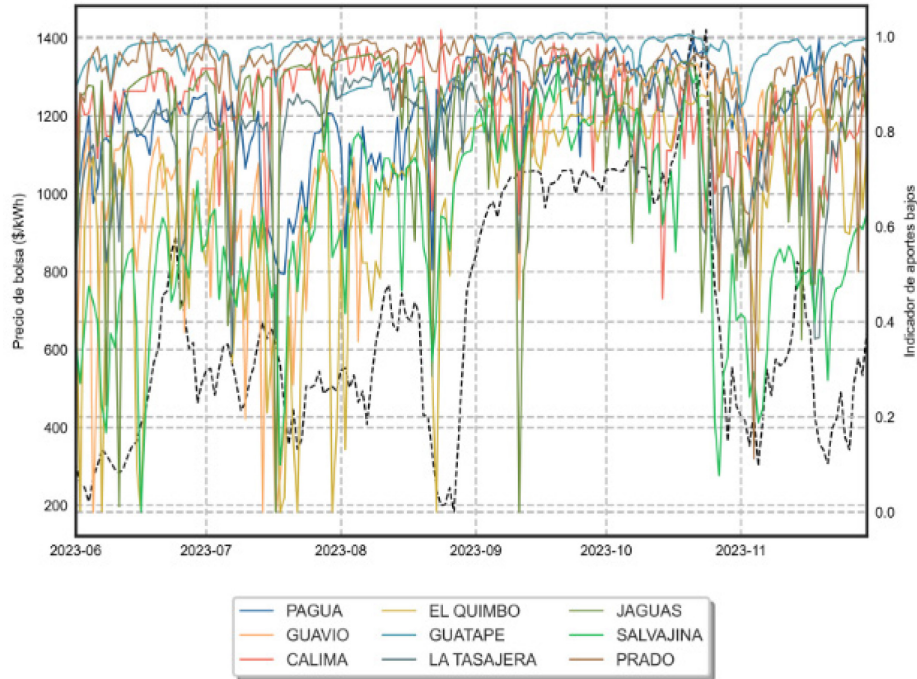
En la fluctuación del precio de bolsa mensual se observa que en el mes de septiembre estuvo entre 838,6 \$/kWh – 1.061,4 \$/kWh, octubre 363,4 \$/kWh – 1.420,8 \$/kWh y noviembre 302,5 \$/kWh – 826,8 \$/kWh.

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.

En la gráfica se observa que, los aportes de la mayoría de las plantas de alta regulación estuvieron relativamente bajos durante el mes de septiembre, con el indicador superior a 0,8, coincidiendo con el aumento en los precios de bolsa con valores que superaron incluso los 1.000 \$/kWh. En la medida en que los aportes aumentaron en noviembre para algunas plantas, tales como Salvajina, La tasajera, El Quimbo y Calima, los precios de bolsa comenzaron a descender.

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

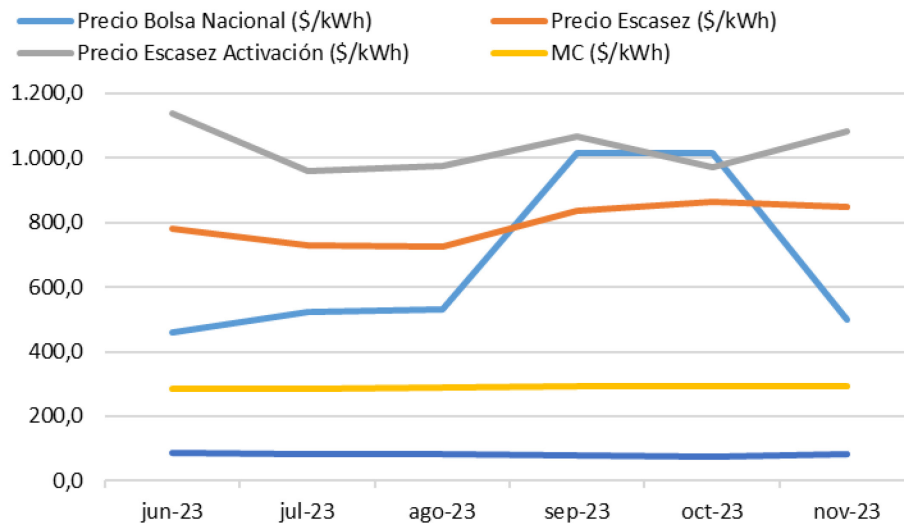


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Precios de referencia:

De acuerdo a la información reportada en el sistema de información Sinergox de XM, para el trimestre objeto de análisis, el precio de bolsa promedio mensual osciló entre 498,0 \$/kWh y \$1.015,0 \$/kWh, tal y como se presenta en la Figura 3-7.

Figura 3-7 Precios representativos del mercado.



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

Analizada la variación entre el trimestre septiembre a noviembre de 2023, con relación al trimestre anterior junio a agosto de 2023, se observa que en el Precio Promedio de Ponderado de Contratos (MC) existe un incremento aproximado de 2,5% al pasar de 286,7 \$/kWh a 293,8 \$/kWh. Así mismo, el Costo Equivalente Real de Energía (CERE) promedio se redujo en 5,8% (4,9\$/kWh), ubicándose para el trimestre actual en 79,3 \$/kWh.

Con relación al Precio de Escasez (PE) promedio, se observa un incremento de 13,9% (103,6 \$/kWh), pasando de 744,8 \$/kWh en el trimestre jun. 23 – ago. 23 a 848,4 \$/kWh en el trimestre del análisis. De igual manera, se registró un incremento de 1,0% (14,6 \$/kWh) en el Precio de Escasez de Activación (PEA) del trimestre septiembre a noviembre con respecto al trimestre junio a agosto.

En la Tabla 3-4 se presenta una comparación de los precios referencia del mercado, donde se muestra que el Precio de Bolsa Nacional respecto al CERE fue de 1.173,4% en el mes de septiembre, 1.223,1% durante octubre y 511,5% en el mes de noviembre. Así mismo, la comparación del el Precio de Bolsa Nacional contra el MC fue en el mes de septiembre de 246,4%, en octubre 244,5% y noviembre 69,5% es decir. Finalmente, el precio de bolsa alcanzo los valores medios máximos en los meses de septiembre (1.014,9\$/kWh) y octubre (1.013,5 \$/kWh) e inferior en el mes de noviembre (498,4 \$/kWh).

Tabla 3-4: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.

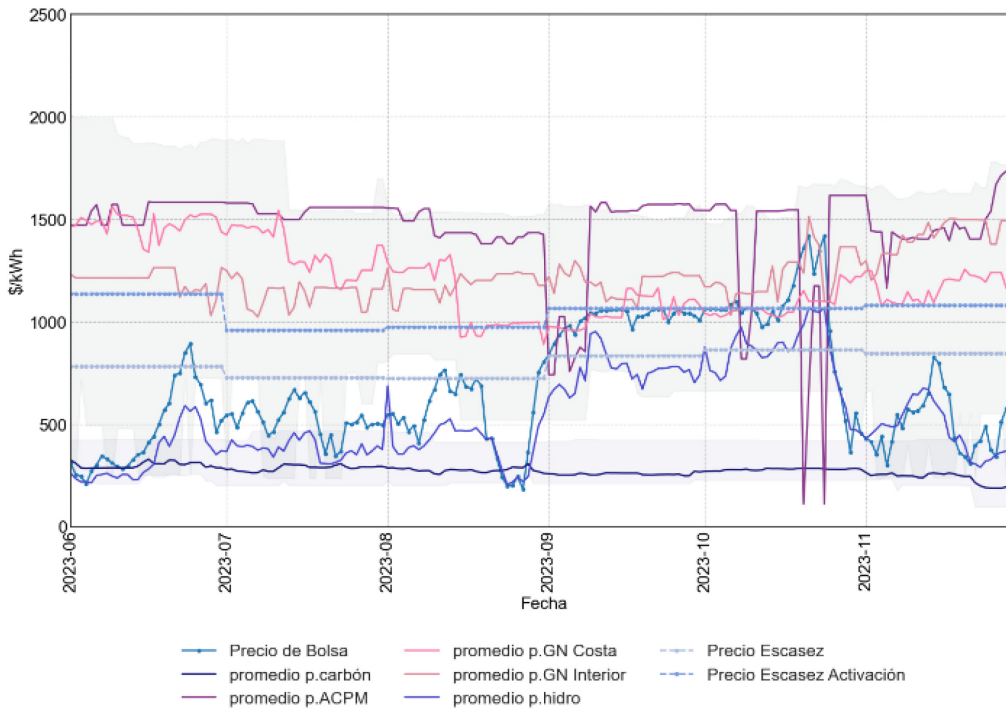
Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE	% PB mayor al CERE	% PB vs MC	% MC vs CERE
	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)			
jun-23	461,0	781,7	1.137,3	286,1	88,1	423,3%	61,1%	224,7%
jul-23	521,5	727,7	958,8	285,6	82,1	535,2%	82,6%	247,9%
ago-23	528,9	725,2	975,9	288,3	82,4	541,9%	83,5%	249,9%
sep-23	1.014,9	835,0	1.064,9	293,0	79,7	1.173,4%	246,4%	267,6%
oct-23	1.013,5	863,5	969,8	294,2	76,6	1.223,1%	244,5%	284,1%
nov-23	498,4	846,7	1.081,2	294,1	81,5	511,5%	69,5%	260,9%

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. Para las plantas térmicas, se tomó la oferta de la configuración más costosa y la disponibilidad declarada asociada a dicha oferta. En caso de tener mismo valor de oferta, se considera la configuración con mayor cantidad de energía ofrecida. Se observa, que para los meses de septiembre y octubre los precios de las plantas hidráulicas aumentaron de forma importante, acercándose en promedio, a los precios de generación con gas natural. También se observa que, durante el trimestre, gran parte del tiempo, las plantas hidráulicas tuvieron precios superiores a tanto al promedio, como a las plantas más costosas que generan con carbón.

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



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

Durante el trimestre, los precios de oferta de las plantas hidráulicas fueron mayores en relación a los del trimestre inmediatamente anterior. Para el trimestre anterior el precio promedio ofertado fue de 374,5 \$/kWh, mientras que para el trimestre septiembre – noviembre el precio promedio fue de 682,8 \$/kWh.

Para las plantas a carbón, los precios de oferta también disminuyeron, ubicándose alrededor de 257,4 \$/kWh para el trimestre septiembre a noviembre, mientras que, para el trimestre anterior el promedio ponderado fue de 287,3 \$/kWh.

El gas natural de la Costa tuvo un aumento durante el trimestre, pasando de 1.056,2 \$/kWh en septiembre, a 1.151,3 \$/kWh en noviembre. No obstante, comparado contra el trimestre anterior el promedio es menor, pasando de 1.304,7 \$/kWh a 1.096,6 \$/kWh.

En cuanto al gas natural del Interior tuvo incremento en su promedio ponderado comparado contra el trimestre anterior, pasando de 1.178,9 \$/kWh a 1.282,2 \$/kWh.

Finalmente, en cuanto a combustibles líquidos para generación, los precios de oferta comparados contra el trimestre anterior disminuyeron, pasando de 1.525,2 \$/kWh en promedio para el trimestre junio-agosto, a 1397,2 \$/kWh en el trimestre septiembre – noviembre de 2023.

La Tabla 3-5 presenta los precios promedio de las ofertas diarias para el mercado Spot del Mercado de Energía Mayorista por tipo de recurso energético.

Tabla 3-5: Precio de oferta promedio por recurso energético.

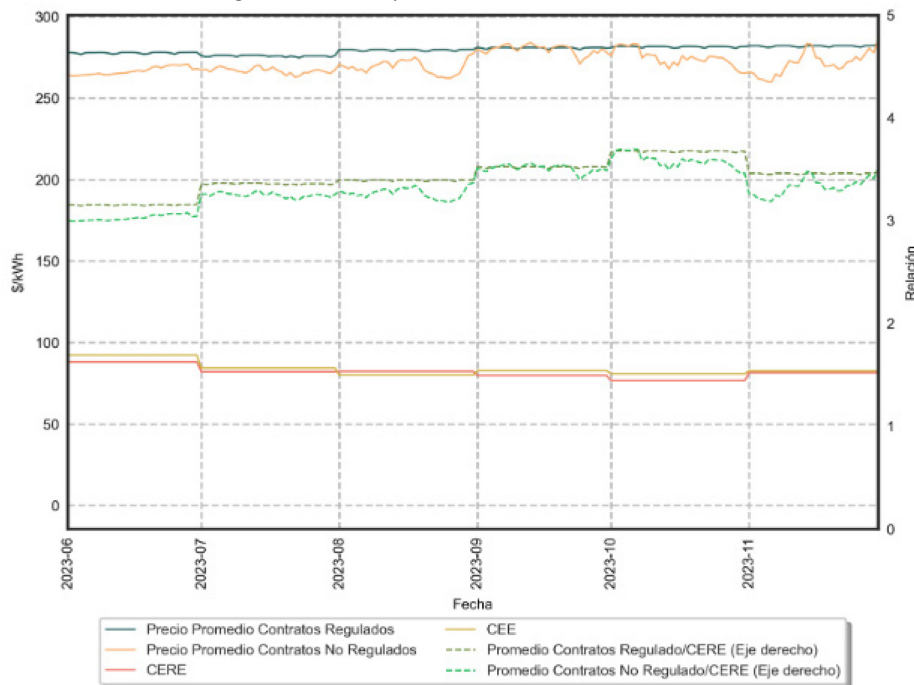
Mes	Hidráulicas	Carbón	Costa-GN	Interior-GN	Líquidos
Jun. 23	339,4	298,8	1476,8	1204,0	1563,1
Jul. 23	380,1	286,7	1340,2	1144,2	1552,3
Ago. 23	404,1	276,5	1097,0	1188,6	1460,2
Sep. 23	756,3	257,1	1056,2	1199,2	1388,4
Oct. 23	826,1	279,9	1082,1	1229,3	1350,5
Nov. 23	465,9	235,1	1172,3	1418,1	1452,8

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.

En la gráfica se observa que, durante el trimestre el precio de contratos No Regulados se acercó al precio de contratos Regulados. Esta diferencia fue, para el trimestre anterior de 10,1 \$/kWh en promedio, y para este trimestre se ubicó en 6,1 \$/kWh.

Así mismo, el precio promedio de los contratos Regulados, se ubicó entre 280,8 \$/kWh y 282,0 \$/kWh, y el precio de contratos No Regulados estuvo en promedio entre 271,4 \$/kWh y 279,8 \$/kWh.

En cuanto a la relación entre el precio promedio de contratos y el CERE, se observa que durante el trimestre aumentó para los meses de septiembre y octubre, y disminuyó nuevamente en noviembre, debido principalmente a la evolución del CERE durante el trimestre. La Tabla 3-6 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

Tabla 3-6: 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
Jun. 23	266,6	277,7	88,1	92,2	3,1	3,0
Jul. 23	266,5	275,8	82,1	84,4	3,4	3,2
Ago. 23	268,9	279,2	82,4	79,9	3,4	3,3
Sep. 23	279,8	280,8	79,8	82,7	3,5	3,5
Oct. 23	274,7	281,5	76,6	80,9	3,7	3,6
Nov. 23	271,4	282	81,5	82,6	3,4	3,3

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

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

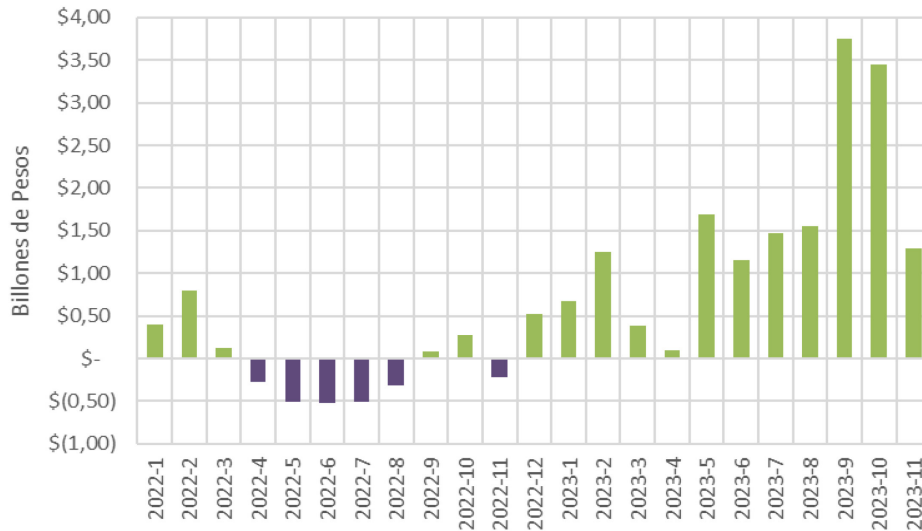
Para visualizar el desempeño del mercado de contratos frente al mercado en bolsa para el Mercado Regulado, se ha estimado el ahorro o gasto del sistema en términos monetarios, asumiendo que la energía contratada en el Mercado Regulado hubiera sido comprada a precio de bolsa, tomando como fuente la demanda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

Analizando el comportamiento durante el trimestre septiembre a noviembre de 2023 se encuentra que, el mercado de contratos permitió un ahorro de cerca de 8,5 billones de pesos en el mercado Regulado, mientras que en el trimestre anterior el ahorro fue de 4,19 billones de pesos.

Por otra parte, al analizar el trimestre septiembre a noviembre de 2023 frente al mismo trimestre del año 2022, observamos que en el trimestre 2023 se tiene un ahorro de 8,49 billones de pesos, contrario al trimestre 2022 en el cual se tuvo un ahorro de 0,13 billones de pesos.

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

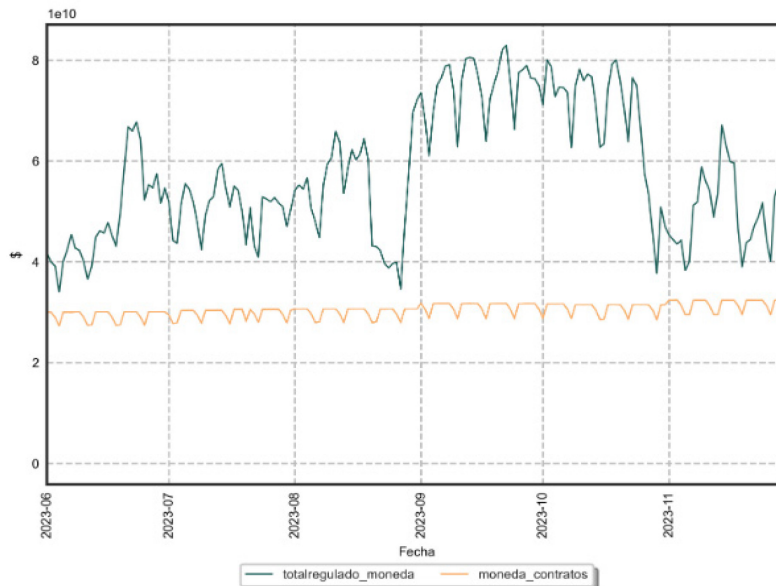


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Es importante mencionar que de enero a noviembre de 2022 se encuentra un ahorro por el mecanismo de contratos de 0,65 billones de pesos, mientras que en el mismo periodo de 2023 se presenta ahorro por el mecanismo de contratos de 16,78 billones de pesos.

Ahora bien, es preciso mencionar que el mercado regulado en promedio diario fue en septiembre de 74.775,8 millones de pesos (43.652,78 en bolsa y 31.123,08 en contratos), en octubre 68.445,48 millones de pesos (37.637,37 en bolsa – 30.808,11 en contratos) y en el mes de noviembre 50.272,03 millones de pesos (18.623 en bolsa – 31.648,19 en contratos) (ver Figura 3-11).

