



DEPARTAMENTO
NACIONAL DE PLANEACIÓN



BOLETÍN DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ENERGÍA Y GAS

SEP 2022 – NOV 2022

Superintendencia
Delegada para Energía y
Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de
Mercados de Energía y
Gas Natural

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



Dagoberto Quiroga Collazos

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Orlando Velandia Sepúlveda

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Jorge Eduardo Zuluaga Orozco

Diego Miguel Piñeros Pulido

José Lenin Morillo Carrillo

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres

Jorge Enrique Fonseca Aguirre

Jairo Alberto Agudelo Susa

EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Juan Sebastián Alcina Rodríguez

COORDINADOR

Baisser Antonio Jiménez Rivera



Contenido

1.	Resumen ejecutivo	11
2.	Mercado de Gas	13
2.1.	Seguimiento de mercado	13
2.1.1.	Mercado Primario	13
2.1.1.1.	Curva de oferta agregada de contratos mercado primario	13
2.1.1.2.	Participación en la contratación del mercado primario por productor	14
2.1.1.3.	Precios y cantidades por fuente de producción para el mercado primario:	15
2.1.1.4.	Precios y cantidades por modalidad:	16
2.1.1.5.	Precios y cantidades por tipo de uso (Térmico y no térmico):	17
2.1.2.	Mercado Secundario	18
2.1.2.1.	Dinámica transacciones trimestre mercado secundario	18
2.1.2.2.	Curva de oferta agregada de contratos	20
2.1.2.3.	Precios y cantidades por modalidad:	21
2.1.2.4.	Precios y cantidades por tipo de uso:	22
2.1.3.	Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM	23
2.1.3.1.	Precios y cantidades por modalidad:	23
2.1.3.2.	Precios y cantidades por tipo de uso:	24
2.1.4.	Índice de precios nacional vs importado	25
2.2.	Seguimiento operativo	26
2.2.1.	Producción	26
2.2.2.	Demanda	28
2.2.3.	Uso de la infraestructura de transporte de gas natural	36
2.2.4.	Disponibilidad de la infraestructura de gas natural	39
2.2.4.1.	Mantenimientos programados:	39
2.2.4.2.	Eventos no programados:	41
3.	Mercado de Energía Eléctrica	42
3.1.	Análisis de indicadores y contratación	42
3.1.1.	Indicadores de concentración	42
3.1.1.1.	Disponibilidad Real:	42
3.1.2.	Índice de Oferta Residual	43
3.1.3.	Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa	44
3.1.4.	Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente	45
3.1.4.1.	Precio de Bolsa Vs Volumen Útil:	45
3.1.5.	Comparación de Variables por Agente	46



3.1.5.1.	ISAGEN:	46
3.1.5.2.	ENEL:	47
3.1.5.3.	EPM:	48
3.1.5.4.	CELSIA:	49
3.1.5.5.	AES COLOMBIA:	50
3.1.5.6.	Precios Representativos del Mercado:	51
3.1.5.7.	Precios promedio por energético:	52
3.1.5.8.	Precios Promedio de contratos vs CERE:	53
3.1.6.	Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación	54
3.1.6.1.	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores:	54
3.1.6.2.	Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme:	56
3.1.6.3.	Relación Generación ideal – Ventas en contratos para agentes generadores:	56
3.1.7.	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	58
3.1.7.1.	Demanda regulada contratada y proyección de contratos	59
3.1.7.2.	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores	61
3.1.7.3.	Porcentaje de cubrimiento de agentes en el mercado regulado	62
3.1.7.4.	Caracterización de Contratos con destino al mercado Regulado	62
3.1.7.5.	Caracterización contratos con destino al mercado no regulado	63
3.1.7.6.	Contratos entre agentes vinculados e integrados	64
3.1.7.7.	Convocatorias SICEP	68
3.1.7.8.	Nivel de cumplimiento de comercializadores de la Resolución MME 40715 de 2019	70
3.2.	Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica	72
3.2.1.	Variables Mercado de Energía Eléctrica	72
3.2.1.1.	Oferta – Aportes hídricos:	72
3.2.1.2.	Oferta – Nivel del embalse agregado:	76
3.2.1.3.	Oferta – Generación de Energía por Recurso:	79
3.2.1.4.	Indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica	81
3.2.1.5.	Demanda:	86
3.2.1.6.	Análisis de restricciones y generación fuera de mérito	87
4.	Perfil de Contratación de Gas Natural para la Atención del Sector Residencial	89
4.1.	Proyección de la Demanda Residencial según la UPME.....	89
4.2.	Perfiles de contratación.....	90
4.2.1.	Perfil de Contratación Campos Mayores.	90
4.2.2.	Perfil de Contratación Campos Menores.	91
4.2.3.	Perfil de Contratación Campos Aislados.	91
4.2.4.	Perfil de Contratación Campos en Prueba Extensa.	92



4.3. Comparativo de Contratos de Gas Firmados y Pronóstico de Demanda de la UPME Para Sector Residencial.....	92
5. Pivotalidad y Precios de Oferta – Medición de Poder de Mercado Eléctrico	94
5.1. Introducción	94
5.2. Descripción del ejercicio realizado, supuestos y consideraciones	95
5.3. Evaluación del IOR.....	96
5.3.1. Precios de oferta de los agentes pivotaes vs IOR	97
5.3.2. Precios de oferta de los agentes pivotaes vs promedio móvil del precio de bolsa	101
5.3.3. Evaluación del IL	103
5.3.4. Evaluación del IL en relación con los índices HHI e IOR	106
5.3.5. Precios de oferta de los agentes pivotaes	109



Lista de Figuras

Figura 2-1: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario.	13
Figura 2-2: Participación de los productores en la contratación del mercado primario.....	14
Figura 2-3: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por fuente de producción. ..	15
Figura 2-4: Cantidad contratada en el mercado primario por fuente de producción.....	15
Figura 2-5: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por modalidad.....	16
Figura 2-6: Cantidad contratada en el mercado primario por modalidad.	16
Figura 2-7: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado primario por tipo de uso del gas natural.	17
Figura 2-8: Cantidad contratada en el mercado primario por tipo de uso del gas natural.....	17
Figura 2-9 Dinámica mercado secundario septiembre	18
Figura 2-10 Dinámica mercado secundario octubre	18
Figura 2-11. Dinámica mercado secundario noviembre	19
Figura 2-12: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario.	20
Figura 2-13: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado secundario por modalidad.....	21
Figura 2-14: Cantidad contratada en el mercado secundario por modalidad.	21
Figura 2-15: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado secundario por tipo de uso.	22
Figura 2-16: Cantidad contratada en el mercado secundario por tipo de uso.	22
Figura 2-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.....	23
Figura 2-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.....	23
Figura 2-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.	24
Figura 2-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.	24
Figura 2-21: Índice de precios nacional vs importado por campo de producción.	25
Figura 2-22: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	25
Figura 2-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre.	26
Figura 2-24: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	27
Figura 2-25: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	27
Figura 2-26: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	28
Figura 2-27: Distribución de la demanda por tipo de usuario.....	29
Figura 2-28: Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	30
Figura 2-29: Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.....	31
Figura 2-30: Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.	31
Figura 2-31: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.	32
Figura 2-32: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.....	33
Figura 2-33: : Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	34
Figura 2-34: Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.....	34
Figura 2-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.	35
Figura 2-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.	35
Figura 2-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte.....	36
Figura 2-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.	37
Figura 2-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.....	37