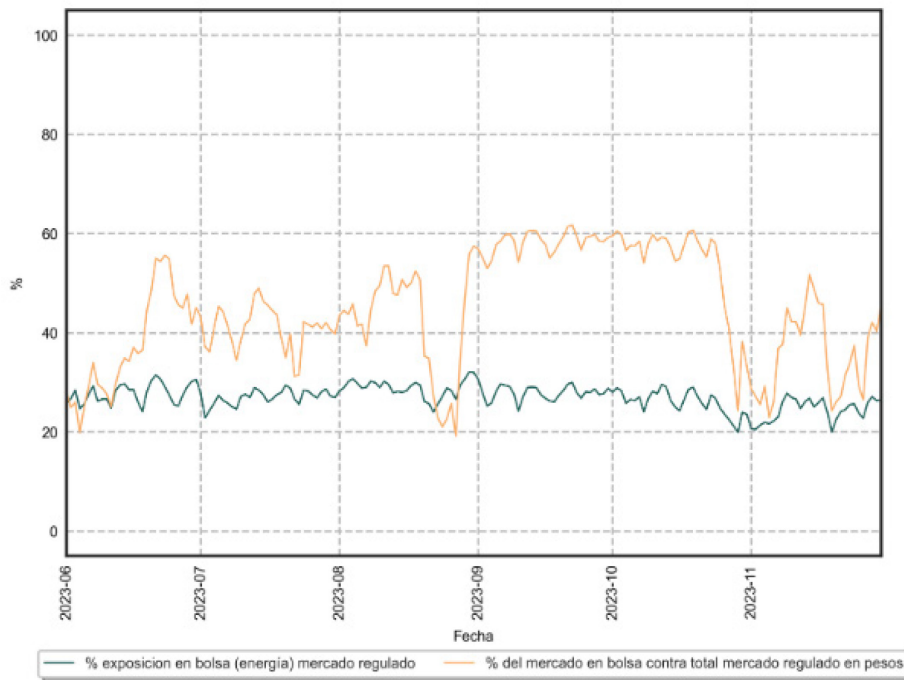
Figura 3-11: Mercado regulado promedio diario en bolsa y contratos.



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

Adicionalmente, en la Figura 3-12 se presenta el porcentaje de exposición del mercado. Para el mes de septiembre el porcentaje de energía expuesta en bolsa fue 27,9%, en octubre, este porcentaje fue 26,03% y en noviembre, fue de 24,4%.

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.

Por su parte, el porcentaje de dinero en bolsa frente al mercado regulado, fue superior al presentado en el trimestre anterior debido al aumento importante del precio de bolsa. Para septiembre, el promedio del dinero correspondiente a la energía en bolsa fue 58,2%, para octubre 53,5%, y para noviembre fue de 35,8%.

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

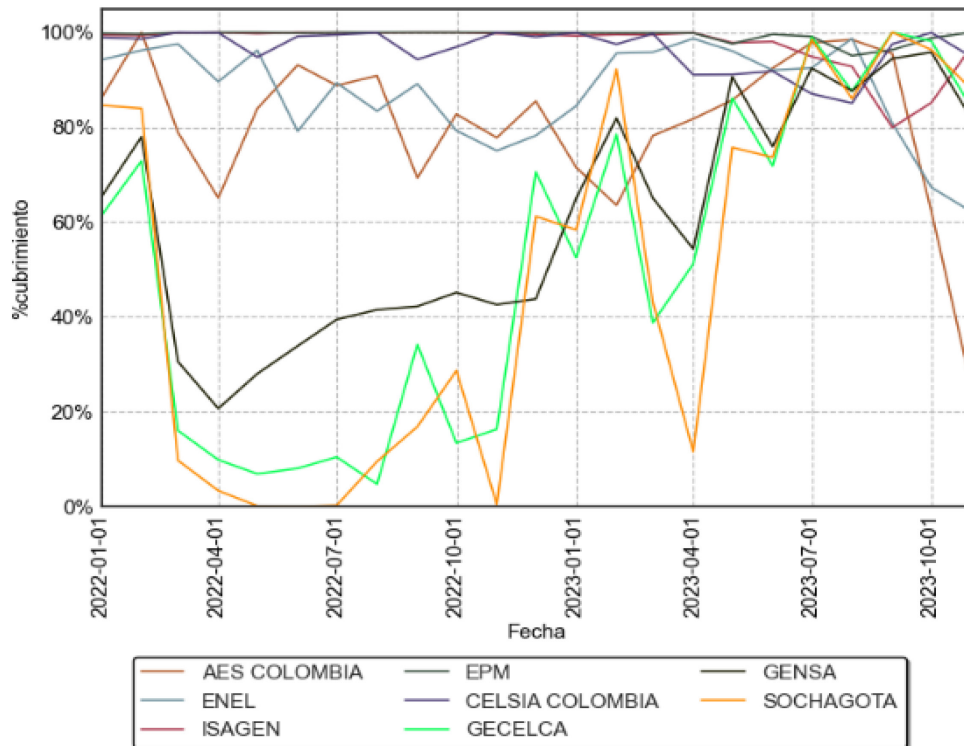
CB: Compras de energía en bolsa

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. Se observa que, los agentes generadores térmicos que tienen plantas a carbón (Gecelca, Gensa y Sochagota), tuvieron un porcentaje de cubrimiento superior a 94% durante los meses de septiembre y octubre, disminuyendo a cerca de 83% para el mes de noviembre de 2023.

En cuanto a los agentes con portafolio hidro, se observó un aumento durante el primer semestre de 2023 para los agentes AES y Enel. No obstante, durante el trimestre septiembre a noviembre de 2023 estos agentes disminuyeron su cubrimiento. Para el caso de Enel el cubrimiento pasó de 80,8% en septiembre de 2023, a 62,1% en noviembre de 2023. Por su parte AES, pasó de 95,4% a 25,1% en noviembre.

Figura 3-13: Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.



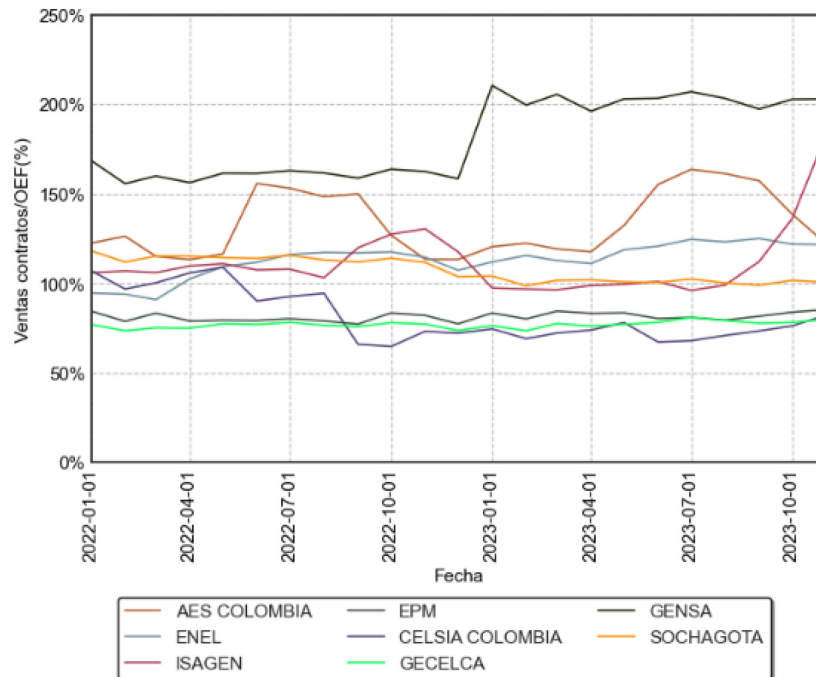
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

Los agentes Celsia, y EPM tuvieron porcentajes de cubrimiento bastante altos durante el periodo, superiores a 94,8% y el agente Isagén aumento su cubrimiento de 79,9% en septiembre a 97,0% en noviembre.

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.

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



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

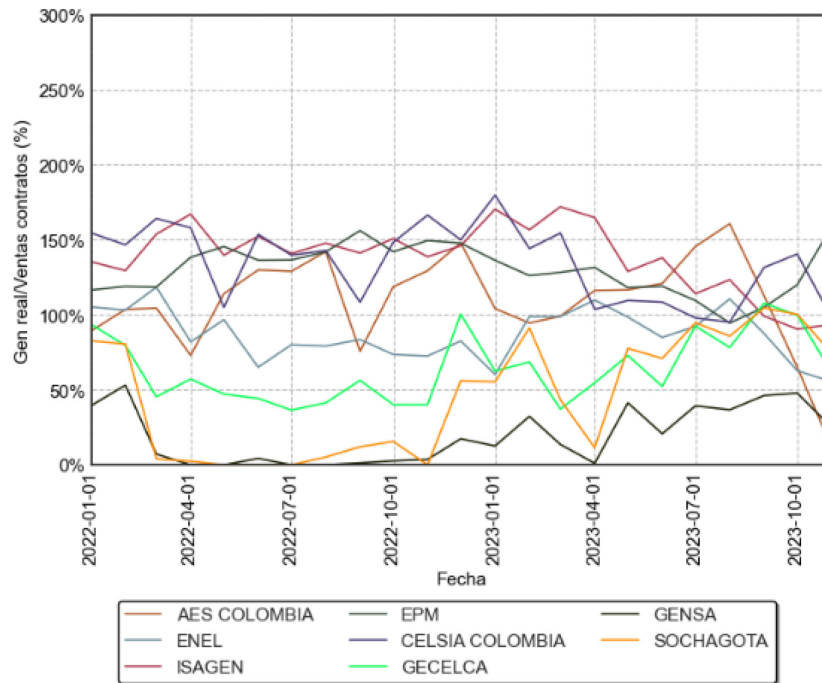
Durante el trimestre analizado septiembre a noviembre de 2023, el indicador fue relativamente estable para los agentes Gensa, EPM, Sochagota, Enel, Celsia y Gecelca, tal y como se observa en la Figura 3-14. Los agentes que registraron ventas en contratos inferiores a sus Obligaciones de Energía Firme fueron Celsia con 77,2%, Gecelca 78,4% y EPM 83,5%. Gensa tuvo ventas en contratos muy superiores a sus OEF, con un promedio de 200,9% durante el trimestre (es decir, el doble de sus OEF). Por su parte, se observa que para AES Colombia, el indicador aumenta desde abril de 2023, y disminuye desde julio. Para el trimestre, éste disminuyó de tener ventas en contratos 57% superiores a sus OEF, pasando a 21,0% por encima de las OEF, en noviembre de 2023. Finalmente, Isagén, aumentó sus ventas en contratos de forma importante durante el trimestre, pasando de estar cerca a sus OEF (indicador en 100,0%), a estar 83,0% por encima a las mismas (indicador en 183,0%).

3.2.3 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.

Se observa que, los agentes térmicos con plantas a carbón (Gensa, Gecelca y Sochagota), han tenido un comportamiento creciente para este indicador (ver Figura 3-15). Gensa aumentó este indicador para octubre donde llegó a ser de 47,8 % de sus ventas en contratos, disminuyendo en octubre a 24,0%, mientras que Gecelca y Sochagota, tuvieron su máximo indicador en septiembre de 2023, con una generación real superior en cerca de 5,0% sobre sus ventas en contratos, y disminuyendo durante octubre y noviembre, finalizando el trimestre con 61,0% para Gecelca, y 74,4% para Sochagota.

Figura 3-15: Generación real / Ventas en contratos.



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

De los agentes hidro, Celsia y EPM, tuvieron su generación real por encima de las ventas en contratos. EPM cerró noviembre con una generación real superior en 40,5% a sus ventas en contratos, mientras que EPM llegó a tener generación real superior en 58,0% con relación a sus ventas en contratos. Esto refleja que estos agentes vendieron energía en bolsa durante el trimestre. AES y Enel disminuyeron este indicador durante el trimestre, finalizando noviembre, Enel con un 55,0% de generación en relación a sus ventas en contratos, y AES, con un 11 de generación sobre sus ventas en contratos.

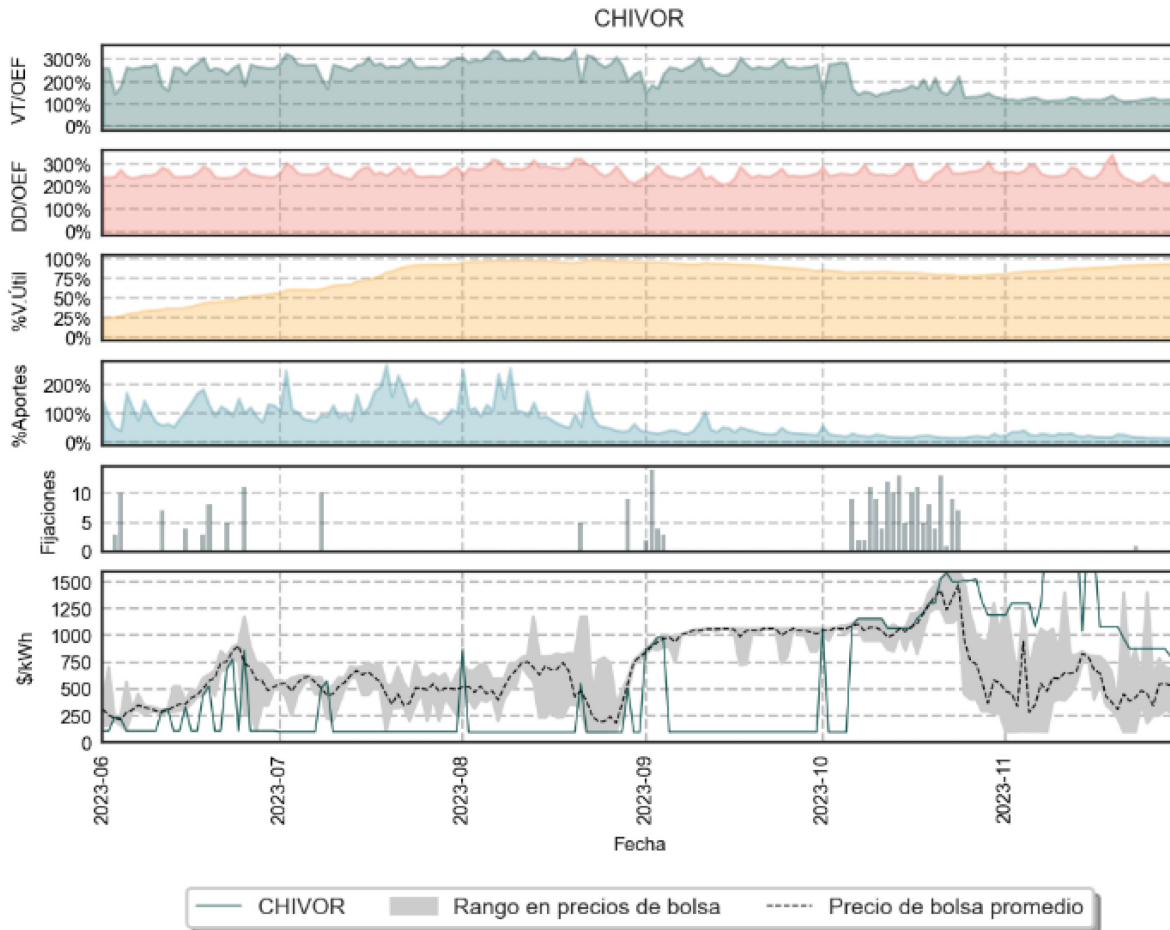
3.2.4 Comparación de variables por agente

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 84,9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo analizado (ver Figura 3-16). Así mismo, se observa que las mismas, fueron cercanas a sus OEF durante el mes de noviembre principalmente.

Figura 3-16: 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 156,5% superior a sus Obligaciones de Energía Firme del trimestre.

El volumen útil de los embalses del agente registro promedios de 92,4% en septiembre, 82,1% en octubre y 88,7% durante noviembre.

Durante el trimestre, los aportes hídricos que recibió el agente fueron en promedio 40,8% de su percentil 95, para septiembre, 23,3% durante octubre, y 24,4% durante noviembre.

En general, se observa, que en la medida que este agente tuvo aportes bajos durante el trimestre, sus precios de oferta aumentaron, en especial durante los meses de octubre y noviembre. También se observa que cuando sus precios aumentaron, su volumen útil se estabilizó, aumentando desde principios de noviembre. En la Tabla 3-7 se presentan las estadísticas de los precios de oferta de la planta Chivor durante el trimestre.

Tabla 3-7: Estadísticas precios de oferta (\$/kWh): Plantas AES Colombia.

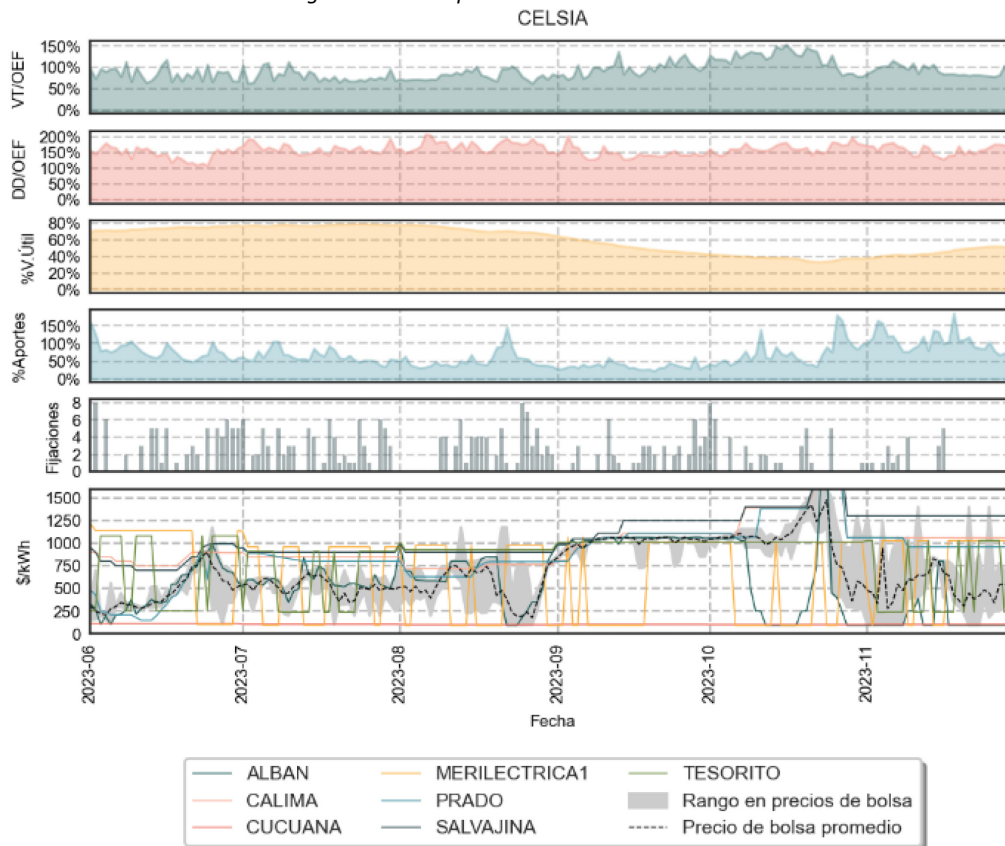
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Chivor	868,3	1.066,1	613,8	93,7	2.000,1

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

Celsia:

Para Celsia Colombia S.A. E.S.P., las ventas totales de energía fueron 4,6% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme durante el periodo. Por su parte, la energía equivalente a su disponibilidad declarada diaria fue 57,6% superior a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-17).

Figura 3-17: Comparación de variables: Celsia.



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

Durante el trimestre, el volumen útil registró valores promedio de 52,6% en promedio para septiembre, 38,5% en octubre y recuperándose durante noviembre, con un promedio de 46,2% en agosto. Respecto a los aportes se registraron valores promedio de 36,3% para septiembre, 74,1% para octubre y 103,9% para el mes de noviembre.

Los estadísticos básicos de precios de oferta para este agente se presentan en la Tabla 3-8. Se observa que, para finales de octubre, este agente contaba un volumen útil agregado cercano al 40%, aumentando sus aportes.

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

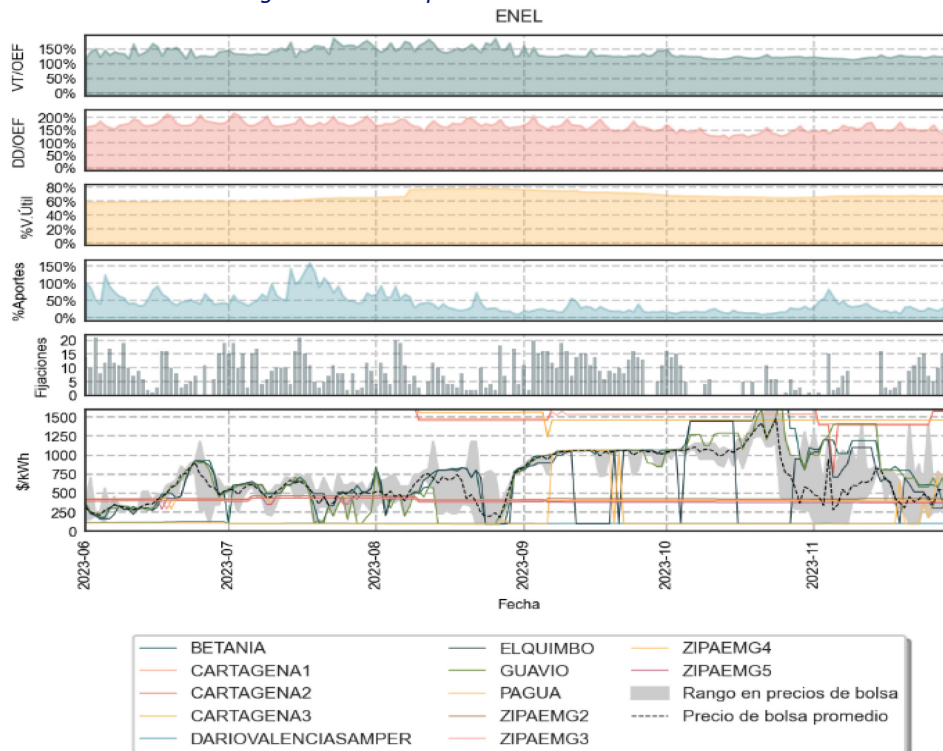
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Alban	584,4	450,0	483,9	93,7	1.889,0
Calima	1.151,6	1.060,2	190,8	810,0	1.700,0
Cucuana	102,8	103,3	0,8	101,7	103,4
Merilectrica 1	601,8	1.011,7	459,4	92,5	1.064,9
Prado	1.111,8	1.061,0	201,8	799,0	1.690,0
Salvajina	1.308,5	1.300,0	186,4	990,0	1.890,0
El Tesorito	853,1	1.011,7	316,4	237,7	1.027,2

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 25,3% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-18), 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 3-18: Comparación de variables: Enel.



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

Para este agente, la energía equivalente a su disponibilidad declarada diaria, fue en promedio 53,4% 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 73,3% en septiembre, 66,3% en octubre y 67,4% en noviembre. En cuanto a los aportes para el agente, estuvieron en promedio en 25,4% durante el mes de septiembre frente a su percentil 95 histórico, 18,9% en octubre y 32,9% en noviembre.

Así mismo, se observó que, el agente tuvo aportes bajos durante septiembre y octubre principalmente. Durante noviembre los aportes aumentaron manteniendo relativamente estable el nivel de volumen útil. La Tabla 3-9 presenta los estadísticos de precios para este agente.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Betania	1.111,9	1.063,9	303,7	380,0	1.910,0
Cartagena 1	1.503,4	1.534,9	58,7	1.411,0	1.577,7
Cartagena 2	1.544,3	1.624,5	131,3	755,0	1.685,8
Cartagena 3	1.466,4	1.463,3	33,4	1.239,5	1.564,5
Dario Valencia Samper	99,9	100,0	0,7	96,9	102,4
El Quimbo	733,3	863,0	458,8	93,7	1.445,0
Guavio	1.071,6	1.062,2	254,4	450,0	1.750,0
Pagua	280,6	95,3	358,2	93,7	1.063,6
Zipa 2	420,9	423,8	9,0	385,4	426,7
Zipa 3	391,3	393,8	4,4	380,0	393,8
Zipa 4	404,6	404,7	3,9	400,6	417,5
Zipa 5	377,3	374,8	8,8	369,7	410,7

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 9,9% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme del periodo (ver Figura 3-19).

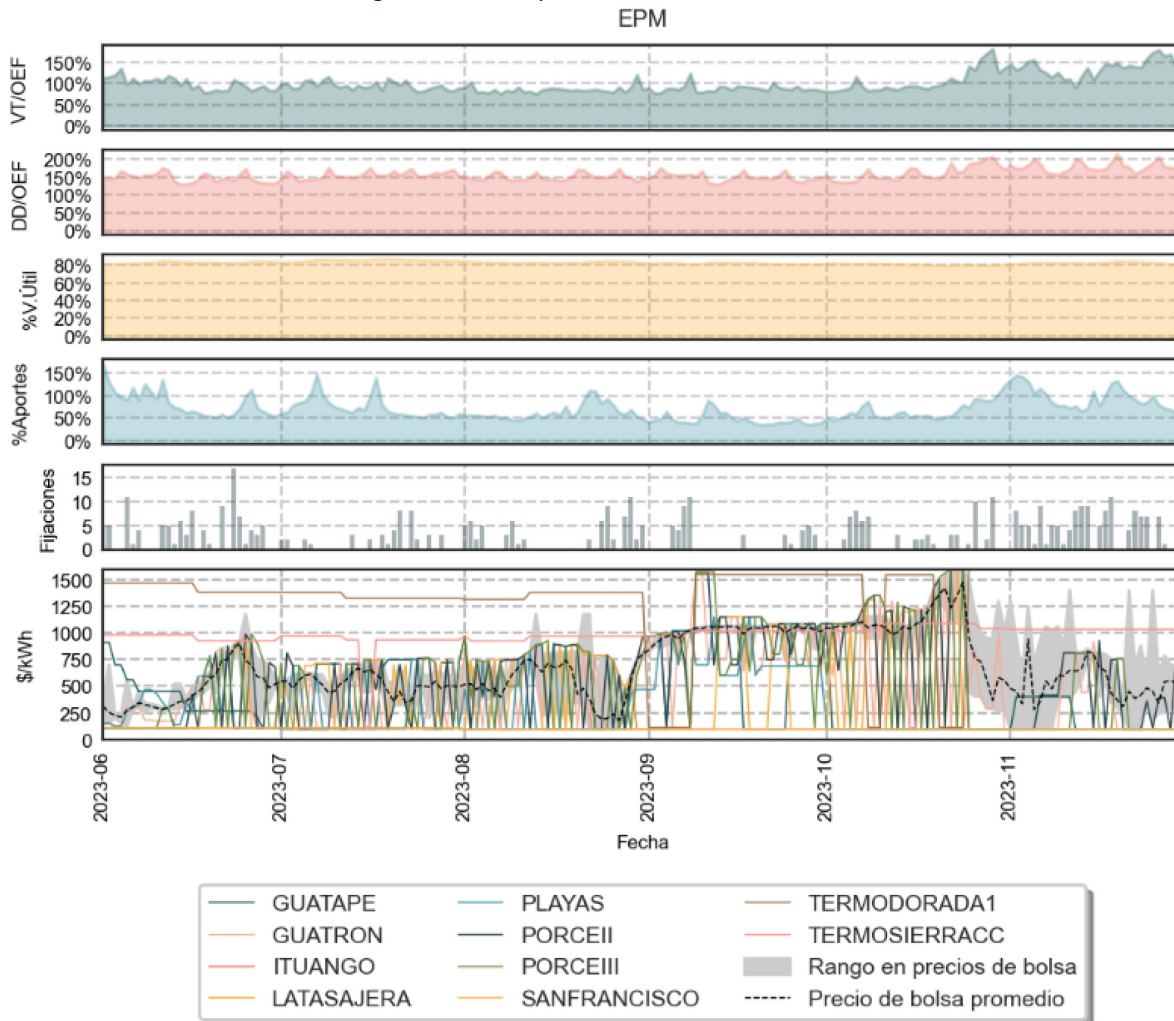
Por su parte, la energía equivalente a su disponibilidad declarada diaria fue en promedio 63,9% mayor a sus Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En relación al volumen útil, EPM. tuvo un promedio de 82,2% durante el mes de septiembre, mientras que para el mes de octubre el promedio fue de 81,1% y durante noviembre fue de 82,8%. Al revisar los aportes, los mismos aumentaron durante el trimestre, pasando de 47,1% para el mes de septiembre a 66,2% para octubre, y llegando a 95,3% para el mes de noviembre en relación al percentil 95 histórico.

Del análisis se encuentra que las plantas de baja regulación de este agente, tuvieron volatilidades relativamente altas en los precios de oferta, especialmente durante octubre.

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

Figura 3-19: Comparación de variables: EPM.



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

La Tabla 3-10 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.

Tabla 3-10: Estadísticas precios de oferta (\$/kWh): EPM.

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Guatape	331,4	95,3	392,9	93,7	1.150,0
Guatron	654,6	700,0	472,7	95,8	1.615,0
Ituango	96,6	96,5	0,7	95,8	97,6
La Tasajera	342,3	95,3	474,3	93,7	1.605,0
Playas	302,6	96,5	320,1	95,8	1.151,0
Porce II	725,7	751,0	496,6	93,7	1.615,0
Porce III	657,1	750,0	529,6	93,7	1.615,0
San Francisco	96,6	96,5	0,7	95,8	97,6
Termodorada 1	1.379,9	1.547,8	607,4	109,9	1.963,0
Termosierra CC (config. 1 ¹²)	1.824,9	1.779,8	153,8	15.72,1	2.142,8
Termosierra CC (config. 2 ¹³)	1.013,0	1.034,1	139,2	108,3	1.087,3

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 48,5% superiores a sus Obligaciones de Energía Firme (ver Figura 3-20), lo cual indica que el agente además del cargo tiene ingresos por ventas en contratos y ventas en bolsa.

Así mismo, la disponibilidad equivalente a energía diaria declarada fue en promedio 122,6% superior a las Obligaciones de Energía Firme durante el trimestre.

En cuanto al volumen útil, el valor promedio para el mes de septiembre fue de 82,4%, para octubre fue de 78,7% y para noviembre de 88,9%. Asimismo, los aportes para Isagen, respecto a su percentil 95 máximo histórico, fueron en promedio 35,9% durante el mes de septiembre, 59,1% en octubre, y 70,0% en el mes de agosto.

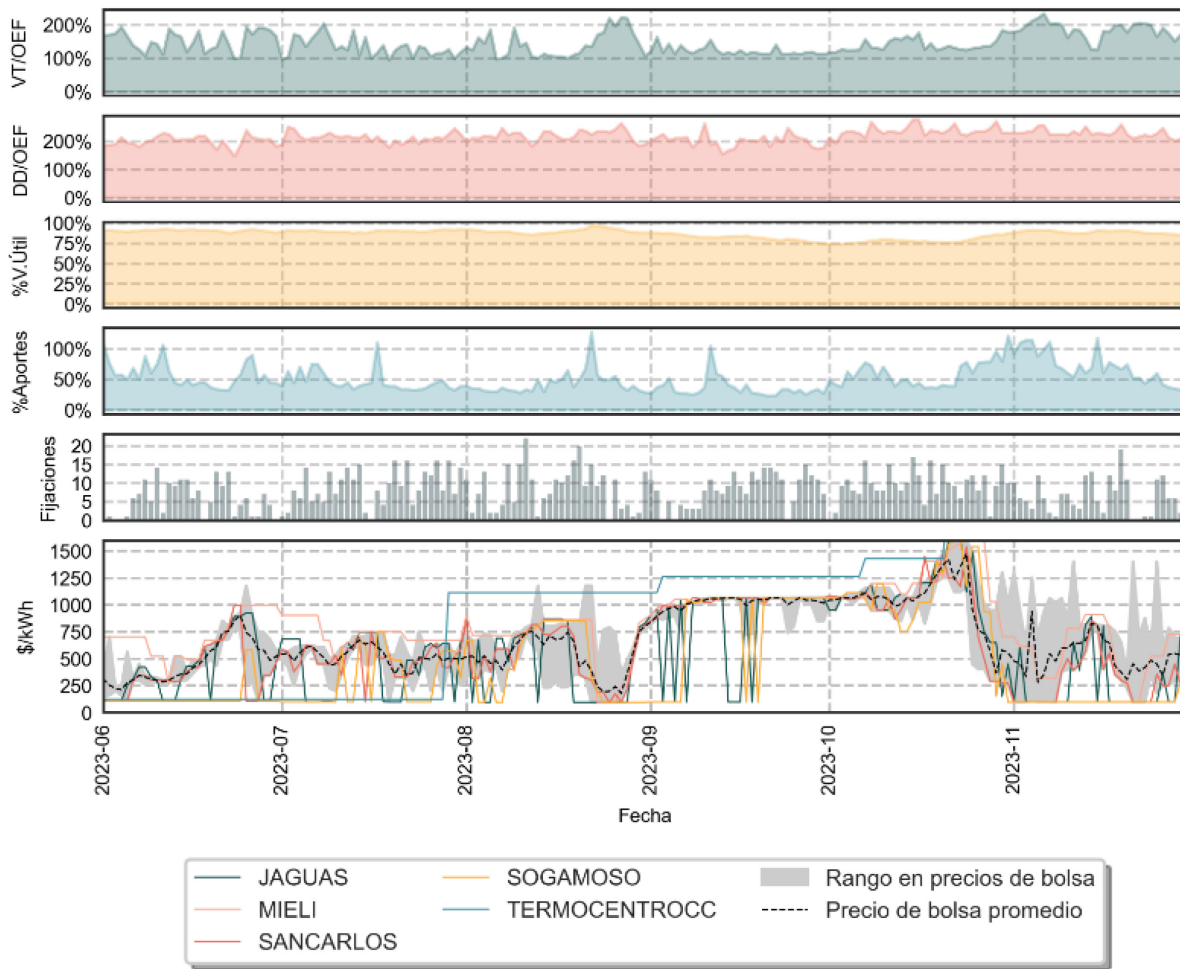
El portafolio hídrico de este agente presentó precios cercanos al precio de escasez durante los meses de septiembre y octubre. Se observa que, en la medida que aumentaron los aportes, cada planta tomó un comportamiento diferente durante octubre, y durante noviembre las plantas disminuyeron sus precios a la vez que su volumen útil aumentó.

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

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 3-20: Comparación de variables: Isagen.



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

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

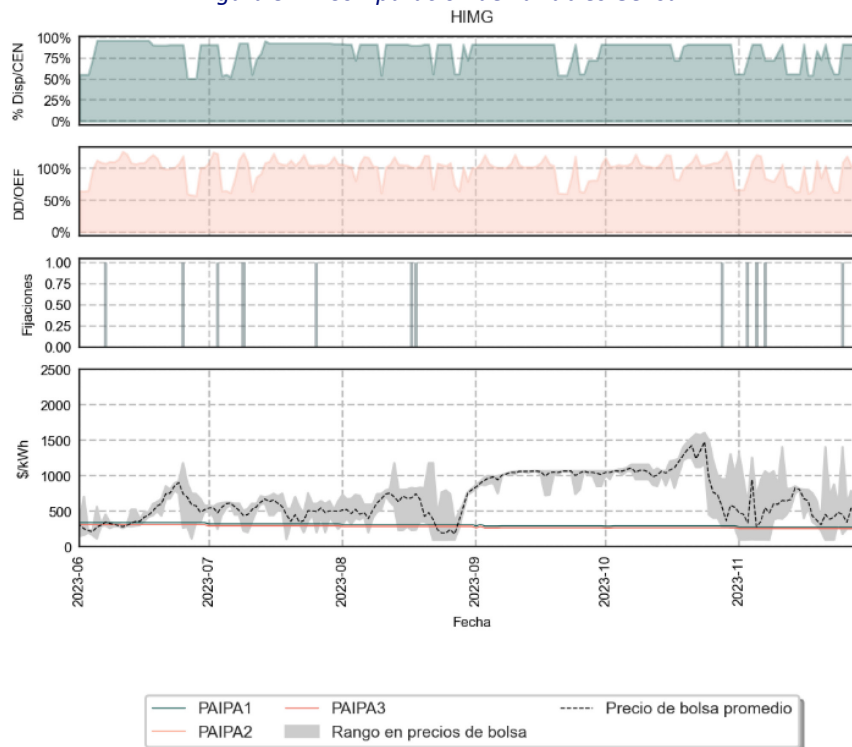
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Jaguas	718,8	955,0	484,5	95,3	1.630,0
Miel I	952,5	1.064,0	342,1	95,3	1.600,0
San Carlos	776,2	999,5	408,9	95,3	1.539,0
Sogamoso	662,0	931,0	513,9	93,7	1.600,0
Termocentro CC (config. 1 ¹⁴)	1.736,6	1.730,9	135,4	1114,3	1.964,4
Termocentro CC (config. 2 ¹⁵)	1.476,8	1.428,3	204,2	1114,3	1.960,0

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

Gensa:

El agente Gensa tuvo en general una disponibilidad real cercana a su capacidad efectiva neta durante el trimestre (ver Figura 3-21). Así mismo, su disponibilidad declarada estuvo cerca de las Obligaciones de Energía en Firme del agente.

Figura 3-21 Comparación de variables Gensa



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 3-12 presenta los promedios para el trimestre de las ofertas realizadas diariamente por el agente, observándose que las plantas presentaron precios que oscilaron entre 253,0 \$/kWh y 315,0 \$/kWh, lo cual le permitió estar en mérito durante gran parte del periodo septiembre – noviembre de 2023.