Figura 2-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.	38
Figura 2-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.....	38
Figura 2-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.....	39
Figura 2-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.....	40
Figura 2-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	40
Figura 3-1 HHI disponibilidad	42
Figura 3-2: Índice de oferta residual	43
Figura 3-3: Índice de oferta residual bipivotal	43
Figura 3-4: Fijación precios de bolsa	44
Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil.....	45
Figura 3-6 Comparación variables ISAGEN	46
Figura 3-7 Comparación de variables ENEL.....	47
Figura 3-8 Comparación de variables EPM.....	48
Figura 3-9 Comparación de variables CELSIA	49
Figura 3-10 Comparación de variables AES COLOMBIA	50
Figura 3-11 Precios representativos del mercado.....	51
Figura 3-12 Precio promedio de ofertas por energético.....	52
Figura 3-13 Precio promedio de contratos vs CERE	53
Figura 3-14 Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.....	55
Figura 3-15 Ventas en contratos / OEF.....	56
Figura 3-16 Generación ideal / Ventas en contratos.....	57
Figura 3-17 resumen precios promedio y energía total por mercado	58
Figura 3-18: comparación de precios promedio con los índices IPP e IPC.....	58
Figura 3-19 Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre	59
Figura 3-20: proyección de cobertura de la demanda regulada	60
Figura 3-21: demanda mensual atendida por comercializador y porcentaje de cobertura.....	61
Figura 3-22: demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura	62
Figura 3-23 Duración de contratos con destino al mercado regulado	63
Figura 3-24. Duración de contratos con destino al mercado no regulado.....	64
Figura 3-25. Porcentaje de cumplimiento de comercializadores Resolución MME 40715.....	71
Figura 3-26 Aportes de energía por región en el periodo de análisis.	72
Figura 3-27. Aportes por región vs media histórica de aportes	73
Figura 3-28. Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	73
Figura 3-29. Aportes del periodo al sistema vs aportes totales del periodo en los años climáticos análogos.	74
Figura 3-30. Aportes totales según tipo de embalse.....	74
Figura 3-31. comportamiento del embalse agregado en energía	76
Figura 3-32. comportamiento del embalse agregado en porcentaje.....	76
Figura 3-33. Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)	77
Figura 3-34. Distribución promedio del volumen útil disponible durante el periodo.....	77
Figura 3-35 Distribución del volumen útil según la capacidad de regulación de los embalses	78
Figura 3-36. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	78
Figura 3-37. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.....	79
Figura 3-38. Participación de la generación por recurso.....	79
Figura 3-39. Participación de generación térmica.....	80
Figura 3-40. Generación térmica por combustible.....	80
Figura 3-41. Generación acumulada de cada fuente de generación excluyendo hidro.....	81



Figura 3-42. Capacidad agregada de generación en mantenimiento durante el periodo de análisis.....	81
Figura 3-43. Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME.....	86
Figura 3-44. Evolución de la demanda diaria del SIN	86
Figura 3-45. Demanda mensual y demanda no atendida	87
Figura 3-46 Costo de restricciones y precio de bolsa	87
Figura 3-47. Generación fuera de mérito por área	88
Figura 4-1: Proyección demanda Residencial UPME.....	89
Figura 4-2: Seguimiento a contratación anual – sector residencial	90
Figura 4-3: Seguimiento a contratación Residencial campos mayores	90
Figura 4-4: Seguimiento a contratación Residencial campos menores	91
Figura 4-5 Seguimiento a contratación Residencial campos aislados	91
Figura 4-6: Seguimiento a contratación Residencial campos menores	92
Figura 4-7 Proyección de demanda Vs Contratación actual.....	93
Figura 5-1 Agentes que presentaron pivotalidad en el trimestre	96
Figura 5-2 Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)	97
Figura 5-3 Precios de oferta del agente - CHIVOR.....	98
Figura 5-4 Precios de oferta del agente - EMGESA	99
Figura 5-5 Precios de oferta del agente - EPM	100
Figura 5-6 Precios de oferta del agente - ISAGEN	100
Figura 5-7 Precios de oferta del agente – EMGESA vs promedio móvil del precio de bolsa	102
Figura 5-8 Precios de oferta del agente - EPM vs promedio móvil del precio de bolsa.....	102
Figura 5-9 Precios de oferta del agente - ISAGEN vs promedio móvil del precio de bolsa.....	103
Figura 5-10 Histograma del índice de Lerner para todas las observaciones del año.....	105
Figura 5-11 Gráfico radial para los agentes según la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda .	105
Figura 5-12 Gráfico radial en 6 momentos para los agentes según la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda.....	107
Figura 5-13 Índice de Lerner vs índice HHI en el trimestre	108
Figura 5-14 Índice de Lerner vs índice IOR en el trimestre	108
Figura 5-15 Promedio móvil del Índice de Lerner vs promedio móvil del precio de bolsa	109



Lista de Tablas

Tabla 2-1 Resumen de transacciones mercado secundario	19
Tabla 2-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).	26
Tabla 2-3: Inventarios de LNG en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).....	28
Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).	29
Tabla 2-5: Variación de la demanda promedio para febrero 2022 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).....	30
Tabla 2-6: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).....	32
Tabla 2-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).	32
Tabla 2-8: Consumo promedio de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis (GBTUD).....	33
Tabla 3-1 Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.....	45
Tabla 3-2 Resumen de precios plantas ISAGEN (\$/kWh)	47
Tabla 3-3 Estadísticos precios de oferta plantas ENEL (\$/kWh).....	48
Tabla 3-4 Estadísticos precios de oferta plantas EPM.....	49
Tabla 3-5 Estadísticas básicas precios de oferta CELSIA.....	50
Tabla 3-6 Estadísticos básicos Aes Colombia	51
Tabla 3-7 Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.....	52
Tabla 3-8 Precios de oferta promedio por recurso energético	53
Tabla 3-9 Precios Promedio de contratos vs CERE	54
Tabla 3-10 Resumen estadísticas mercado regulado	63
Tabla 3-11: Resumen estadísticas mercado no regulado.....	64
Tabla 3-12: Agentes generadores con mayor venta en el mercado regulado	65
Tabla 3-13: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado	65
Tabla 3-14: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado	66
Tabla 3-15: Agentes generadores con mayor venta en el mercado no regulado	67
Tabla 3-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado	67
Tabla 3-17: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado	68
Tabla 3-18: Resumen de convocatorias presentadas.....	69
Tabla 3-19: convocatorias en estado Cerrada y adjudicada.....	69
Tabla 3-20. Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.	75
Tabla 3-21: Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.....	82
Tabla 3-22 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	83
Tabla 3-23 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas por tipo de evento.	84
Tabla 3-24 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	84
Tabla 3-25 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas por tipo de evento.	85