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

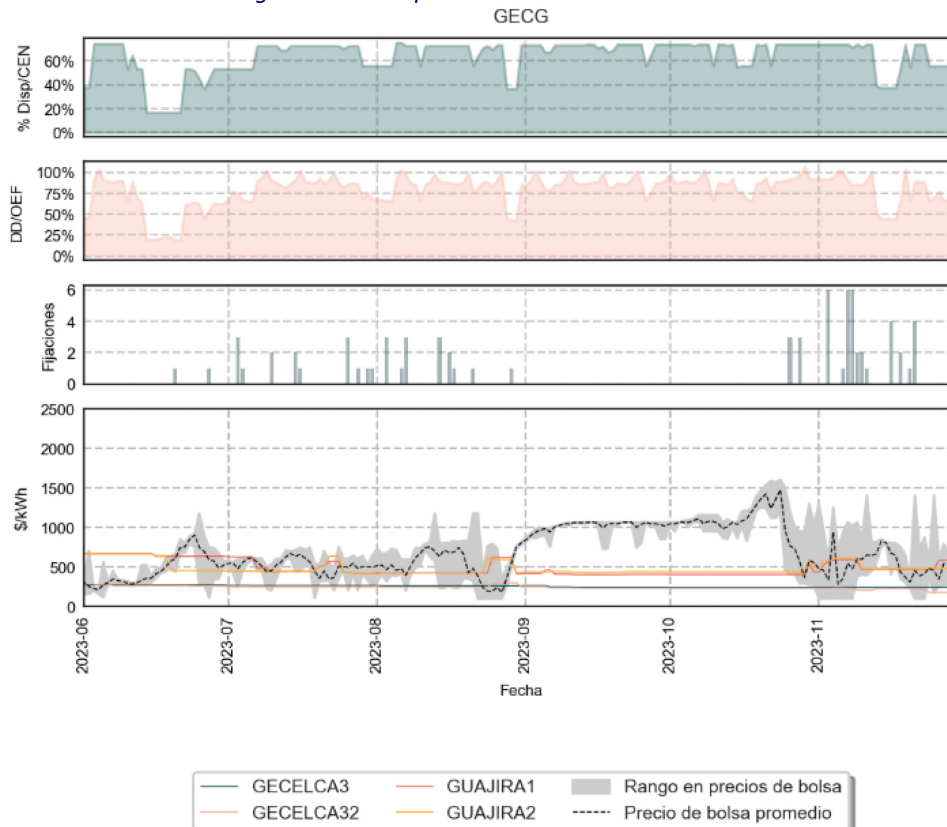
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa1	286,8	291,1	6,7	277,9	313,3
Paipa2	262,8	266,7	5,9	255,1	285,7
Paipa3	261,7	265,5	5,8	253,9	284,4

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

Gecelca:

El agente Gecelca tuvo una disponibilidad real cercana en general al 70,0% de su capacidad efectiva neta durante el periodo (ver Figura 3-22). En cuanto a su disponibilidad declarada, la misma se encontró cerca del 80,0% con disminución durante algunos periodos a cerca del 50%. Es de resaltar que, una de sus unidades estuvo en mantenimiento mayor desde el año 2022.

Figura 3-22 Comparación de variables Gecelca



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

La Tabla 3-13 presenta los estadísticos de los precios de oferta presentados por Gecelca. Se observa que sus plantas con generación Gecelca 3 y Gecelca 32, presenta precios de oferta entre en un rango entre 177,0 \$/kWh y 261,0 \$/kWh. Por su parte las plantas con generación dual Gas-Carbón (Termoguajira), presentaron precios más altos, oscilando entre 400,0 \$/kWh y 600,0 \$/kWh.

Tabla 3-13 Estadísticos básicos Gecelca

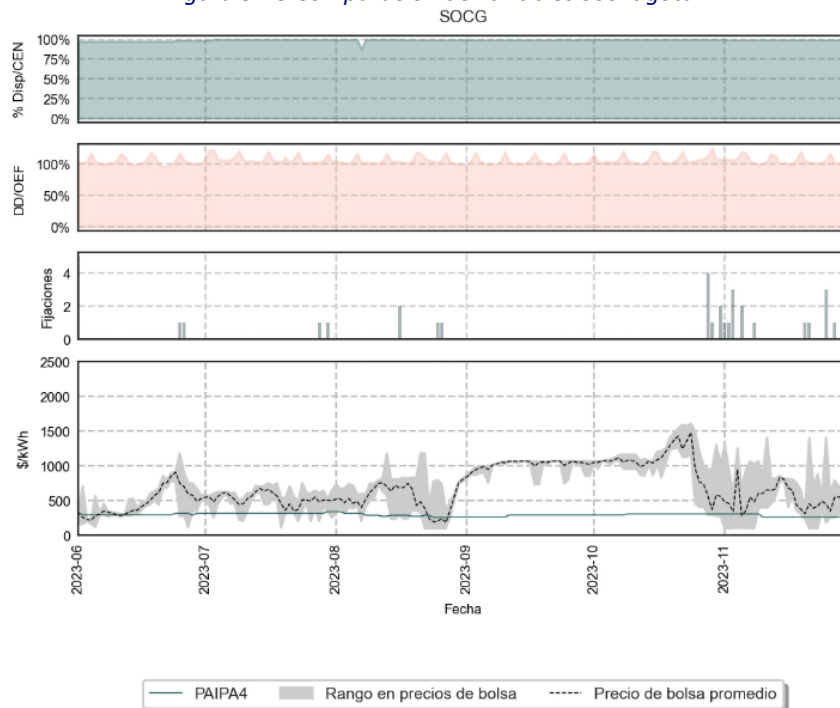
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Gecelca3	243,3	242,7	4,5	240,9	261,4
Gecelca32	224,1	226,9	15,5	177,6	249,4
Guajira1	442,2	405,3	60,5	402,3	592,7
Guajira2	463,8	438,9	49,5	430,7	610,2

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 3-20). Esto también se vio reflejado en la disponibilidad declarada contra sus OEF, las cuales también estuvieron cerca de 100%.

Figura 3-23 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 255,0 \$/kWh y 303,0 \$/kWh (Tabla 3-14).

Tabla 3-14 Estadísticos básicos Sochagota

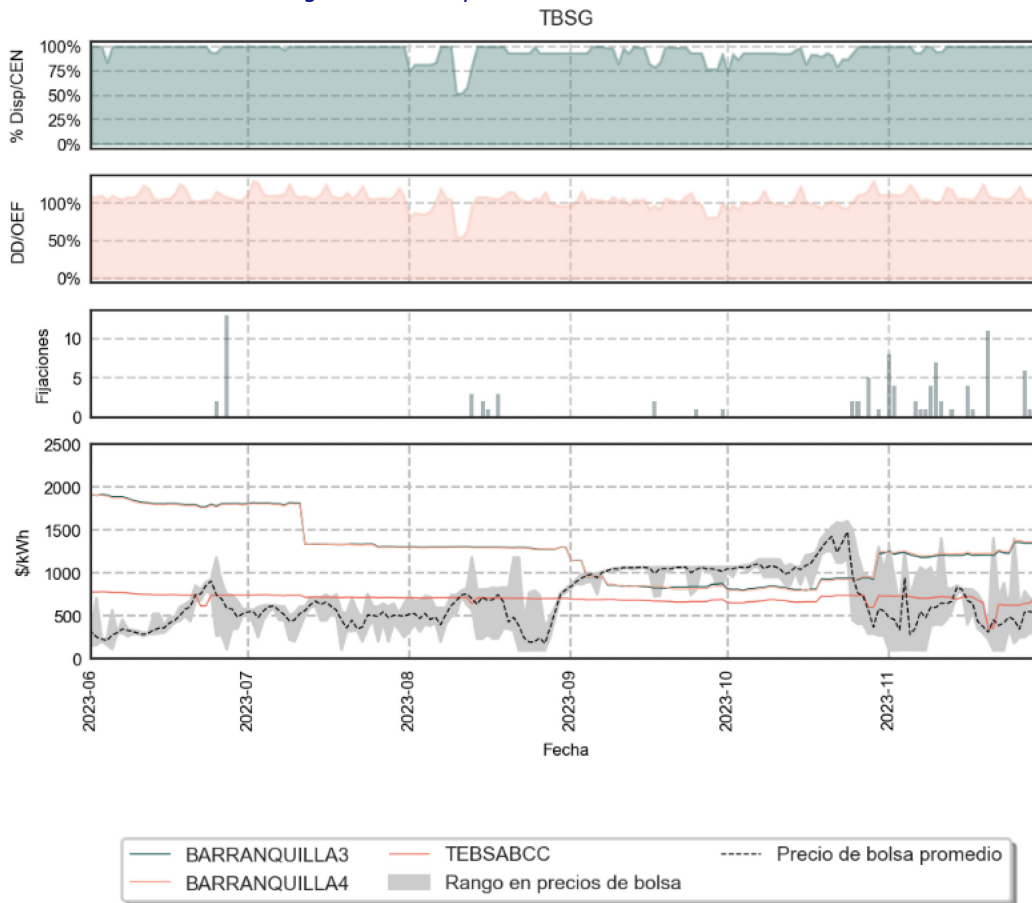
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Paipa 4	282,6	287.2	19,6	255,7	303,3

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 3-24). 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 3-24 Comparación de variables Tebsa



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

En cuanto a sus precios ofertados, se observa que el agente tuvo una disminución progresiva en sus ofertas para las plantas Barranquilla 3 y Barranquilla 4 desde el mes de junio, entrando en merito durante parte del mes de septiembre y octubre de 2023.

La Tabla 3-15 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. En este sentido, La configuración más costosa de ciclo combinado para TEBSA, osciló durante el periodo entre 1.477,2\$/kWh y 1.783,0 \$/kWh, y en su configuración de menor costo el precio osciló entre 350,7 \$/kWh y 743,0 \$/kWh.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Barranquilla3	1.000,6	927,4	188,4	796,1	1.354,6
Barranquilla4	1.002,7	921,4	199,9	785,1	1.374,9
TEBSA CC (Config. 1 ¹⁶)	1.594,8	1574,2	77,9	1.477,2	1.783,1
TEBSA CC (Config. 2 ¹⁷)	675,8	680,9	58,9	350,7	743,1

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

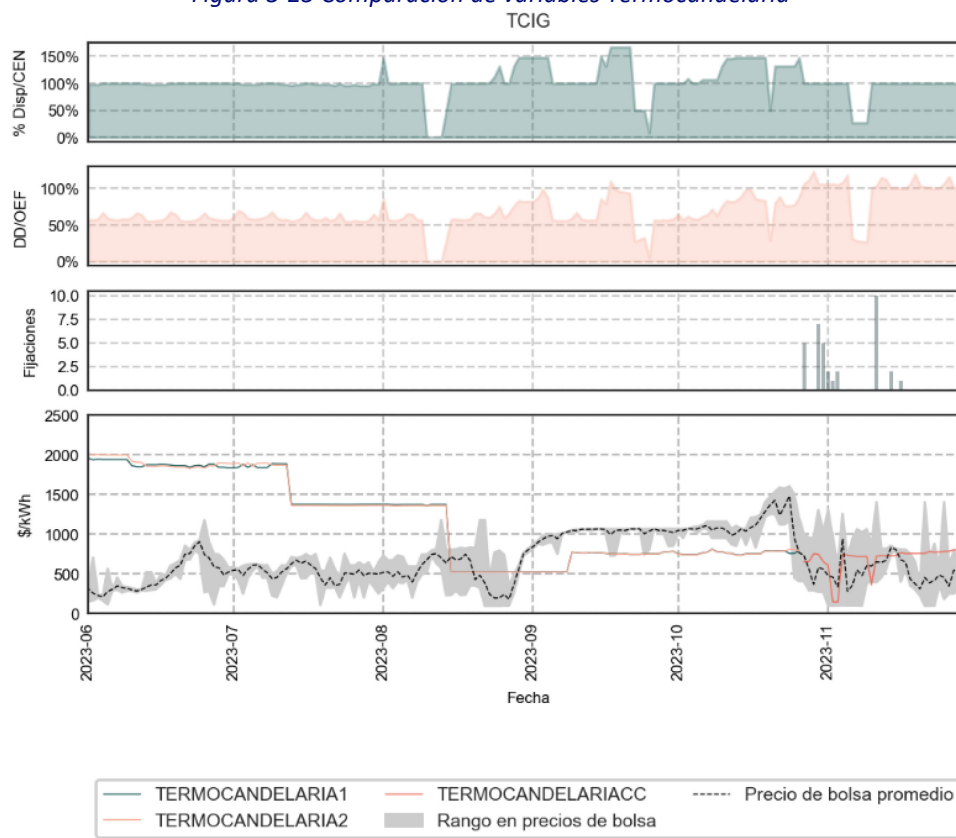
Termocandelaria:

Para Termocandelaria, su disponibilidad fue cercana a su capacidad efectiva neta. Se observa que durante el periodo de pruebas y comisionamiento, para la implementación del ciclo combinado de su planta de generación, la disponibilidad aumentó por encima de su capacidad efectiva neta durante septiembre y octubre, estabilizándose a finales de octubre. Lo anterior, refleja nuevamente una disponibilidad real cercana a su capacidad efectiva neta cuando se actualizó dicho parámetro (Figura 3-25). La figura presenta los precios para la planta de ciclo combinado, en su configuración más económica.

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

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

Figura 3-25 Comparación de variables Termocandelaria



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

La Tabla 3-16 presenta los valores promedio de la ofertas para las plantas del agente, destacándose que desde finales de noviembre, dada la ampliación y mejora en eficiencia producto del cierre de ciclo combinado, ante el sistema se observa como una sola planta. Así mismo se observa que, las ofertas de la configuración de ciclo combinado más costosa varían entre 1.218,8 \$/kWh y 1.374,2 \$/kWh con promedio en 1.281,4 \$/kWh¹⁸, y la configuración más económica oscila entre 142,3 \$/kWh y 801,1 \$/kWh, con promedio en 692,8 \$/kWh¹⁹.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termocandelaria 1	725,9	751,2	85,6	521,1	808,8
Termocandelaria 2	726,1	749,1	86,6	519,9	806,5
Termocandelaria CC (Config. 1 ¹⁸)	1.281,4	1.280,1	44,7	1.218,9	1.374,2
Termocandelaria CC (Config. 2 ¹⁹)	692,8	742,7	157,9	142,3	801,1

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

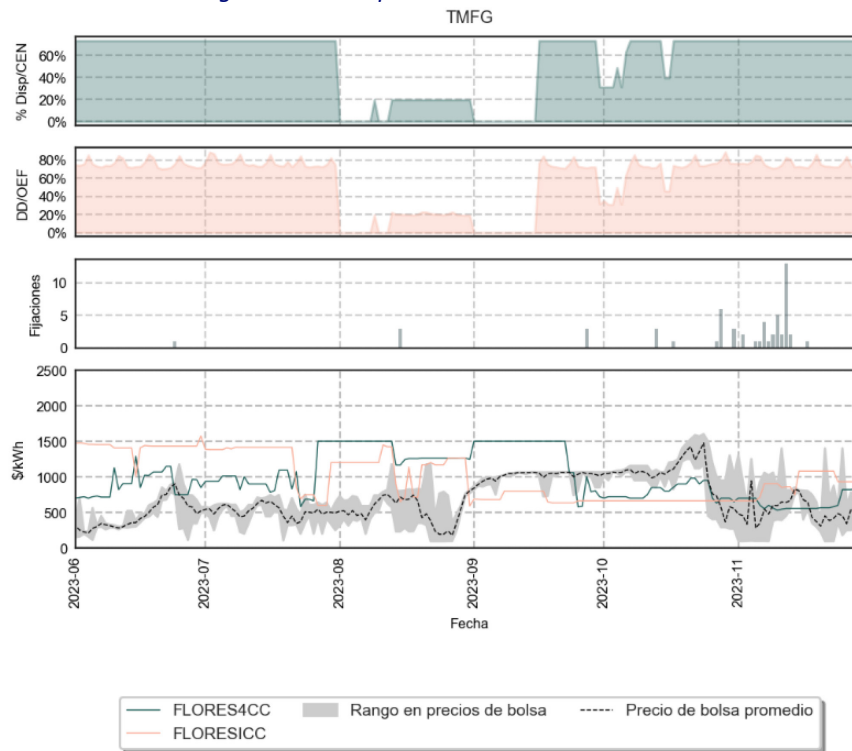
¹⁸ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

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

Prime:

El agente Prime tuvo una disponibilidad real cercana al 80,0% de su capacidad efectiva neta (ver Figura 3-26). Así mismo, se observa una indisponibilidad durante el mes de agosto y septiembre, producto de un mantenimiento mayor programado. En cuanto a la disponibilidad declarada del agente, se registraron valores cercanos al 80,0% de sus Obligaciones de Energía en Firme.

Figura 3-26 Comparación de variables Prime



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

La Tabla 3-17 presenta los precios ofertados de las plantas del agente, para sus configuraciones más costosas y más económicas presentadas. La planta Flores I, tiene solo una configuración.

Tabla 3-17 Estadísticas precios de oferta (\$/kWh): Prime

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Flores 4 CC (Config. 1 ²⁰)	1.232,6	1.100,0	176,1	1.070,0	1.500,0
Flores 4 CC (Config. 2 ²¹)	909,7	750,0	357,3	530,0	1.500,0
FloresI CC,	757,6	663,0	141,4	634,0	1.080,2

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

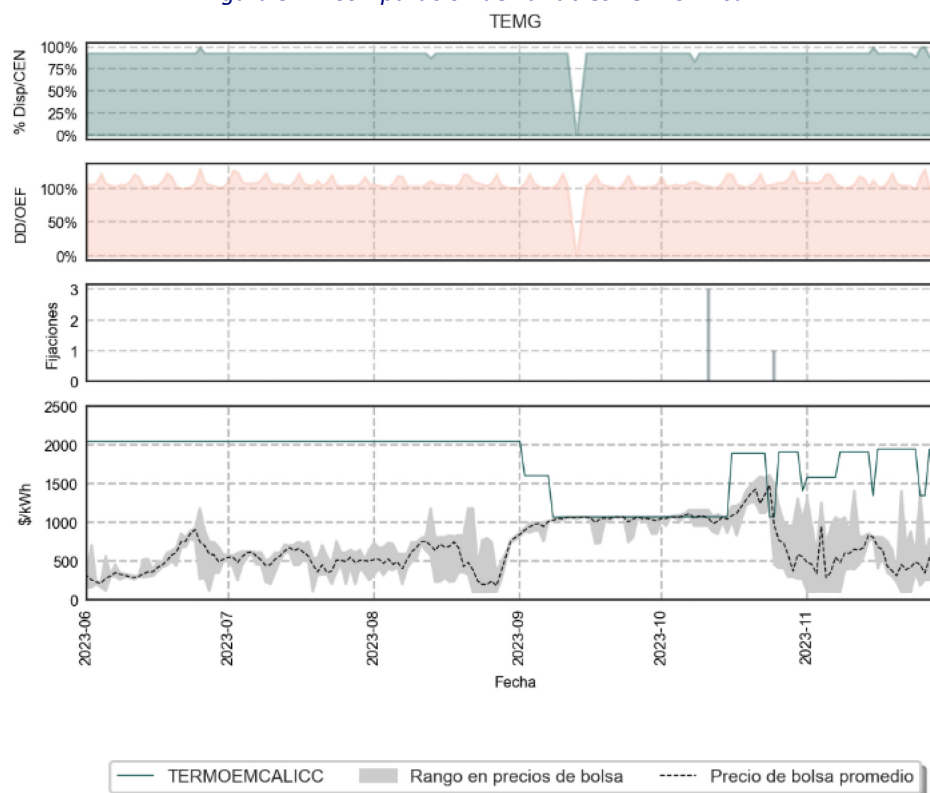
²⁰ Corresponde a la configuración más costosa de la central de generación.

²¹ Corresponde a la configuración más económica de la central de generación.

TermoEmcali:

El agente TermoEmcali tuvo una disponibilidad real cercana a su capacidad efectiva neta (ver Figura 3-27). Por su parte, en general, la disponibilidad declarada en las ofertas diarias, supera sus obligaciones de energía en firme.

Figura 3-27 Comparación de variables TermoEmcali



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

La Tabla 3-18 presenta los estadísticos de las ofertas presentadas por esta planta, teniendo en cuenta que sus configuraciones tienen el mismo precio.

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

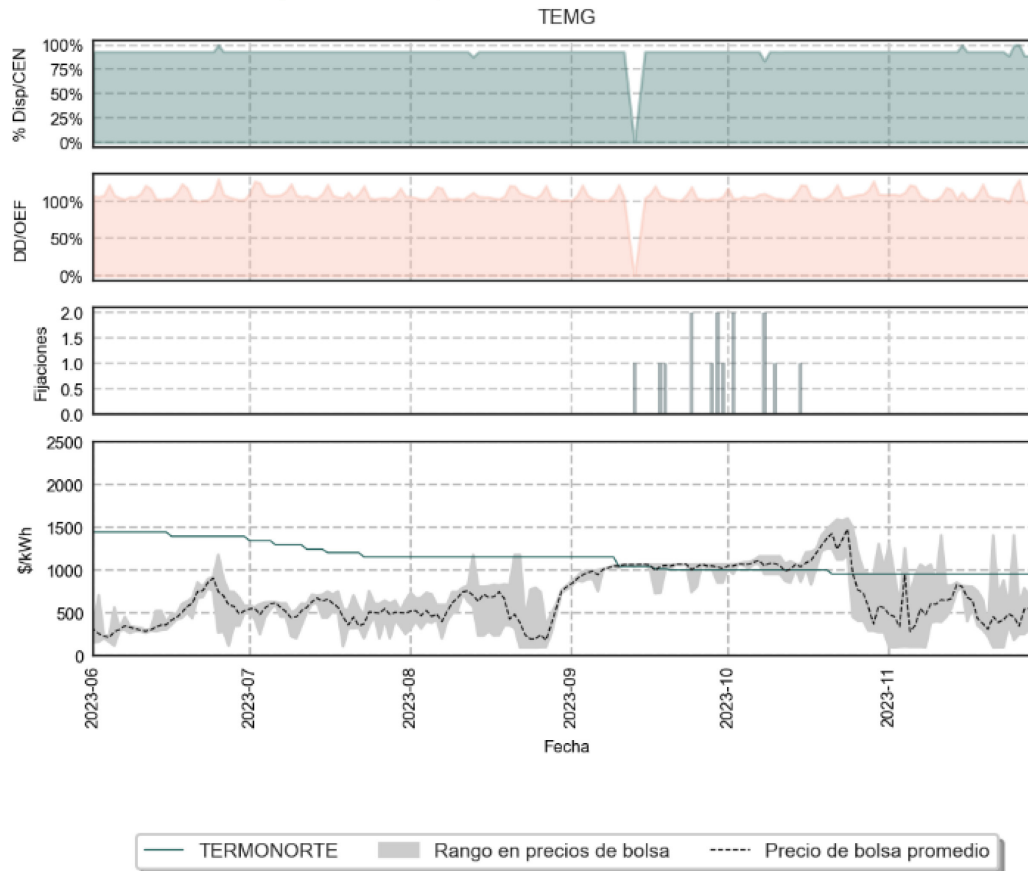
Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
TermoEmcali CC	1473.52	1575.36	392.70	1063.94	2065.30

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 3-28). En cuanto a sus precios, se observa una disminución progresiva de sus ofertas desde junio, entrando en mérito durante parte de los meses de septiembre y octubre de 2023.

Figura 3-28 Comparación de variables Termonorte



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

La Tabla 3-19 presenta los estadísticos básicos de los precios ofertados por esta planta durante el trimestre.

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

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
Termonorte	995,7	1.000,0	59,1	950,0	1.150,0

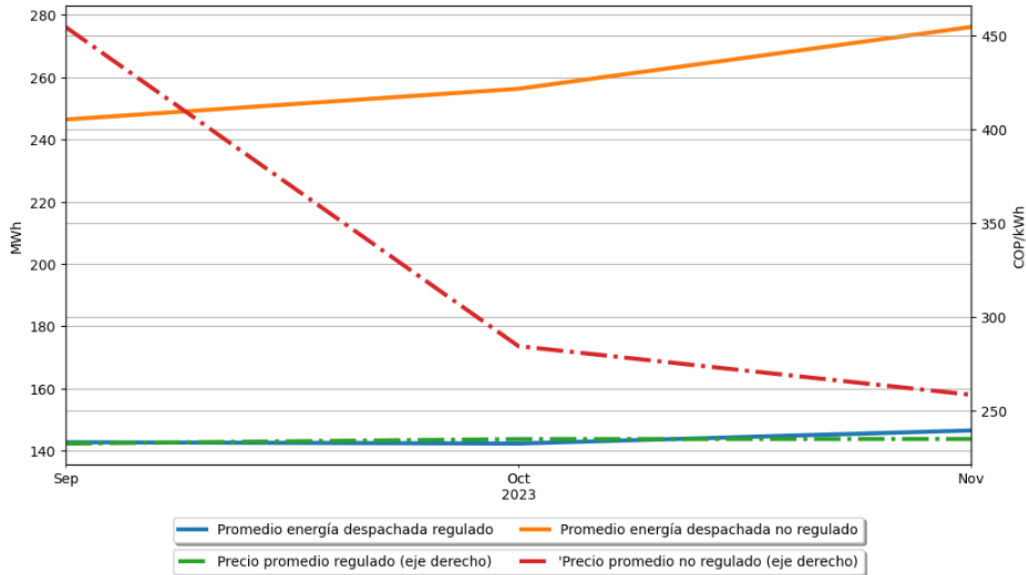
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM.

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 1.468 contratos, con una cantidad total de energía de 39,3 TWh. En la Figura 3-29 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 3-29: Resumen precios promedio y energía total por mercado.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

La energía promedio despachada en el Mercado Regulado se redujo levemente de septiembre a octubre pasando de 142,7 MWh-mes a 142,3 MWh-mes, cerrando el trimestre con una energía despachada promedio de 146,5 MWh-mes. Así mismo, en el Mercado No Regulado la energía promedio incremento paulatinamente durante el periodo de 246,4 MWh-mes a 276,1 MWh-mes.

Por otro lado, el precio para el Mercado Regulado presento un ligero aumento en el periodo pasando de 232,3 \$/kWh a 234,7 \$/kWh. Respecto al precio para el Mercado No Regulado, se encuentra que su valor medio se redujo bastante en el periodo analizado pasando de 454,6 \$/kWh a 258,3 \$/kWh.

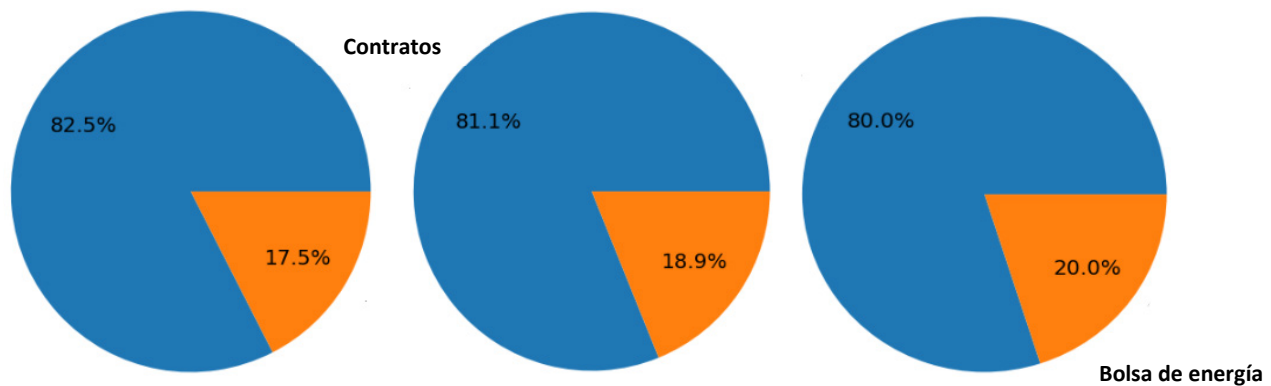
Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 158 contratos, de los cuales 74 corresponden al Mercado Regulado y 84 al Mercado No Regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 160 contratos, de los cuales 63 corresponden al Mercado Regulado y 97 al Mercado No Regulado.

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 3-30 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de septiembre, octubre y noviembre. 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 3-30: Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

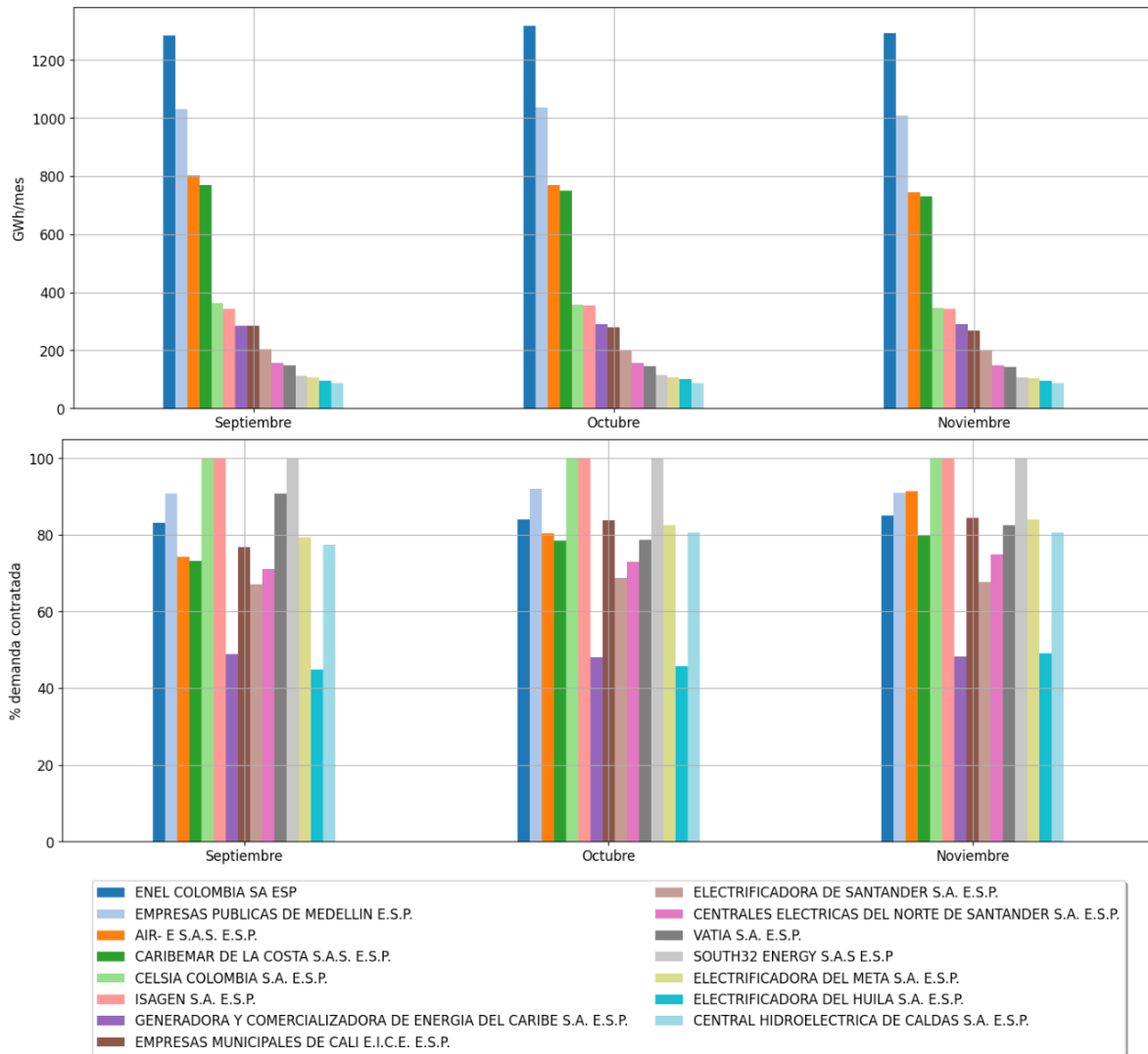
3.3.2 Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

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 3-31* 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 aproximadamente 1.293,4 GWh/mes al cierre del trimestre, seguido de EPM con 1.008,7 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 3-31: Demanda mensual por comercializador y porcentaje de cobertura en contratos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

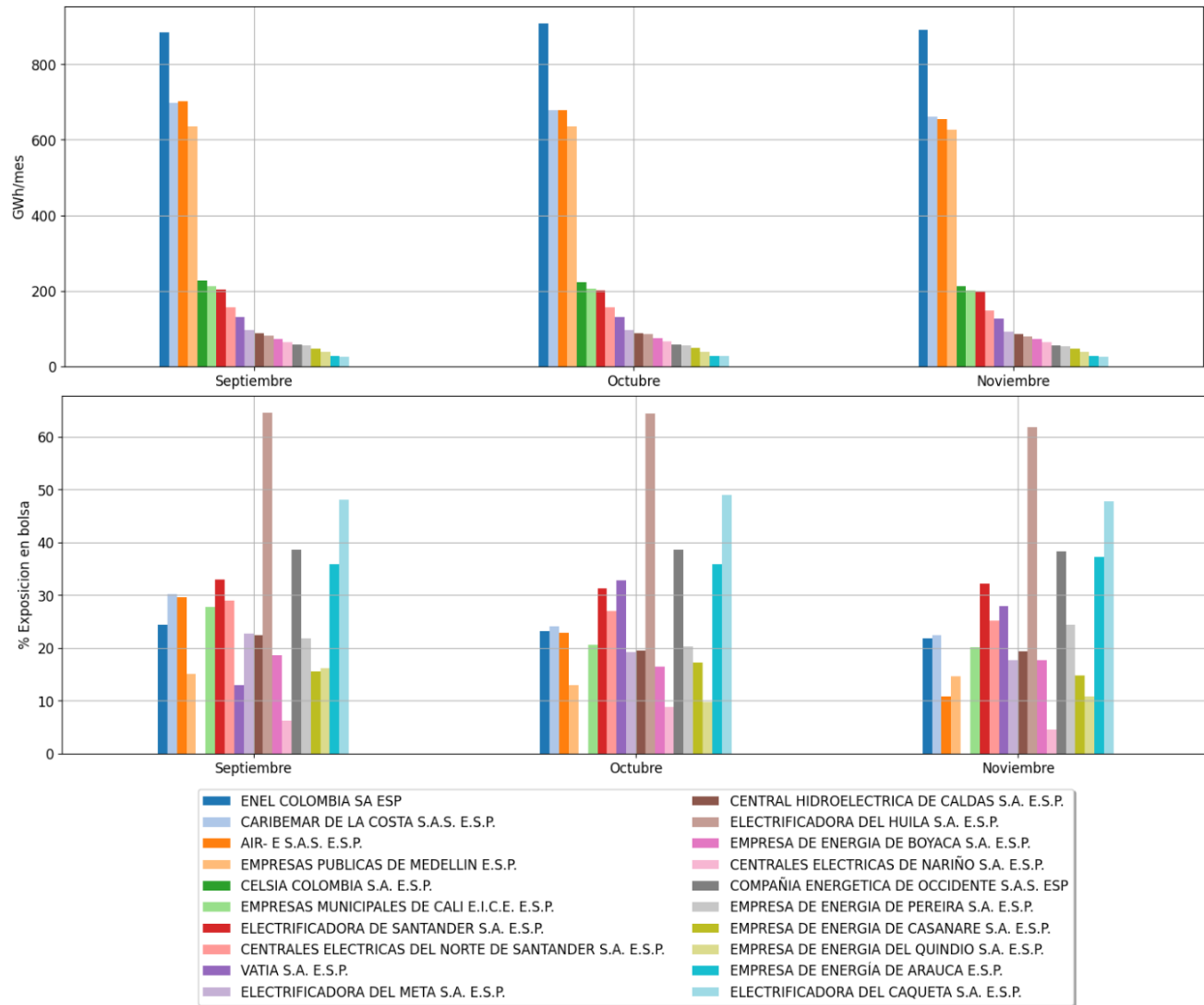
En cuanto a la cobertura, Isagen, Celsia y South32 Energy, tuvieron contratos para atender el 100% de la demanda. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura son Electrificadora del Huila y Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe con niveles de cobertura promedio al cierre del trimestre de 46.54% y 48.41% respectivamente.

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 3-32.

Según los resultados, Enel aparece nuevamente como el comercializador que más demanda Regulada atiende, con 897,3 GWh/mes para el mes de noviembre, seguido por Caribemar de la Costa, AIR-E y EPM con 661,8 GWh/mes, 654,2 GWh/mes y 627,7 GWh/mes respectivamente.

Figura 3-32: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Se identifican 11 comercializadores con una cobertura menor o igual a 80,0% al cierre del trimestre, las cuales son Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P., Enel Colombia SA ESP, Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P., Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., Vatia S.A. E.S.P., Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca E.S.P., Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP, Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. y Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. de estas compañías se destaca la baja contratación de la Electrificadora del Huila con 38,2%.

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 821 contratos despachados, de los cuales 792 corresponden al tipo Pague lo Contratado (PC) y 29 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 2,3 \$/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 524,2 \$/kWh, evidenciando un aumento de 116,2 \$/kWh frente al trimestre anterior.

Si se comparan ambos tipos de contrato, se evidencia una diferencia en promedio de aproximadamente 244,5 \$/kWh a favor de los contratos tipo Pague lo Demandado. En la Tabla 3-20 se muestra un resumen de los datos.

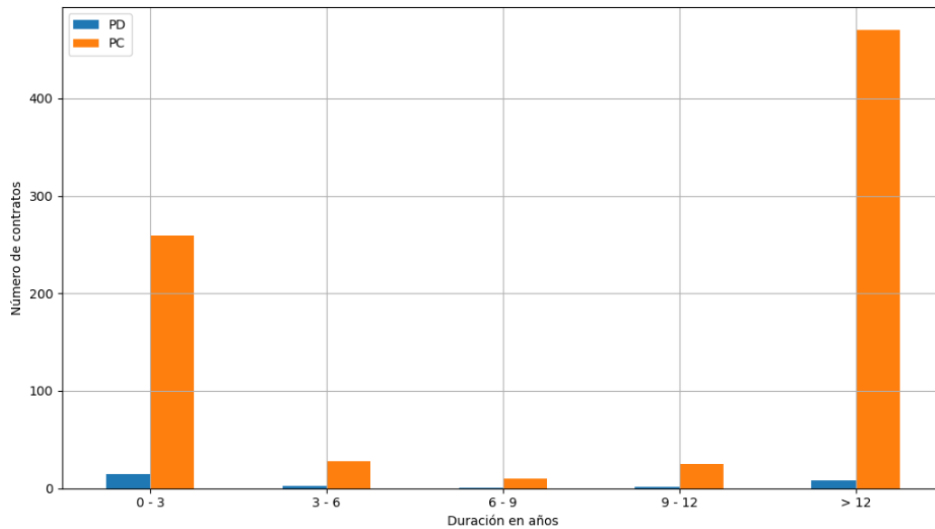
Tabla 3-20: Resumen estadísticas Mercado Regulado.

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	792	280,3	165,7	97
PD	29	524,2	285,7	15

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

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-33 se presenta una clasificación que agrupa los contratos en periodos de duración de 0 a 3 años, de 3 a 6 años, de 6 a 9 años, de 9 a 12 años y mayores a 12 años.

Figura 3-33: Duración de contratos con destino al Mercado Regulado.



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

En la gráfica se observa que 470 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de más de 12 años (reducción de 7 contratos respecto al trimestre anterior), seguido por la categoría de contratos de 0 a 3 años con un total de 259 (20 contratos más que en el trimestre anterior). De los contratos de largo plazo, 181 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 15 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 647 contratos despachados (27 más que en el trimestre anterior), de los cuales 626 corresponden a tipo Pague lo Contratado y 23 a tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio de 371,2 \$/kWh, contrastado con 287,1 \$/kWh del trimestre anterior. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 280,1 \$/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 256,4 \$/kWh. En la Tabla 3-21 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-21: Resumen estadísticas Mercado No Regulado.