Tabla 5-1 Caracterización de la curva de demanda en bloques horarios	95
Tabla 5-2 Valores de IOR en los días donde de los agentes resultaron ser pivotaes.....	96
Tabla 5-3 Recursos que fijaron precios en los días en los que los agentes resultaron pivotaes.....	98
Tabla 5-4 Recursos que fijaron precios en los días en los que los agentes resultaron pivotaes.....	101
Tabla 5-6 Estadísticas del índice de Lerner para todas las observaciones del trimestre	103
Tabla 5-7 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el periodo de análisis.....	104
Tabla 5-8 Momentos relevantes sobre la operación del mercado en el periodo de análisis	106
Tabla 5-9 Correlación entre precio de bolsa y poder de mercado de los agentes pivotaes	109



1. Resumen ejecutivo

El presente Boletín corresponde al periodo septiembre-noviembre de 2022 y está dividido en cuatro partes: i) Análisis del mercado de gas, ii) Análisis del mercado de energía eléctrica, iii) Contratación gas natural, año 2022 para el mercado regulado y iv) Análisis de competencia para el mercado de energía eléctrica.

En relación con el segundo capítulo, denominado Mercado de gas, se revisaron 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 realizaron comparaciones de precios por fuentes de producción y por sectores de consumo (clasificados en térmico y no térmico). De manera complementaria, se presenta el indicador de comparación de precio de gas nacional vs gas importado. Igualmente, se presenta el seguimiento de las variables Producción (a nivel regional y por fuente), Demanda (regional y por sector de consumo), Importaciones, disponibilidad y uso de infraestructura de transporte.

En relación al mercado primario; se observa que los campos del Sur de la Costa tienen los precios más altos, superando los precios del mismo trimestre del año anterior, llegando a 7,5 USD/MBTU; en lo que respecta a modalidad, los precios más altos son para las transacciones que se denominan Otras, los cuales están alrededor de los 8,5 USD/MBTU.

Para el mercado secundario, se presenta un análisis de las transacciones realizadas, encontrando que aproximadamente el volumen transado es de 632,0 GBTUD durante el trimestre analizado. Dentro de esos volúmenes se destaca contrataciones diarias que oscilan entre los 7 GBTUD y 131 GBTUD; y los precios entre 6,38 USD/MBTU y 6,99 USD/MBTU.

Respecto al indicador de precios internacionales, para este periodo aumentó el indicador como consecuencia del aumento de los precios del mercado primario, principalmente para los campos del Sur Costa y Guajira.

Así mismo, en el capítulo Mercado de energía eléctrica se presentan los indicadores de competencia correspondientes al HHI (Herfindahl-Hirschman Index) y al IOR (Índice de Oferta Residual); para los cuales se observa que, en términos generales, el HHI estuvo dentro de los valores que se consideran como una concentración moderada; y para IOR, este trimestre estuvo la mayor parte del tiempo por encima de 1, lo que implica que no se presentaron largos periodos en los cuales la demanda dependiera de un agente en particular.

Adicionalmente, se presentan algunos indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores, y se ilustra el seguimiento a las convocatorias del SICEP (Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas).

Para complementar el análisis, se verificó el cumplimiento del artículo 296 de la ley 1955 de 2019 para el trimestre; encontrando que según la información reportada por XM, solo 6 agentes tienen una contratación por encima del 10% de fuentes FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable).

Para el capítulo 3, se realizó un seguimiento a las variables hidrológicas tales como embalses y aportes; así mismo, la disponibilidad de las plantas de generación y de la infraestructura de transmisión; de lo que se destaca que se tuvo una buena hidrología que permitió un adecuado nivel de aportes y de embalses muy por encima de la senda de referencia para el trimestre; sin embargo, a finales en octubre se empezaron presentar aumentos en los precios de bolsa.



Así mismo, en el capítulo 4, se realizó un análisis especial de contratación para el gas natural sector regulado y la proyección de este nivel de contratación frente a las proyecciones de demanda de la UPME para este segmento, con el fin de verificar si la demanda esencial cuenta con la contratación necesaria para su atención en el horizonte de análisis.

Finalmente; en el capítulo 5 se presenta un ejercicio que incorpora un análisis de la relación entre los precios de bolsa en el trimestre versus el poder de mercado (Índice de Lerner) y la pivotalidad observada para algunos agentes en el mercado en momentos particulares; lo anterior como una medida de supervisión para identificar si hay correlación del poder de mercado que eventualmente pueden tener los agentes con los precios de bolsa.



2. Mercado de Gas

A lo largo de este capítulo se presenta el análisis de los mercados de gas natural (primario y secundario) para las modalidades firme, con interrupciones y otras transacciones del mercado. Igualmente, se presenta el seguimiento de variables operativas como es el caso de la producción, 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.

2.1. Seguimiento de mercado

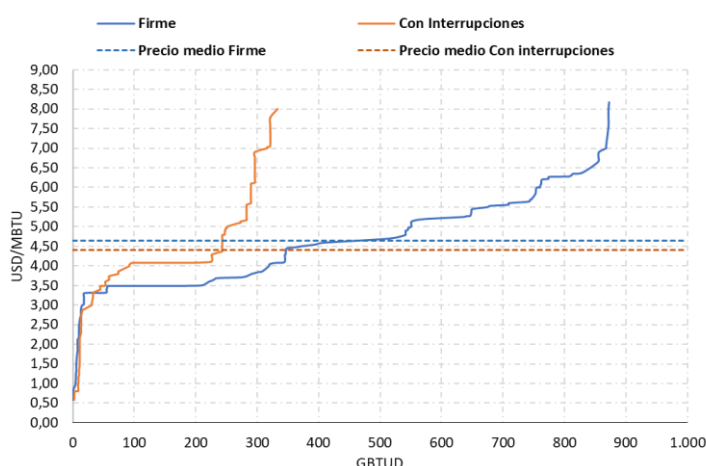
Para el análisis se consideraron las siguientes agrupaciones y definiciones de modalidades conforme lo establece la Resolución CREG 186 de 2020:

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

2.1.1. Mercado Primario

2.1.1.1. Curva de oferta agregada de contratos mercado primario

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



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

En la Figura 2-1 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 2022.

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

- El precio promedio ponderado fue de 4,64 \$US/MBTU.

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.



- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 \$USD/MBTU, fueron de alrededor del 35,3%.
- Cerca del 27,2% de los contratos 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 23,9% de la cantidad contratada durante el periodo.
- Finalmente, de los registros se encuentra que alrededor del 13,6% 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:

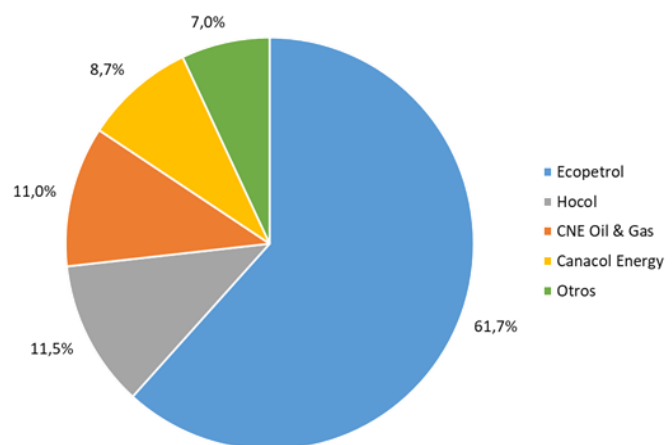
- El precio promedio ponderado se ubicó en de 4,41 \$USD/MBTU.
- Cerca del 78,9% de los contratos registraron precios por debajo de 4,0 \$USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con precios entre 4,0 \$USD/MBTU y 5,0 \$USD/MBTU fueron de alrededor del 5,3%.
- Alrededor del 8,7% de los contratos de suministro tienen precios entre 5,0 \$USD/MBTU y 6,0 \$USD/MBTU.
- Por último, alrededor del 7,1% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 6,0 USD/MBTU.

2.1.1.2. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 2-2 muestra la distribución de la participación de los productores en la contratación del mercado Primario. Para este trimestre, Ecopetrol tuvo una participación del 61,7% del total del volumen negociado, la más alta del mercado tal y como se viene presentando desde el inicio del desarrollo de este boletín.

Así mismo, se encuentra que para el periodo de análisis los agentes Hocol, CNE Oil & Gas y Canacol Energy participaron en proporciones de 11,5%, 11,0% y 8,7% respectivamente.

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

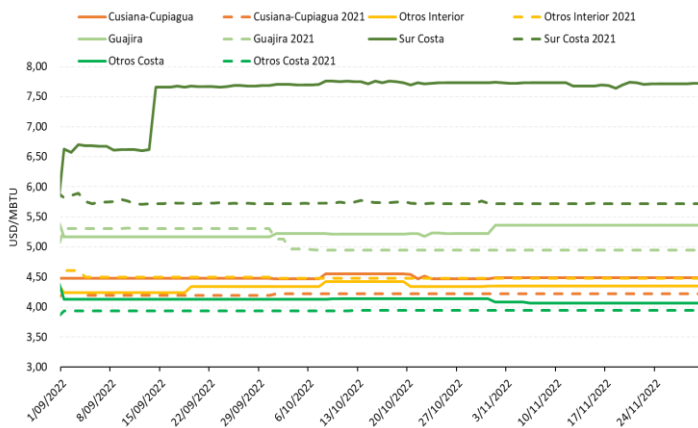


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.1.3. Precios y cantidades por fuente de producción para el mercado primario:

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



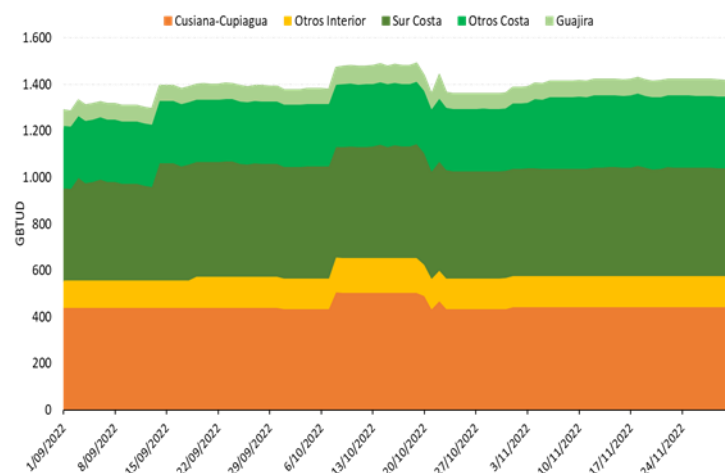
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Continuando con el análisis del mercado primario, en la Figura 2-3 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 con un valor que en la mayoría del periodo superó 7,5 USD/MBTU**, inclusive por encima del precio de los mismos campos durante el mismo trimestre del año anterior. En contraste se encuentra que los contratos de los campos Otros Costa registraron los menores precios, con valores cercanos a 4,1 USD/MBTU.

Así mismo, se revisaron las cantidades contratadas en el mercado primario por fuente de producción (ver Figura 2-4). En este análisis se encuentra que el mayor volumen contratado corresponde al gas de los campos Sur Costa con un valor medio durante el trimestre de 466,0 GBTUD, seguido por el volumen de los campos Cusiana-Cupiagua con un valor medio cercano a 450,0 GBTUD.

Para los días del mes de octubre, en el que tuvo lugar el mantenimiento de Cusiana, se observa un aumento en la contratación desde la fuente Cupiagua.

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

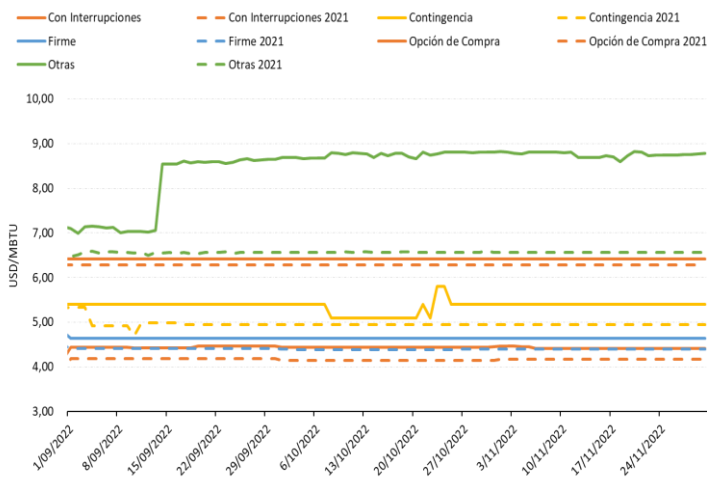


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.1.4. Precios y cantidades por modalidad:

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



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

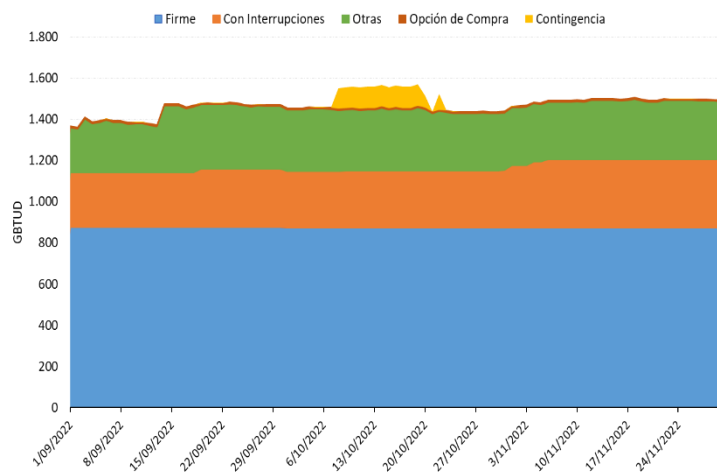
Igualmente se realizó el seguimiento a la contratación del mercado primario por modalidad. En este caso se encuentra que los precios más altos corresponden a la modalidad Otras³ con un valor ponderado medio superior a 8,5 \$USD/MBTU, que representa un incremento de 1,9 USD/MBTU respecto al precio del mismo trimestre del 2021, seguido por los precios de la modalidad Opción de Compra con un valor de 6,4 USD/MBTU y los precios de los contratos de contingencia que se ubicaron alrededor de los 5,4 USD/MBTU (ver Figura 2-5).