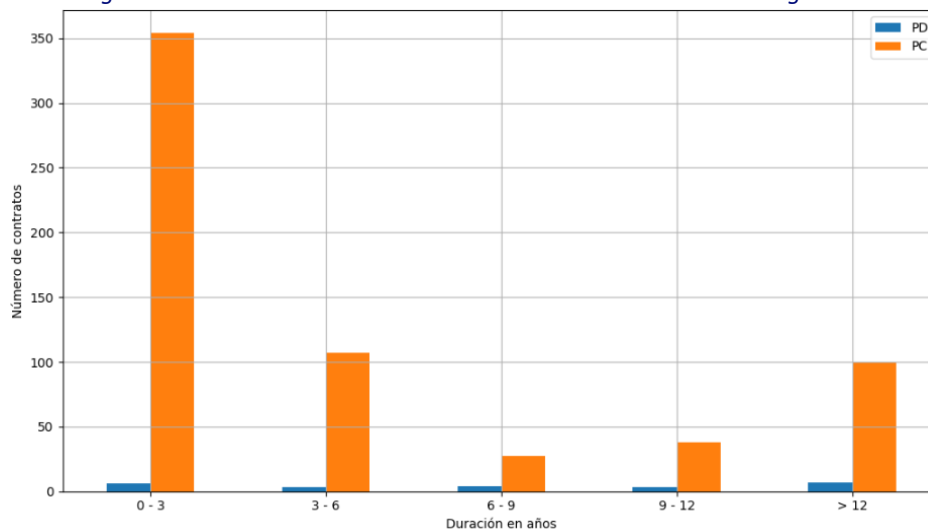
Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	626	371,2	250,9	59
PD	23	280,1	2.354,8	4

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 11,3 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 3-34 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 354 contratos (10 contratos más que en el trimestre anterior); caso contrario para los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos (7) está en el horizonte superior a 12 años.

Figura 3-34: 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 Contratos entre agentes vinculados e integrados

Para este análisis se tiene en cuenta empresas que representan tanto agentes generadores como comercializadores registrados ante el ASIC, a partir de esto se analizan los contratos entre el agente generador y sus agentes comercializadores vinculados o integrados.

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 3-22 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.

Tabla 3-22: 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 3-23 y la Tabla 3-24 se presenta el resumen del análisis de manera diferenciada por tipo de contrato. En total, se transaron 98.061,3 MWh/día durante el trimestre para el tipo de contratos Pague lo Contratado, y 1.211,2 MWh/día para los contratos tipo pague lo demandado.

Tabla 3-23: Contratos entre agentes vinculados tipo Pague lo Contratado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Agente generador	Precio promedio [\$/kWh]
ENDG	277,9	6.805,9	ENDG	277,9
EPMG	263,0	4.472,9	EPMG	263,0
ISGG	-	-	ISGG	-
NTCG	-	-	NTCG	-
EPSG	273,5	2.402,1	EPSG	273,5
EMIG	302,9	4.470,4	EMIG	302,9
CHVG	-	-	CHVG	-
GECG	-	-	GECG	-
SPRG	-	-	SPRG	-
EOEG	-	-	EOEG	-

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

Para los contratos tipo Pague lo Contratado, Enel tuvo un 24,1% de la energía para venta hacia sus vinculados, EPM por su parte 22,7% y Celsia 39,2%.

Tabla 3-24: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el Mercado Regulado.

Agente generador	Vinculados		No vinculados	
	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	266,7	131,9	-	-
EPMG	-	-	287,1	317,4
ISGG	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-
EPSG	295,2	761,9	-	-
EMIG	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	-
EOEG	-	-	-	-

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

Finalmente, se encuentra que Enel fue el agente que más transó dinero en contratos en el mecanismo de pague lo contratado (29,1%), seguido de EPM (20,3%) e Isagén (17,6%), con precios promedio ponderado entre 258,0\$/kWh y 274,0\$/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 3-25 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.

Tabla 3-25: 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 3-26 y Tabla 3-27. Para el Mercado No Regulado se observa que, hay mayor energía tranzada con agentes No vinculados en forma de contratos tipo Pague lo Contratado. También se observa un mayor uso de los contratos tipo Pague lo Demandado, comparado contra el mercado regulado. En total, se transaron 93.380,4 MWh/día durante el trimestre para el tipo de contratos pague lo contratado y 43.872,9 MWh/día para los contratos tipo Pague lo Demandado. En este sentido, el Mercado No Regulado mostró mucha mayor energía en el tipo Pague lo Demandado, comparado con el Mercado Regulado.

También se resalta que, durante el trimestre, hubo un aumento significativo en la energía transada en contratos pague lo contratado, con relación al trimestre anterior, durante el cual se transaron cerca de 61.400 MWh/día, realizados principalmente por el agente Isagén (cerca de 29.500 MWh/día con agentes vinculados).

El agente con menor precio ponderado por kilovatio hora en los contratos tipo Pague lo Contratado fue Enel, con 237,1 \$/kWh, mientras que el agente con mayor precio ponderado por kilovatio hora fue Celsia, llegando a 697,7 \$/kWh. En total, el 89,5% de la energía en contratos tipo pague lo contratado tuvo precios inferiores a 300,0 \$/kWh en promedio.

Tabla 3-26: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado 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	210,9	29509,3	254,5	7524,3
EPMG	-	-	345,1	8.401,6
ENDG	196,9	3184,3	252,4	8.378,3
GECG	358,1	235,3	257,9	7.334,4
CHVG	249,4	1.046,0	263,0	6.671,4
HIMG	-	-	258,3	6.965,1
EPSG	758,2	1174,2	232,4	152,6
GASC	-	-	298,1	4.617,6
EMUG	-	-	253,9	4.418,0
SOCG	-	-	257,4	3.768,0

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

El agente que transó la mayor cantidad de Energía en el segmento pague lo contratado fue Isagén con 33.033,6 MWh/día (33,9%), de los cuales, el 79,6% fue con agentes vinculados, seguido por Enel con 11.562,6 MWh/día de los cuales, el 72,46% de la energía contratada fue con agentes No vinculados. Finalmente, el tercer agente con mayor energía en el segmento de pague lo contratado fue EPM, con 8.401,6 MWh/día con un 100,0% de la energía suministrada a agentes No vinculados.

Tabla 3-27: Contratos entre agentes 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	187,7	10.238,6	237,3	80,8
EPMG	277,0	12.944,8	216,5	4.104,5
ENDG	231,1	10.906,6	-	-
GECG	292,7	564,4	280,2	494,9
CHVG	-	-	-	-
HIMG	-	-	-	-
EPSG	275,8	4.452,9	216,4	84,1
GASC	-	-	-	-
EMUG	-	-	-	-
SOCG	-	-	273,2	1,3

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

En el segmento de pague lo demandado, un total de 6 agentes transaron la energía, siendo el precio promedio ponderado más alto el de Gecelca, con 286,9 \$/kWh y el más bajo el de Isagén con 188,1 \$/kWh.

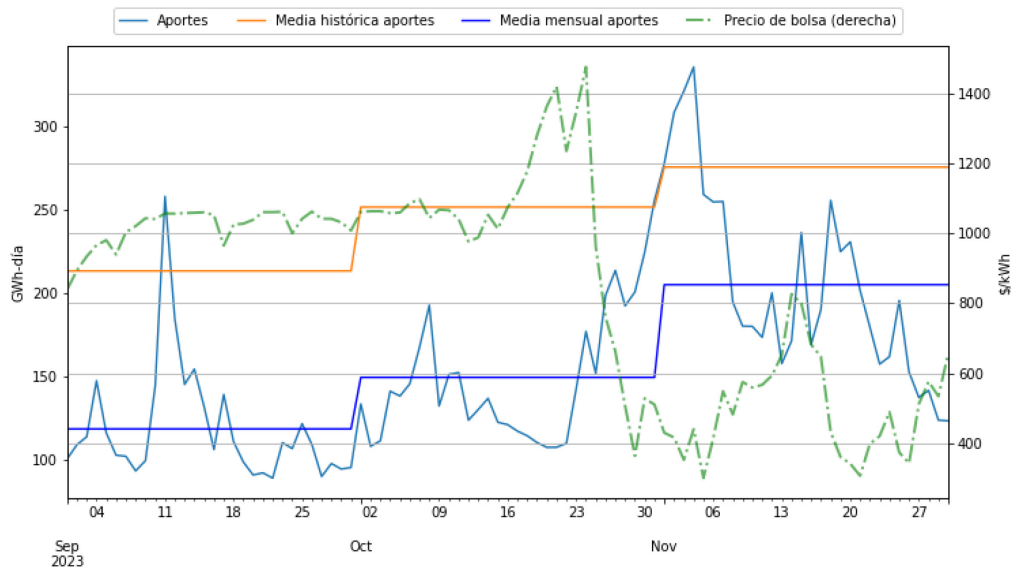
3.4 Seguimiento operativo

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 3-35 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: septiembre 56%, octubre 59% y noviembre 74%.

Figura 3-35: Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.

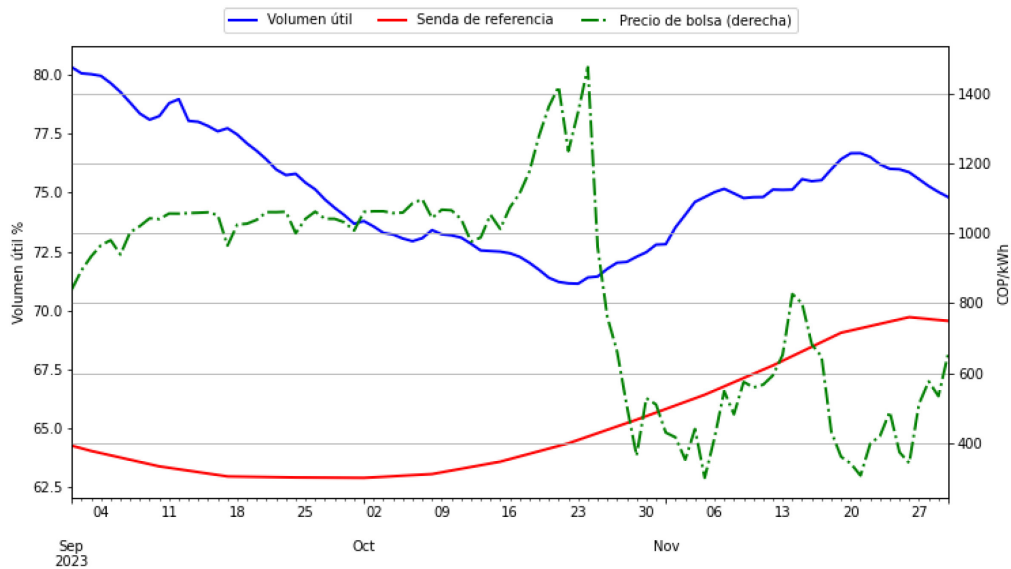


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Los aportes diarios registran una alta variabilidad durante el trimestre analizado, en el cual se observa un valor máximo de aportes de 335,30 GWh el día 04 de noviembre y un registro mínimo de 89,21 GWh el 22 de septiembre.

De manera complementaria, en la Figura 3-36 se presenta el volumen útil agregado del sistema, así como la Senda de Referencia establecida por la CREG para el periodo.

Figura 3-36: 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 los meses de septiembre en 14,15 puntos, octubre 8,54 y noviembre 7,15.

3.4.2 Hidrología por plantas

En la Tabla 3-28 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).

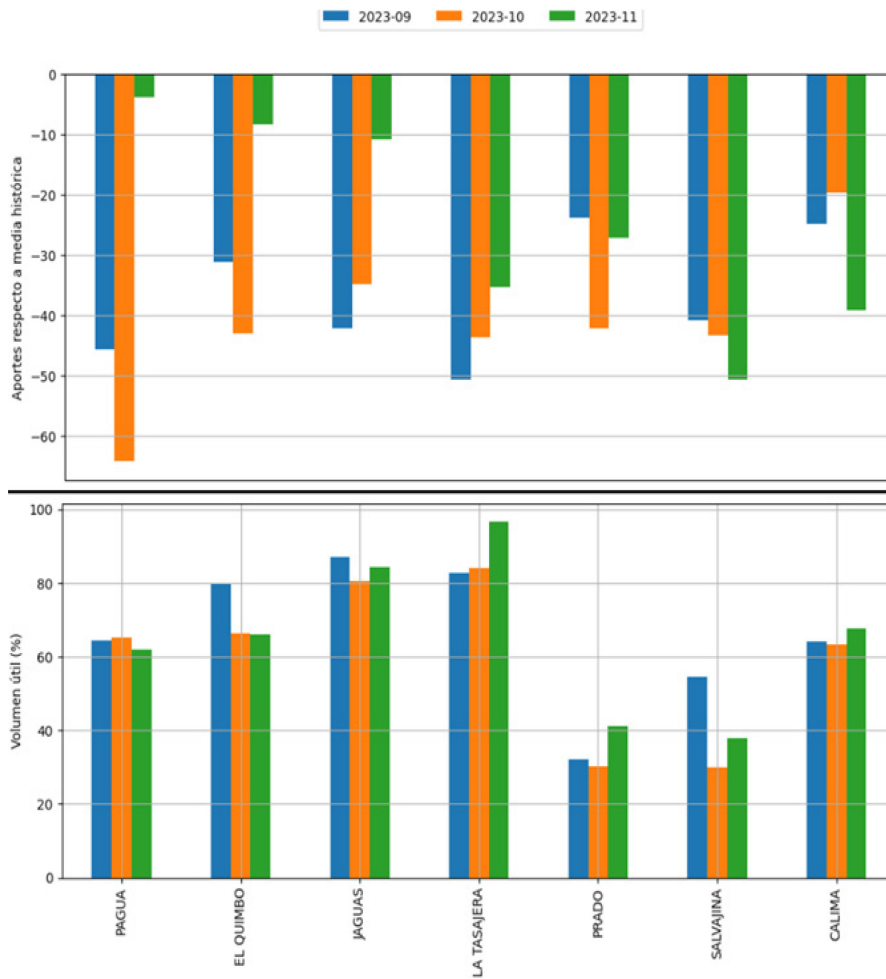
Tabla 3-28: Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

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	1250	1.449,0	6,9
CHIVOR	1000	1.125,1	6,7
GUATRON	512	519,8	6,0
MIEL I	396	233,6	3,5
URRA	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 3-37 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 las plantas de La Tasajera y Jaguas el déficit mayor se dio el mes de septiembre, mientras las plantas de Pagua y El Quimbo el mayor déficit se dio el mes de octubre, y finalmente las demás plantas sufrieron su mayor déficit de aportes el mes de noviembre.

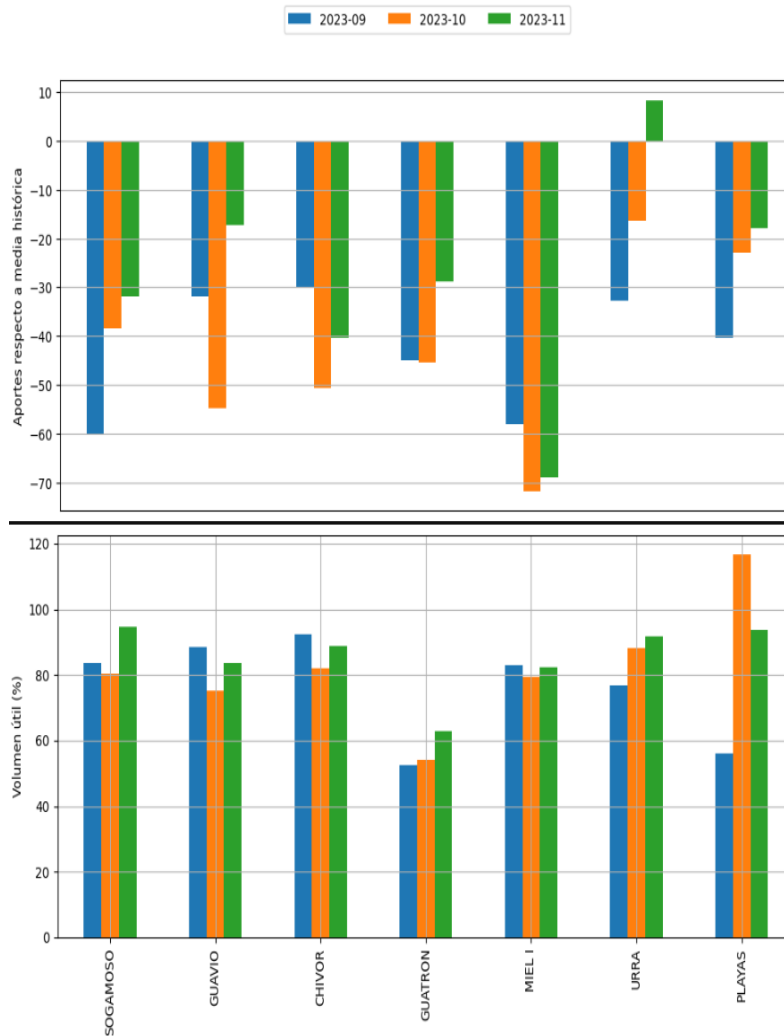
Figura 3-37. Aportes y volumen útil por planta de alta regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM. *Por falta de información en la API fue excluido del análisis a Guatapé

Para las plantas de media regulación se realiza el mismo análisis. En la Figura 3-38 se puede observar que la planta de Urra fue la única que tuvo un superávit de aportes con respecto a la media historia durante todo el trimestre analizado. Para las demás plantas de media regulación/autonomía, se observó aportes bajos a lo largo del periodo, destacando el déficit de aportes de Miel I, Sogamoso, Guavio y Chivor con valores promedio inferiores al 50,0%.

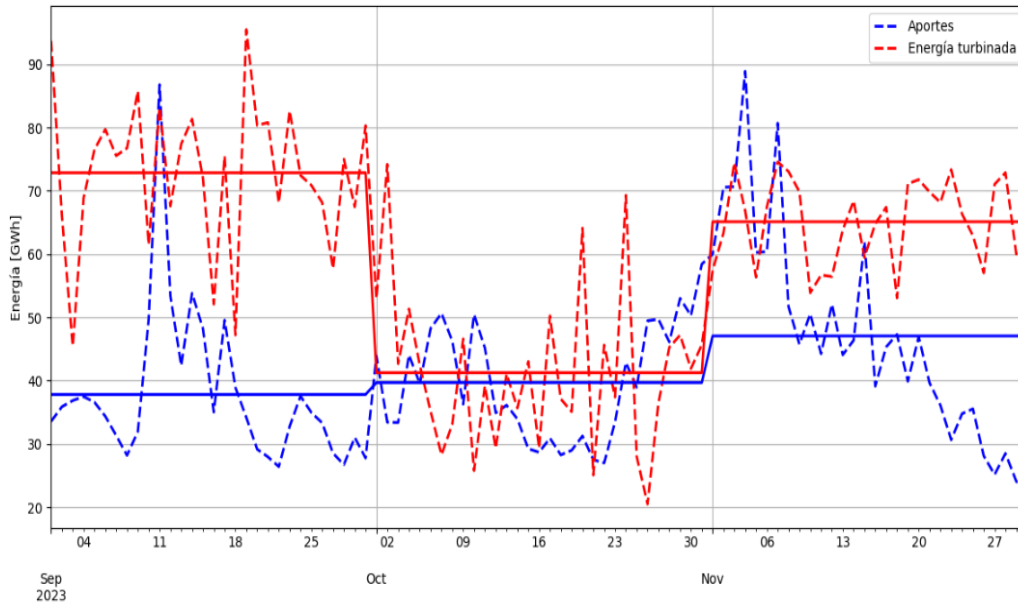
Figura 3-38. Aportes y volumen útil por planta de media regulación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las Figura 3-39 y Figura 3-40 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.

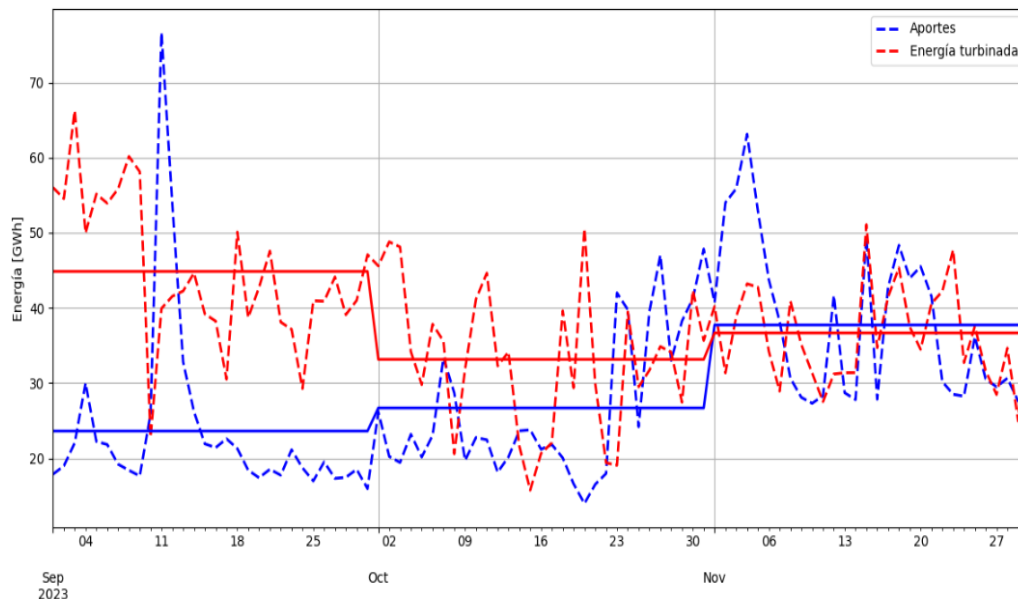
Figura 3-39. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



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 145,0% de los aportes de energía, este escenario de descarga de los embalses que reducen el volumen útil del sistema. En los meses de septiembre y noviembre se presentó la mayor diferencia con un balance de energía turbinada/aportes de 192,0% y 138,0% respectivamente.

Figura 3-40. 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 (sin contar a Guatapé por falta de información), durante los dos primeros meses del trimestre la energía turbinada fue superior al nivel de aportes, lo que condujo que en promedio la energía turbinada representara el 189,9% y 124,2% de los aportes promedio en los meses de septiembre y octubre. Para el mes de noviembre, con el aumento de aportes del mes, la energía turbinada representó el 97,2% de los aportes promedios.

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 1.158,6 GWh, de los cuales el 47,8% se vertieron en el mes de noviembre, seguido del mes de octubre durante el cual alcanzaron el 39,2% del total y finalmente en el mes de septiembre se vertió el 13,1%. De estos vertimientos el 97,9% de la energía se dio en el área Antioquia por cuenta de las plantas de Playas, La Tasajera e Ituango.

Tabla 3-29 Energía vertida por Área, cifras en GWh.

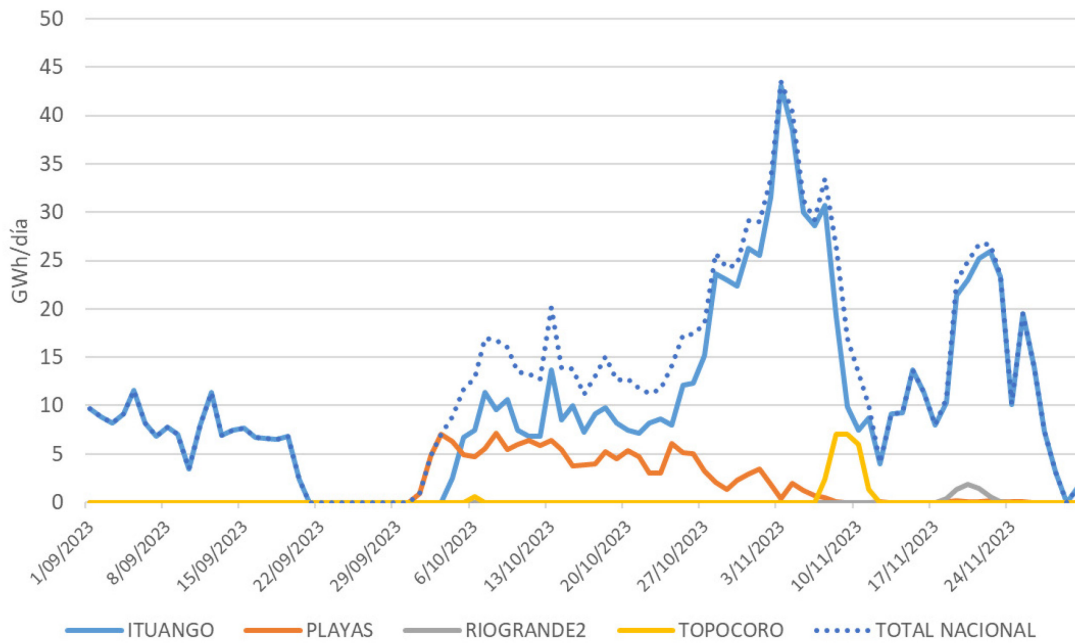
ÁREA	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	TOTAL TRIMESTRE
ANTIOQUIA	151,3	453,1	529,8	1.134,2
CARIBE	0,0	0,0	0,0	0,0
CENTRO	0,0	0,6	23,7	24,4
ORIENTE	0,0	0,0	0,0	0
VALLE	0,0	0,0	0,0	0
TOTAL	151,3	453,7	553,6	1.158,6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

Durante el periodo analizado 4 plantas presentaron vertimientos, 3 en el área Antioquia (Playas, La Tasajera e Ituango) y una en el área Centro (Sogamoso). A continuación, se presenta el comportamiento de vertimiento de las plantas:

- Ituango (embalse Ituango): En el periodo analizado, la planta presentó un total de 77 días de vertimiento de los 91 del trimestre, equivalentes a un total de 975 GWh de energía vertida, siendo el recurso de generación con los mayores vertimientos del sistema (84,2% del total).
- Playas (embalse Playas): La central registró un total de 49 días con vertimientos (31 días en octubre y 18 días en noviembre), para un total de energía vertida de 153,5 GWh, que representan el 13.2% del total.
- La Tasajera (embalse Rio Grande 2): presentó un total de 6 días de vertimientos en el mes de noviembre, equivalentes a 5,6 GWh de energía vertida que representan 0,5% del total del trimestre.
- Sogamoso (embalse Topocoro): registró vertimientos durante 6 días (1 día en octubre y 5 días en noviembre), para un total de energía vertida de 24,4 GWh.

Figura 3-41. Vertimientos diarios de por planta

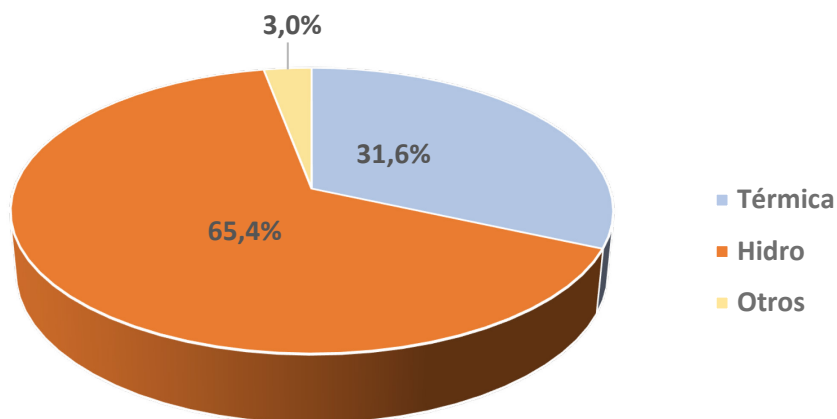


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

3.4.4 Generación de energía por recurso

La generación total del trimestre septiembre a noviembre de 2023 se ubicó en 21.053 GWh, donde la mayor participación por tipo de tecnología fue por parte de centrales de hidráulicas con el 65,0%, seguido de plantas térmica 32,0% y en menor cantidad otros energéticos con 3,0%, tal como se observa en la Figura 3-42.

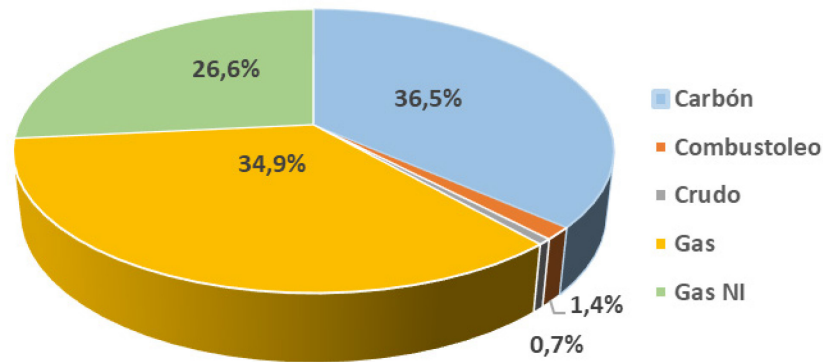
Figura 3-42: Participación de la generación por recurso.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

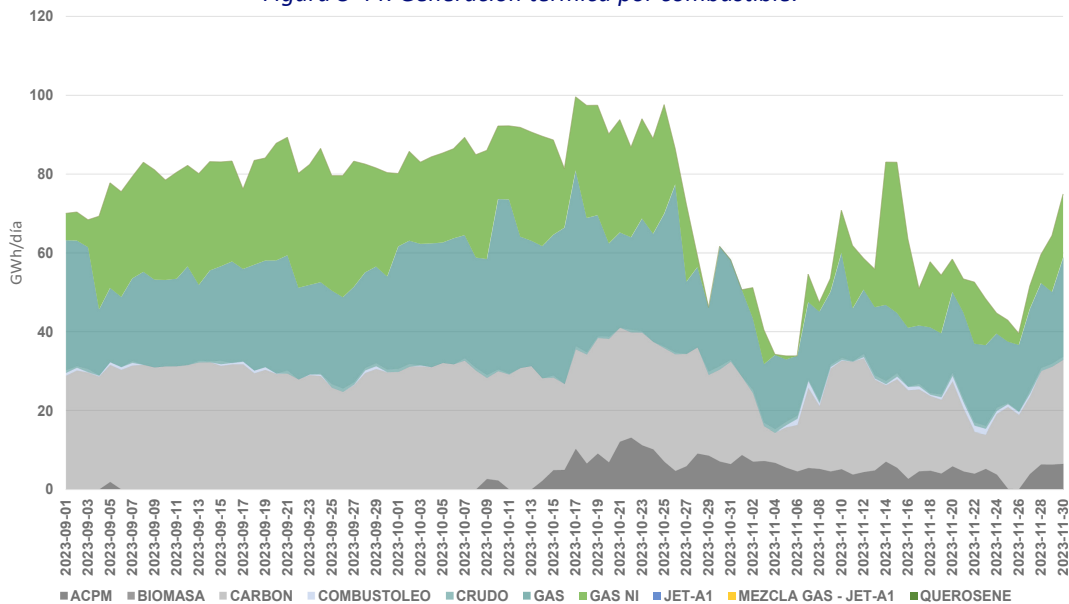
Por otra parte, al analizar la generación térmica, de un total de 6.362 GWh, el 36,5% correspondió a carbón, 34,9% a generación con gas natural nacional y 26,6% gas importado (ver Figura 3-43 y Figura 3-44).

Figura 3-43: Participación de generación térmica.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

Figura 3-44: Generación térmica por combustible.

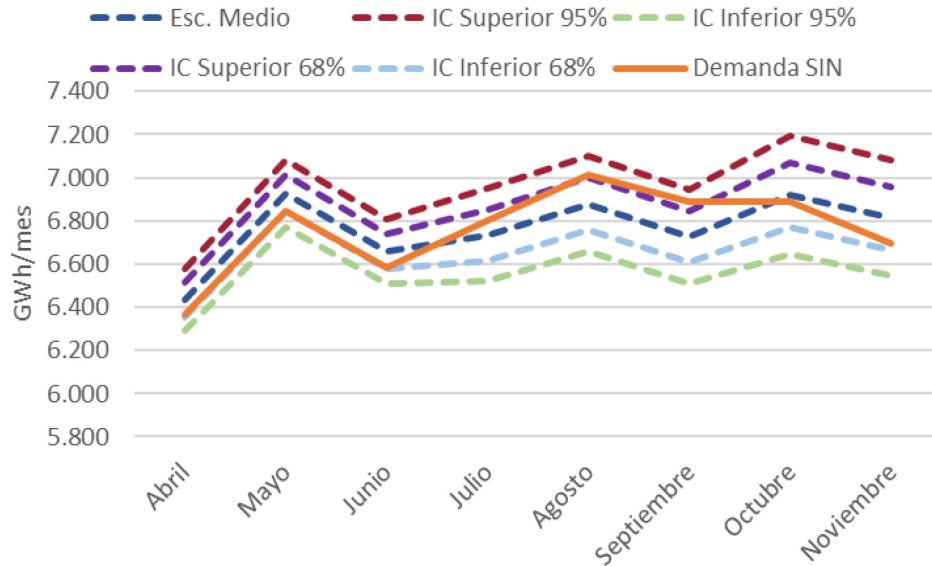


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM

3.4.5 Demanda

En la Figura 3-45 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 3-45: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME 2023 - 2027

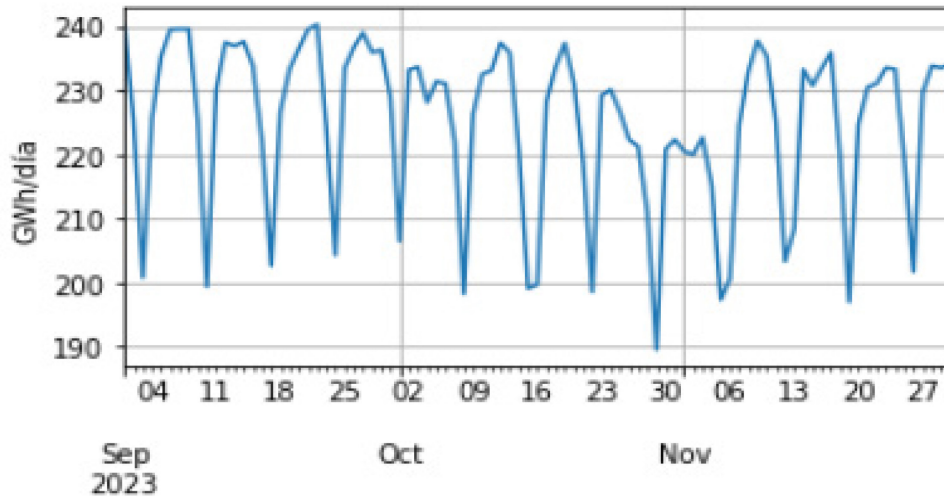


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

Durante el trimestre analizado se observa que la demanda real inicio el periodo por encima al intervalo de confianza IC superior al 68,0%, luego durante los meses de octubre y noviembre se ubicó entre los escenarios IC 68% inferior y el medio.

Finalmente, en la Figura 3-46 se presenta la evolución diaria de la demanda para el periodo septiembre a noviembre. Durante la primera semana del mes de octubre se registró el valor mínimo de demanda diaria del periodo acercándose a 190,0 GWh, mientras que en el mes de septiembre fueron recurrentes los valores de demanda superiores a 235,0 GWh, llegando incluso a 240,0 GWh.

Figura 3-46: Evolución de la demanda diaria del SIN.

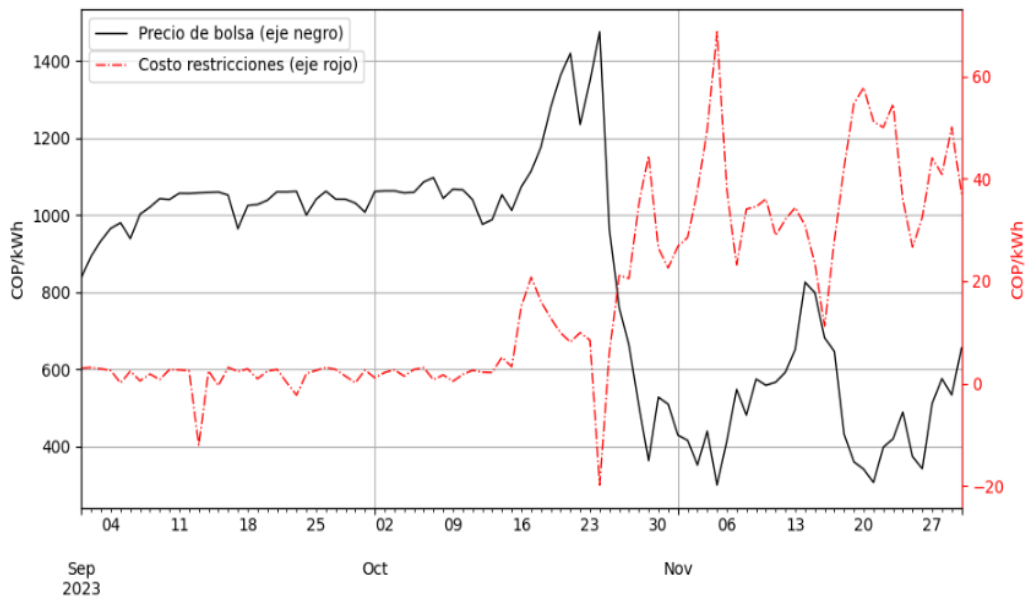


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

3.4.6 Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-47 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 3-47: Costo de restricciones y precio de bolsa.



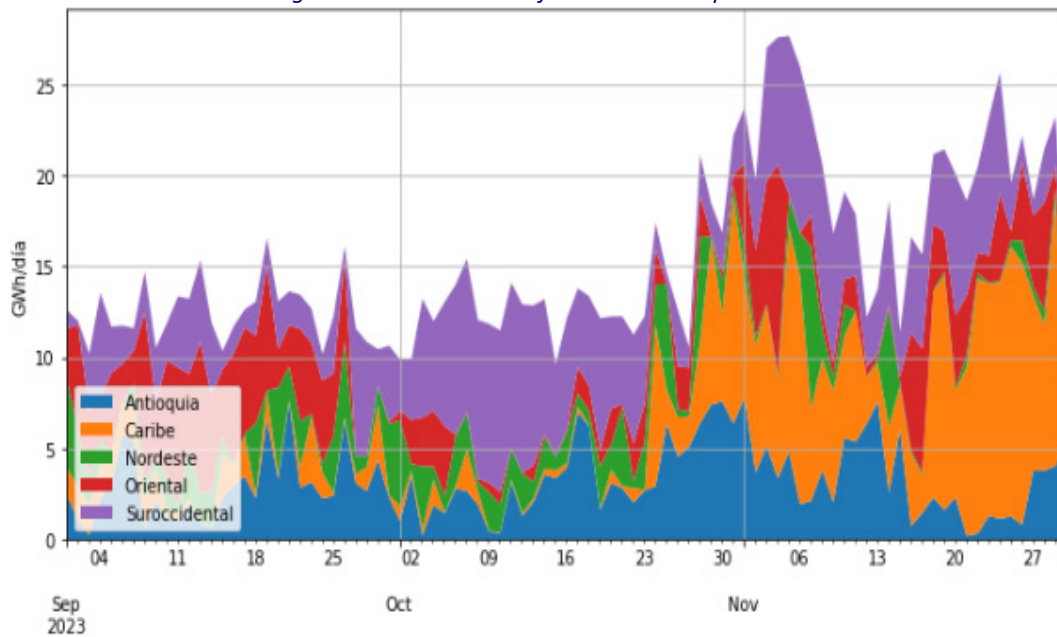
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

En el trimestre el costo promedio de restricciones fue 16,2 \$/kWh y de manera detallada para cada mes el comportamiento fue el siguiente: durante septiembre 1,4 \$/kWh, octubre 9,4 \$/kWh y para noviembre 38,1 \$/kWh.