En la gráfica también se puede observar que todos los precios se incrementaron en comparación con el mismo periodo del año inmediatamente anterior.

En cuanto a las cantidades contratadas por modalidad, en la Figura 2-6 se observa que el mayor volumen corresponde a gas contratado bajo la modalidad Firme con un valor medio que superó 870,0 GBTUD, seguido por el gas contratado bajo la modalidad Con Interrupciones cuyo valor fue cercano a 295,0 GBTUD.

Igualmente, en la gráfica se puede observar que el valor total medio contratado durante el trimestre de análisis superó los 1.470,0 GBTUD, se observa el aumento de contratación en contingencia durante el mantenimiento de Cusiana.

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



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

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.



2.1.1.5. Precios y cantidades por tipo de uso (Térmico y no térmico):

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



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

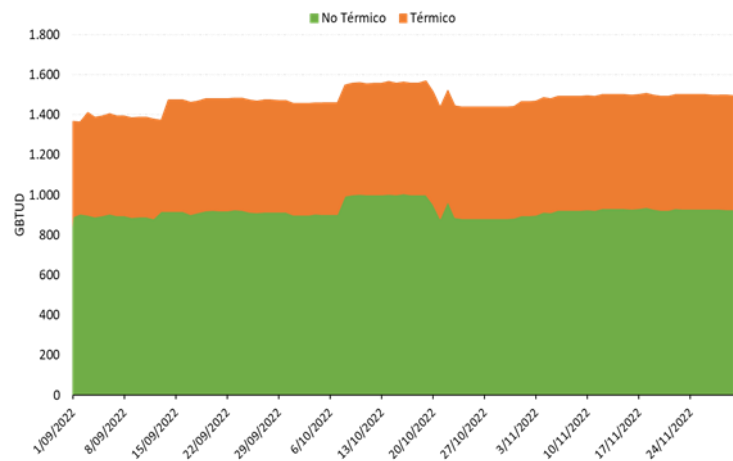
Finalmente, en el análisis del mercado primario se incluye la revisión de los precios promedios ponderados por tipo de uso del energético. En este caso se observa que los contratos del gas con destino al sector Térmico tuvieron precios más altos con valores medios que se ubicaron alrededor de 6,6 US/MBTU (ver Figura 2-7). En contraste, el gas para otros usos (Residencial, Industrial, Comercial, GNV y Otros) se contrató a precios que se ubicaron alrededor de 4,6 US/MBTU.

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

Complementando el análisis, se presenta las cantidades contratadas por tipo de uso del gas. En la Figura 2-8 se observa que el gas con destino No Térmico alcanzó durante el trimestre un volumen medio de contratación cercano a 925,0 GBTUD, mientras que el gas con destino Térmico tuvo un registro medio que superó 550,0 GBTUD.

Se observa que en octubre para el mantenimiento Cusiana, se realizaron varias contrataciones de contingencia, las cuales tuvieron destino sector no térmico.

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



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

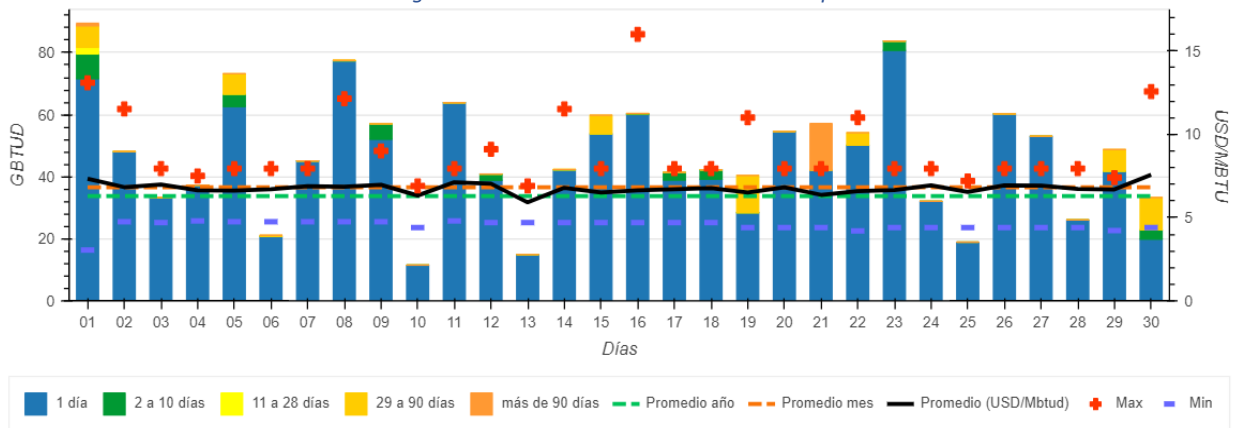


2.1.2. Mercado Secundario

2.1.2.1. Dinámica transacciones trimestre mercado secundario

El mercado secundario presenta una base de contratación promedio en el largo, mediano y corto plazo que en el acumulado se ubicó en aproximadamente en 632,0 GBTUD durante el trimestre. Dentro de esos volúmenes, el mercado secundario de corto plazo se destaca por registrar contrataciones diarias que oscilan entre los 7 GBTUD y 131 GBTUD, como se puede apreciar en las gráficas mensuales que se presentan a continuación:

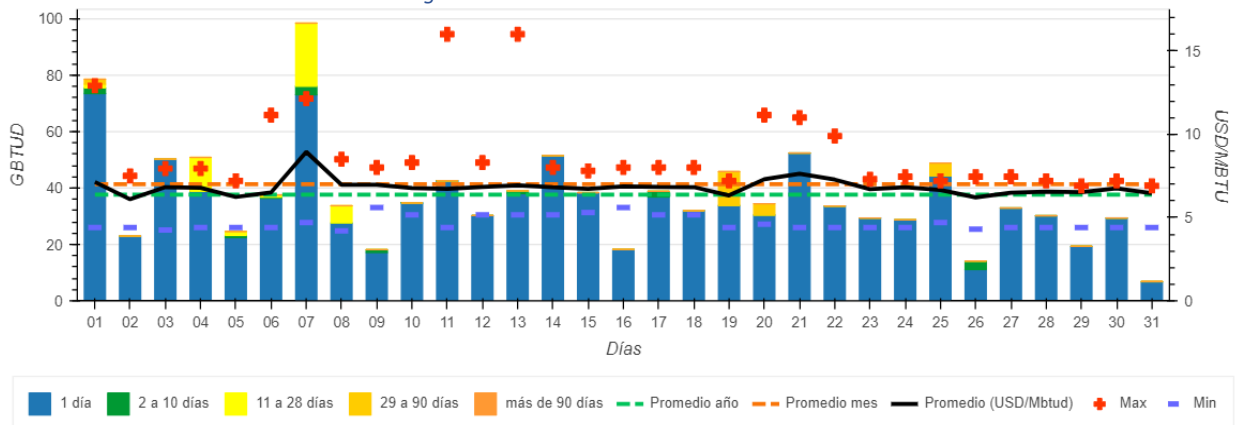
Figura 2-9 Dinámica mercado secundario septiembre



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	24	17	14	17	24	9	18	27	17	6	16	17	9	17	25	25	13	15	14	22	21	25	30	11	7	19	20	15	16	10	520
2 a 10 días	2				2				3			1											2								17
11 a 28 días	2	1						1					1		1																6
29 a 90 días	5				2	1								1						2			1						4	2	18
más de 90 días	1																				6										7
Total transacciones	34	18	14	17	28	10	18	28	20	6	16	18	9	18	26	28	14	17	16	22	27	26	32	11	7	19	20	15	20	14	568

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

Figura 2-10 Dinámica mercado secundario octubre

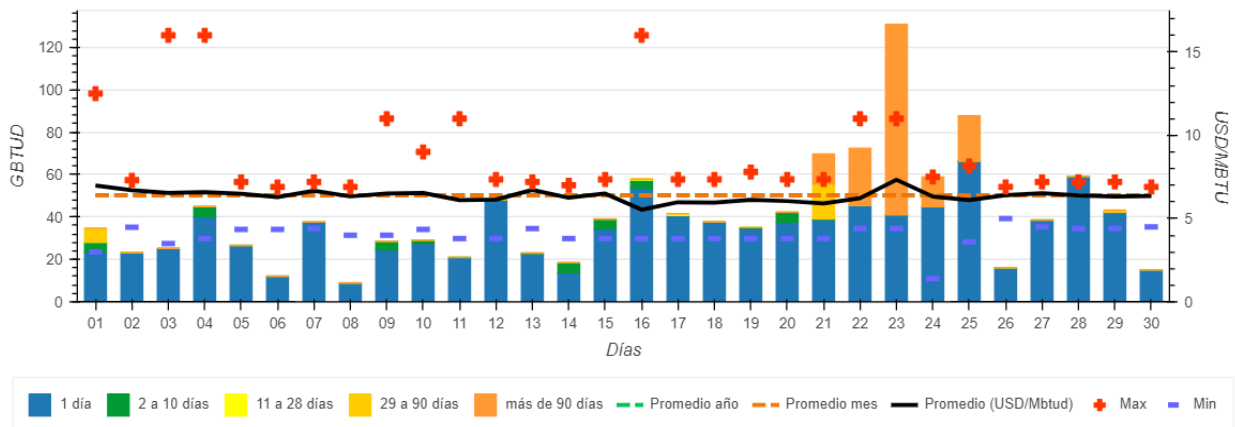




Duración\ día	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Total transacciones
1 día	18	15	21	19	24	22	35	16	9	14	13	11	17	16	14	9	13	15	11	14	16	12	10	11	17	13	19	11	8	11	5	459
2 a 10 días	1				1	1	3		1	1	2		1				1									1						13
11 a 28 días	1			2	1	2	15	3																								24
29 a 90 días	2																			2	1				1					1		7
más de 90 días																																0
Total transacciones	22	15	21	21	26	25	53	19	10	15	15	11	18	16	14	9	14	15	13	15	16	12	10	11	18	14	19	11	8	11	6	503

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

Figura 2-11. Dinámica mercado secundario noviembre



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	11	10	15	16	8	7	9	6	9	10	9	16	7	8	13	22	8	10	11	13	13	15	14	15	19	4	11	19	18	6	352
2 a 10 días	1			1					3	2			1	1	4	3			1	1	1				1						20
11 a 28 días							1																								3
29 a 90 días	5																					3							1		9
más de 90 días																						2	7	4	7	16					36
Total transacciones	17	10	15	17	8	7	9	7	12	12	9	16	8	9	17	26	9	10	12	14	19	22	18	22	36	4	11	19	19	6	420

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 2-1:

Tabla 2-1 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)
Septiembre	568	520	19	179	6,82
Octubre	503	459	7	101	6,99
Noviembre	420	352	10	131	6,38

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:

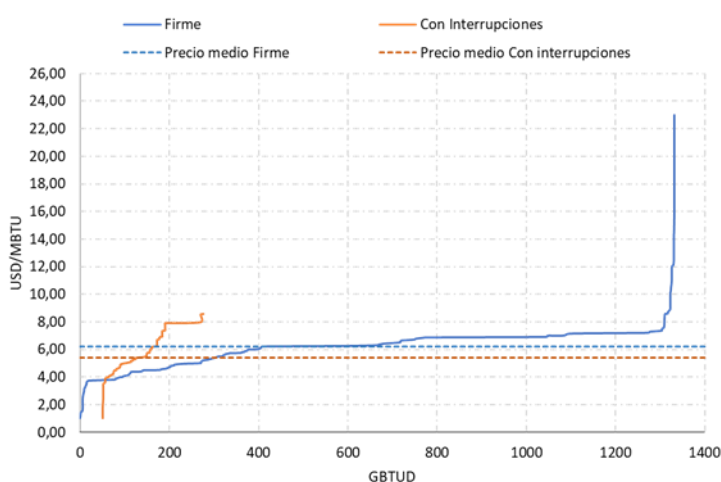
- El número de transacciones mensuales oscila entre los 420 y 568.



- 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: 520, 459 y 352 para septiembre, octubre y noviembre respectivamente.
- Los precios promedio presentaron una variación entre 6,38 USD/MBTU y 6,99 USD/MBTU.

2.1.2.2. Curva de oferta agregada de contratos

Figura 2-12: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado secundario.



En la Figura 2-12 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 2022.

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 6,21 USD/MBTU.
- Las cantidades de gas contratadas con valores inferiores a 4,0 USD/MBTU, corresponden al 6,7%.
- Cerca del 10,6% 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 encuentran alrededor del 11,0% de la cantidad contratada durante el periodo.
- Finalmente, de los registros se destaca que alrededor del 71,7% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 6,0 USD/MBTU.