La reducción del costo de restricciones del mes de septiembre correspondió al aumento en los precios de bolsa. Al aumentar el precio de bolsa, algunas de las plantas costosas que se requieren por seguridad en el sistema resultan despachadas en mérito, por lo que su generación ya no hace parte de la generación por restricciones en el sistema, haciendo que el costo unitario disminuya.

En la Figura 3-48 se puede ver la generación fuera de mérito en el sistema por área, es decir, la generación requerida por restricciones. Dicha generación fue en promedio 15,4 GWh/día durante el trimestre, existiendo días en los que superó los 25,0 GWh/día, en contraste hubo días donde la generación fue cercana a 10,0 GWh/día.

Figura 3-48: Generación fuera de mérito por área.



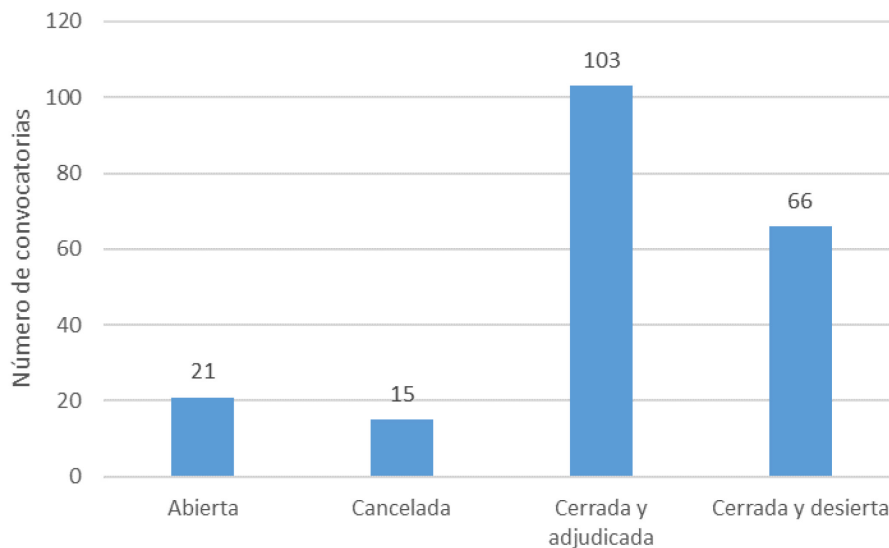
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sinergox XM y UPME

El área que tuvo más generación fuera de mérito fue la Suroccidental, con un promedio de generación de 4,3 GWh/día, equivalente al 27,8% del total de la generación fuera de mérito del sistema, seguida por Caribe con 3,6 GWh/día en promedio (23,7%), Antioquia con 3,2 GWh/día en promedio (21,0%), Oriental con 2,7 GWh/día en promedio (17,4%) y Nordeste con 1,6 GWh/día en promedio (10,1%).

4 Análisis del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) Durante el Periodo Enero 2022 - Noviembre 2023

En el periodo comprendido entre enero de 2022 y noviembre de 2023, en el SICEP se llevaron a cabo 205 procesos de convocatorias²², 97 en 2022 y 108 en 2023, de las cuales el 50% (103) se adjudicaron, el 40% (81) no se adjudicaron (15 canceladas y 66 cerradas desiertas), y el 10% (21) no habían concluido, tal como se muestra en la Figura 4-1.

Figura 4-1: Convocatorias realizadas en el SICEP en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de sistemas de información de XM

La Tabla 4-1 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, 47 agentes comercializadores realizaron entre 1 y 15 convocatorias en el SICEP, con una media de 4,4 convocatorias por agente y una mediana de 4.

De la tabla se puede extraer que cerca del 27% de los agentes (13 de 47) han tenido más del 75,0% de convocatorias adjudicadas, entre los que se destacan agentes como Caribemar, Celsia Colombia, CENS, CETSA, EEP, EDEQ, Electrohuila, EMSA, EPM, Terpel y Vatia, que representan mercados de comercialización significativos; mientras que un porcentaje un menor (21%), correspondiente a 10 agentes, no lograron ninguna

²² Información tomada del aplicativo SICEP en cifras de XM (<https://sicep.xm.com.co/reports>) al 30 de noviembre de 2023.

adjudicación en sus convocatorias, entre los que se pueden mencionar agentes como Dicel, Diceler, Cemex Energy, Ener+ y QI Energy.

Del total de convocatorias, 193 (94%) estaban orientadas al mercado Regulado, que es el principal objetivo del SICEP, con un porcentaje de convocatorias adjudicadas de 52% (100 convocatorias). En contraste, solo 12 convocatorias (6%) estaban orientadas al mercado No Regulado, con solo 3 convocatorias adjudicadas, es decir el 25% de las convocatorias en dicho mercado. Los agentes que tuvieron convocatorias adjudicadas para mercado No Regulado fueron Emcali, GAP Energy y Terpel.

Tabla 4-1: Total de 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	-	2	3	6	33%	Regulado
BAJO PUTUMAYO	1	1	3	3	8	38%	Regulado
BIAE	1	-	6	2	9	67%	Regulado
CARIBEMAR	-	-	3	1	4	75%	Regulado
CEDENAR	1	-	5	4	10	50%	Regulado
CELSIA COLOMBIA	-	-	3	-	3	100%	Regulado
CEMEX ENERGY	-	-	-	3	3	0%	No Regulado
CENS	-	-	4	1	5	80%	Regulado
CEO	2	-	2	3	7	29%	Regulado
CETSA	-	-	2	-	2	100%	Regulado
CHEC	1	-	2	-	3	67%	Regulado
DICEL	-	-	-	1	1	0%	Regulado
DICELER	1	-	-	1	2	0%	Regulado
DISPAC	-	2	2	2	6	33%	Regulado
EBSA	-	-	1	1	2	50%	Regulado

Agente	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta	Total	% de adjudicación	Mercado
EDEQ	-	-	4	-	4	100%	Regulado
EEP	1	-	6	1	8	75%	Regulado
ELECTROCAQUETA	1	-	4	2	7	57%	Regulado
ELECTROHUILA	-	-	4	1	5	80%	Regulado
EMCALI	-	2	2	2	6	33%	Regulado y No Regulado
EMEE	-	-	-	1	1	0%	Regulado
EMEVASI	1	-	1	-	2	50%	Regulado
EMSA	-	-	3	-	3	100%	Regulado
EMSERPUCAR	-	-	1	1	2	50%	Regulado
ENEL	1	-	2	1	4	50%	Regulado
ENELAR	-	3	2	1	6	33%	Regulado
ENER+	-	-	-	2	2	0%	Regulado
ENERBIT	-	-	2	-	2	100%	Regulado
ENERCA	1	-	2	1	4	50%	Regulado
EPM	1	-	5	-	6	83%	Regulado
ESSA	1	-	4	1	6	67%	Regulado
EXENERGY	1	-	2	3	6	33%	Regulado
FRANCA ENERGÍA	-	1	-	1	2	0%	No Regulado

Agente	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta	Total	% de adjudicación	Mercado
GAP ENERGY	-	-	1	-	1	100%	No Regulado
ITALENER	-	-	1	1	2	50%	Regulado
NEU	1	3	4	7	15	27%	Regulado
PEESA	-	-	1	1	2	50%	Regulado
PUTUMAYO	-	-	2	-	2	100%	Regulado
QI ENERGY	-	-	-	3	3	0%	Regulado
RUITOQUE	1	-	4	3	8	50%	Regulado
SIGLO XXI	-	2	1	1	4	25%	Regulado
SOEN	1	-	-	1	2	0%	No Regulado
SOL & CIELO ENERGÍA	-	-	-	3	3	0%	Regulado
TENERGETICAS	-	-	1	2	3	33%	Regulado
TERPEL	-	1	4	-	5	80%	Regulado y No Regulado
VATIA	2	-	5	-	7	71%	Regulado
VOLTAJE EMPRESARIAL	-	-	-	1	1	0%	No Regulado
TOTAL	21	15	103	66	205	50%	

Fuente: Elaboración propia a partir de sistemas de información de XM

Por otro lado, la Tabla 4-2 muestra las convocatorias realizadas por los 10 agentes comercializadores que a noviembre de 2023 presentaban la más alta exposición a bolsa (>30%). Se observa que estos agentes realizaron entre 5 y 8 convocatorias en el periodo de análisis, con un promedio de 6,4 y una mediana de 6

convocatorias por agente, aproximadamente 2 convocatorias por agente más que el promedio y la mediana de la muestra total. Sin embargo, el porcentaje de adjudicación estuvo entre 29% y 80%, con un total de 50%, muy similar al de la muestra total.

Los agentes con mayor porcentaje de adjudicación fueron Electrohuila y Terpel con 80% cada uno (4 de 5 convocatorias adjudicadas), mientras que los de menor porcentaje fueron CEO (29%), DISPAC (33%), Enelar (33%) y Enel X (33%).

Tabla 4-2: Convocatorias realizadas por los agentes comercializadores con mayor exposición a bolsa en el periodo de análisis.

Agente	% exposición a bolsa	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta	Total	% de adjudicación	Mercado
BAJO PUTUMAYO	94%	1	1	3	3	8	38%	Regulado
CEO	38%	2	-	2	3	7	29%	Regulado
DISPAC	47%	-	2	2	2	6	33%	Regulado
ELECTROCAQUETA	48%	1	-	4	2	7	57%	Regulado
ELECTROHUILA	62%	-	-	4	1	5	80%	Regulado
ENELAR	37%	-	3	2	1	6	33%	Regulado
ENEL X	62%	1	-	2	3	6	33%	
ESSA	32%	1	-	4	1	6	66%	Regulado
RUITOQUE	49%	1	-	4	3	8	50%	Regulado
TERPEL	76%	-	1	4	-	5	80%	Regulado y No Regulado
TOTAL		6	7	29	16	58	50%	

Fuente: Elaboración propia a partir de sistemas de información de XM

La Tabla 4-3 muestra la comparación de las convocatorias realizadas en los dos años del periodo de análisis. Se observa que, a noviembre de 2023, en total se habían realizado un 11% más de convocatorias que en 2022, correspondiente a 11 convocatorias. Sin embargo, el porcentaje de adjudicación en el año 2023 fue significativamente menor al presentado en 2022 (44% vs. 58%), lo que se puede explicar en parte por la expectativa de ocurrencia de un Fenómeno de El Niño fuerte entre 2023 y 2024, y el consecuente menor incentivo de los agentes generadores a firmar contratos para la energía excedentaria en el corto plazo.

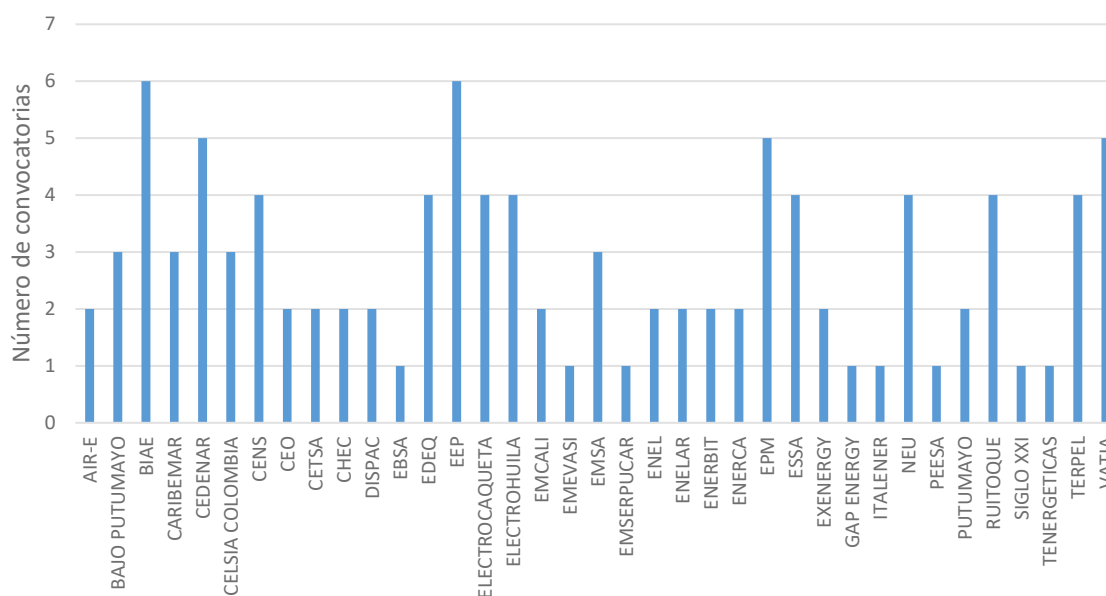
Tabla 4-3: Convocatorias realizadas en cada año del periodo de análisis.

Año	Abierta	Cancelada	Cerrada y adjudicada	Cerrada y desierta	Total	% de adjudicación
2022	0	10	56	31	97	58%
2023	21	5	47	35	108	44%
Total	21	15	103	66	205	50%

Fuente: Elaboración propia a partir de sistemas de información de XM

Al analizar las 103 convocatorias adjudicadas durante el periodo de análisis, estas correspondieron a 37 agentes (79% del total), tal como se muestra en la Figura 4-2. El promedio y la mediana de convocatorias adjudicadas por agente es de 2,8 y 2, respectivamente. Los agentes con más convocatorias adjudicadas en el periodo de análisis fueron BIAE y EEP con 6 convocatorias cada uno, seguidos por Cedonar, EPM y Vatia con 5 cada uno; mientras que agentes como EBSA, EMEVASI, EMSERPUCAR, entre otros, solo tuvieron una convocatoria adjudicada.

Figura 4-2: Convocatorias adjudicadas por agente en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de sistemas de información de XM

Para analizar los productos y la cantidad de energía contratada en las convocatorias realizadas en el SICEP vale la pena mencionar que cada convocatoria puede tener diferentes productos y cantidades de energía en cada uno de ellos. Así mismo, los productos se pueden diferenciar por los plazos y periodos del día en que se requiere la energía, entre otras características. Por otro lado, cada uno de los productos en una convocatoria puede ser adjudicado de forma individual y parcial, por lo que el hecho de que una convocatoria haya sido adjudicada no significa que se hayan asignado todos sus productos y en todas sus cantidades. Además, las

convocatorias pueden tener modificaciones durante su ejecución, y algunos productos se pueden modificar o eliminar, así como crear nuevos.

En las 205 convocatorias que se realizaron durante el periodo de análisis, se demandó un total de 709 productos, es decir, en promedio 3,46 productos por convocatoria con un máximo de 20 productos en una convocatoria.

Para las 103 convocatorias adjudicadas se demandaron 418 productos, con un promedio de 4,06 productos por convocatoria, mientras que para las 102 convocatorias no adjudicadas se demandaron 291 productos, con un promedio de 2,85 productos por convocatoria, tal como se muestra en la Tabla 4-4.

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 4-4, se tiene que se demandaron 341 productos (en promedio 3,3 productos por convocatoria).

Finalmente, si se toman los 235 productos que resultaron efectivamente adjudicados, esto representa 2,3 productos adjudicados por convocatoria, es decir, un porcentaje de adjudicación de 69%.

Tabla 4-4: 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 no adjudicadas
Convocatorias	205	103	103	103	102
Productos	709	418	341	235	291
Media	3,46	4,06	3,31	2,28	2,85
Mínimo	1	1	<1	1	1
Máximo	20	20	17	17	20

Fuente: Elaboración propia a partir de sistemas de información de XM

Con respecto a la energía transada en las convocatorias y productos del mecanismo SICEP durante el periodo de análisis, en las 103 convocatorias adjudicadas se demandaron aproximadamente 230.000 GWh, y en promedio por cada convocatoria se demandaron aproximadamente 2.225 GWh (ver Tabla 4-5,).

La máxima cantidad de energía demanda en una convocatoria fue de 27.715 GWh, aproximadamente el 12% del total demandado, mientras que la mínima cantidad de energía demandada en una sola convocatoria fue de 11,58 GWh, que corresponde al 0,005% del total demandado.

En cuanto a los productos individuales, el que demandó mayor cantidad de energía fue de 11.330 GWh (casi 5% del total demandado), y el que menos demandó energía fue de 0,08 GWh. En promedio por producto se demandaron 672 GWh.

En cuanto a la energía, se adjudicaron mediante el mecanismo un poco más de 98.000 GWh, lo que representa un 43% de la energía demandada. La máxima cantidad de energía adjudicada en una convocatoria fue de 16.018 GWh, aproximadamente el 16% del total adjudicado, mientras que la mínima cantidad de energía adjudicada en una sola convocatoria fue de 0,05 GWh. En cuanto a los productos individuales, al que se le asignó mayor cantidad de energía fue de 9.106 GWh (un poco más del 9% del total asignado), y al que menos se le asignó energía fue de 0,05 GWh. En promedio por producto se asignaron 418 GWh.

Tabla 4-5: Energía total demandada y asignada y estadísticas en el periodo de análisis.

	Energía demandada (GWh)		Energía adjudicada (GWh)	
	Total	%	Total	%
Energía Total	229.257	-	98.231	43%
Promedio por convocatoria	2.225	1%	954	1%
Máxima por convocatoria	27.715	12%	16.018	16%
Mínima por convocatoria	11,58	0,005%	0,05	-
Promedio por producto	672	0,3%	418	0,43%
Máxima por producto	11.330	5%	9.106	9,3%
Mínima por producto	0,08	-	0,05	-

Fuente: Elaboración propia a partir de sistemas de información de XM

Al analizar los precios a los cuales se negoció la energía en las convocatorias y productos durante el periodo de análisis se debe tener en cuenta que cada producto adjudicado en una convocatoria tiene un precio determinado para la cantidad de energía de dicho producto, y, por lo tanto, una convocatoria que esté conformada por varios productos adjudicados tiene un precio promedio ponderado.

La Tabla 4-6 muestra las estadísticas básicas de los precios de las 103 convocatorias adjudicadas y los 235 productos definitivos adjudicados en total y separados para cada año del periodo de análisis. Como se puede ver, los precios ponderados promedios de todas las convocatorias adjudicadas se encuentran en un rango entre 210,1 y 391,2 \$/kWh, con un promedio de 284,7 \$/kWh. También se observa que los precios promedio de las convocatorias adjudicadas en 2023 (312,8 \$/kWh) son casi un 20% más altos que los de las convocatorias de 2022 (262,1 \$/kWh). En el caso de las estadísticas de los precios por producto se presenta un comportamiento muy similar, moviéndose en un rango entre 181,6 y 540 \$/kWh, con un promedio de 282,9 \$/kWh, y al comparar los precios promedio de productos para 2022 y 2023 se observa que los del último año son un 22% mayores.

Tabla 4-6: Estadísticas básicas de los precios de las convocatorias y productos adjudicados en el periodo de análisis.

Estadísticas de precios (\$/kWh)	Total de convocatorias	Convocatorias 2022	Convocatorias 2023	Total de productos	Productos 2022	Productos 2023
Promedio	284,7	262,1	312,9	282,9	255,3	311,8
Mínimo	210,1	210,1	250,7	181,6	181,6	245,6
Máximo	391,2	357	391,2	540	357	540

Fuente: Elaboración propia a partir de sistemas de información de XM

BOLETÍN DE

Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas

SEP 2023 – NOV 2023

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural

Carrera 18 No. 84 – 35
Bogotá D.C, Colombia
(57 1) 691-3005

www.superservicios.gov.co
sspd@superservicios.gov.co