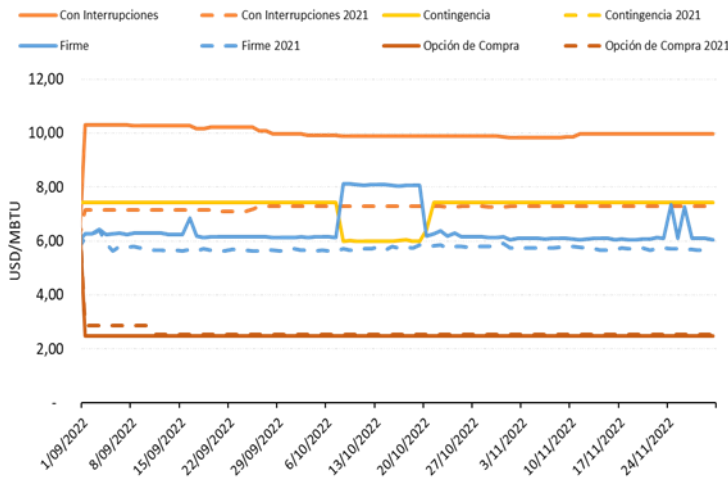
Al analizar la curva acumulada de contratos modalidad Con Interrupciones se observa lo siguiente:

- El precio medio se ubicó en 5,39 USD/MBTU.
- Cerca del 20,9% 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 12,1%.
- Alrededor del 23,3% de las cantidades contratadas de suministro tienen precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, el 43,6% de las cantidades contratadas de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores a 6 USD/MBTU.



2.1.2.3. Precios y cantidades por modalidad:

Figura 2-13: Precios promedio ponderado de contratos en el mercado secundario por modalidad.



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

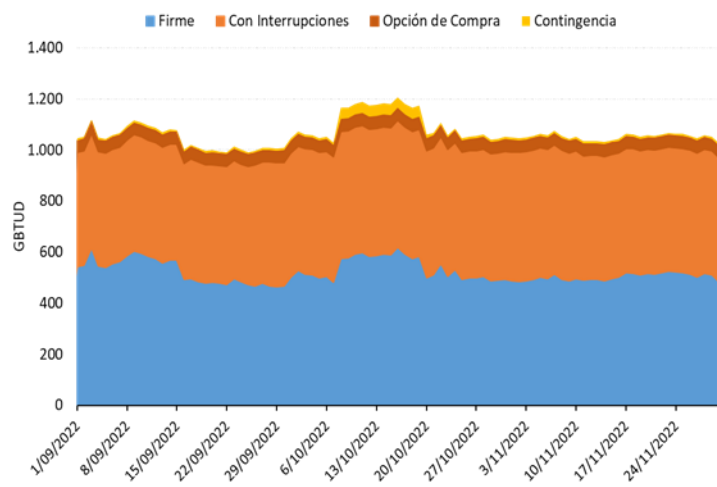
Al igual que para el mercado primario, se realizó el seguimiento a los precios por modalidad, tal y como se ilustra en la Figura 2-13. Se observa que la modalidad Con Interrupciones registró los valores más altos del trimestre ubicándose alrededor de 10,0 USD/MBTU.

En contraste se encuentra que el gas contratado bajo la modalidad Opción de compra tuvo el valor más bajo del trimestre con una media de 2,5 USD/MBTU, ubicándose incluso por debajo del valor medio del mismo periodo del 2021.

Para los días del mantenimiento de Cusiana, se aumentó el precio del gas contratado bajo la modalidad Firme debido a la disminución de oferta para el sector industrial.

De la misma forma, se revisó el volumen contratado por modalidad, el cual se presenta en la Figura 2-14. En este análisis se encuentra que la cantidad media de gas contratado en la modalidad Firme superó los 520,0 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 alrededor de 480,0 GBTUD.

Figura 2-14: Cantidad contratada en el mercado secundario por modalidad.

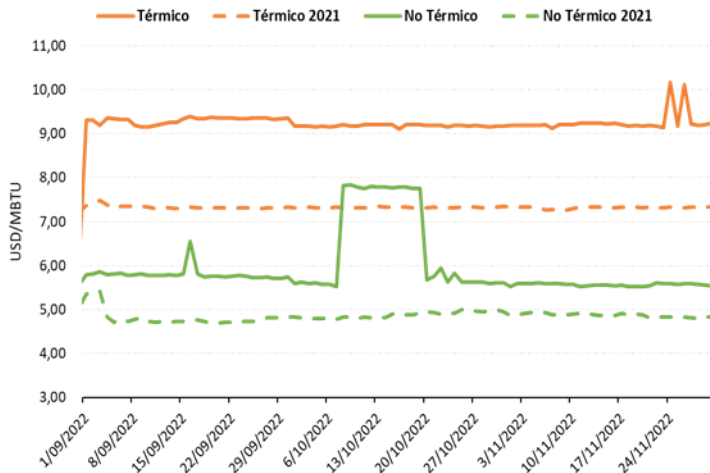


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.2.4. Precios y cantidades por tipo de uso:

Figura 2-15: 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.

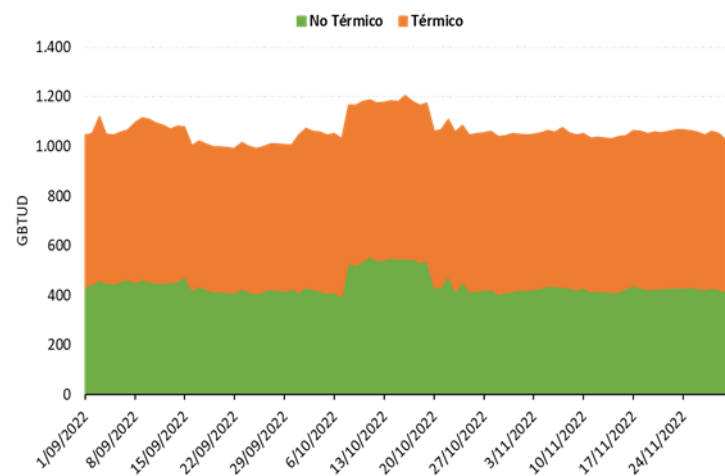
Al revisar los precios contratados en el mercado secundario por tipo de uso del gas natural, se encuentra que el gas para uso Térmico tuvo el precio más alto durante el trimestre, con un valor medio cercano a 9,2 USD/MBTU, tal y como se presenta en la Figura 2-15.

Asimismo, se puede observar que el gas para uso No Térmico se contrató a un valor medio de 5,9 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.

Por último, como parte del análisis del mercado secundario se revisaron las cantidades contratadas por tipo de uso. En la Figura 2-16 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 620,0 GBTUD y para el No Térmico valores próximos a 440,0 GBTUD.

Figura 2-16: Cantidad contratada en el mercado secundario por tipo de uso.



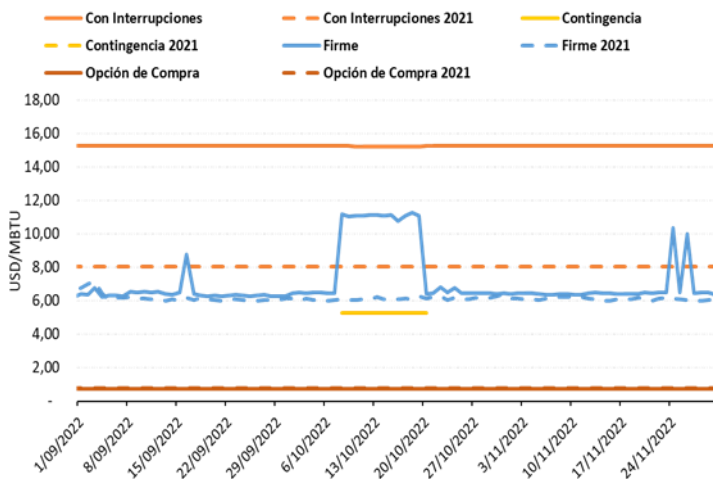
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



2.1.3. Otras Transacciones del Mercado Mayorista – OTMM⁴

2.1.3.1. Precios y cantidades por modalidad:

Figura 2-17: Precios promedio ponderado de OTMM por modalidad.



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

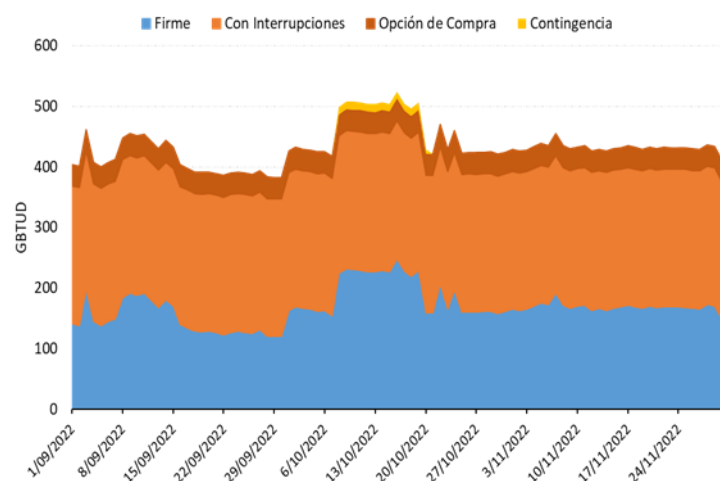
Complementando el análisis del mercado de gas natural del trimestre se revisaron los precios promedio correspondientes a Otras Transacciones del Mercado Mayorista por modalidad, los cuales se presentan en la Figura 2-17.

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 15,3 USD/MBTU**. En cuanto al precio del gas negociado en modalidad Firme se ubicó alrededor de 7,1 USD/MBTU, con

incrementos hasta valores aproximados a 11,0 USD/MBTU durante el mantenimiento del campo Cusiana en el mes de octubre.

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 227,0 GBTUD, seguida por las cantidades de la modalidad Firme con un valor medio de 170,0 GBTUD (ver Figura 2-18).

Figura 2-18: Cantidad contratada en OTMM por modalidad.



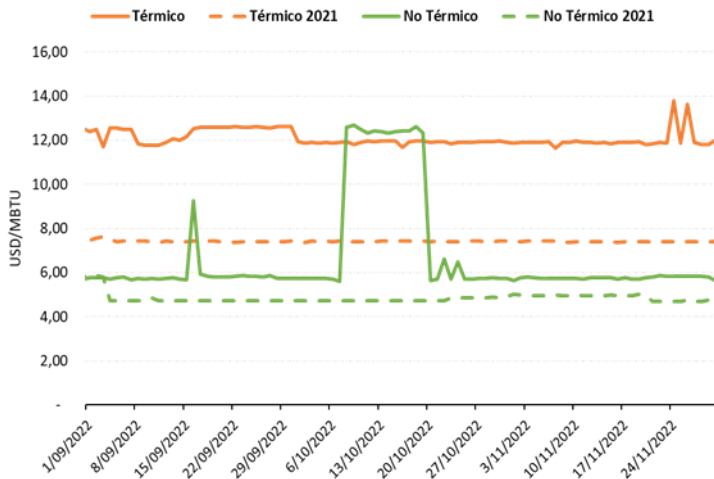
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

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.



2.1.3.2. Precios y cantidades por tipo de uso:

Figura 2-19: Precios promedio ponderado de OTMM por tipo de uso del gas natural.



En cuanto a los precios por tipo de uso del energético negociado en OTMM, se observa que el gas para el sector Térmico tuvo un valor medio superior a 12,0 USD/MBTU, mientras que el valor para usos No Térmicos fue de 6,7 USD/MBTU (ver Figura 2-19)

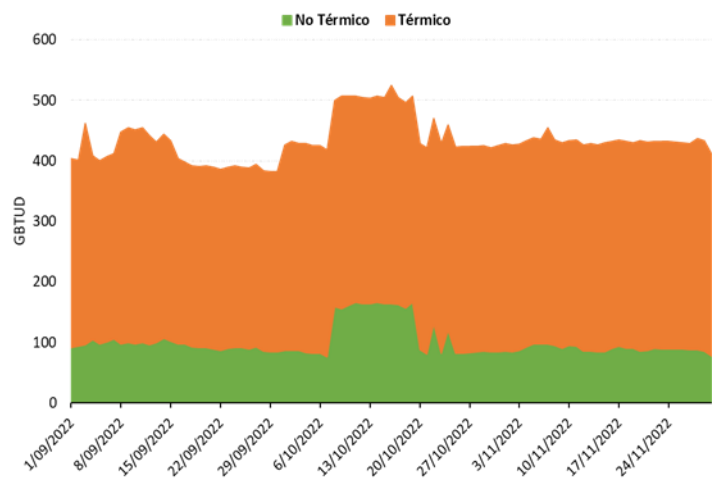
En los dos casos, los precios registrados durante el trimestre del análisis fueron superiores a los del mismo periodo del año inmediatamente anterior.

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

Para finalizar el análisis de OTMM, en la Figura 2-20 se presentan las cantidades según el tipo de uso, en donde se puede observar que los mayores valores corresponden al gas con destino Térmico con un valor medio del trimestre de 333,0 GBTUD. En cuanto al gas para el sector No Térmico la cantidad negociada alcanzó un valor medio de 100,5 GBTUD.

De lo anterior se resalta el gran volumen de gas natural tranzado para el sector Térmico en este tipo de contratación.

Figura 2-20: Cantidad contratada en OTMM por tipo de uso del gas natural.



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



2.1.4. 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:

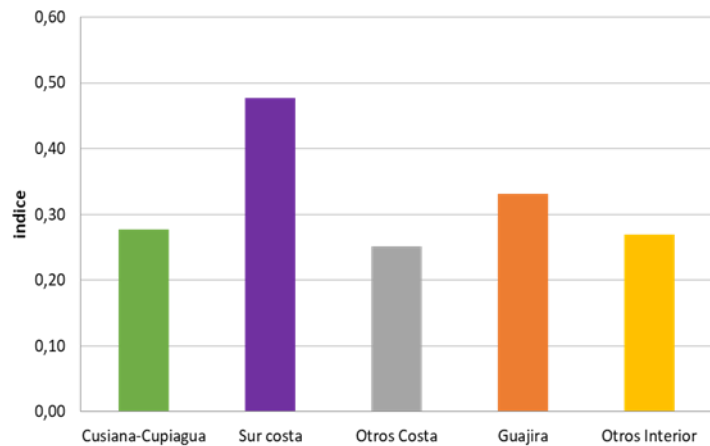
PPN_i : es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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.

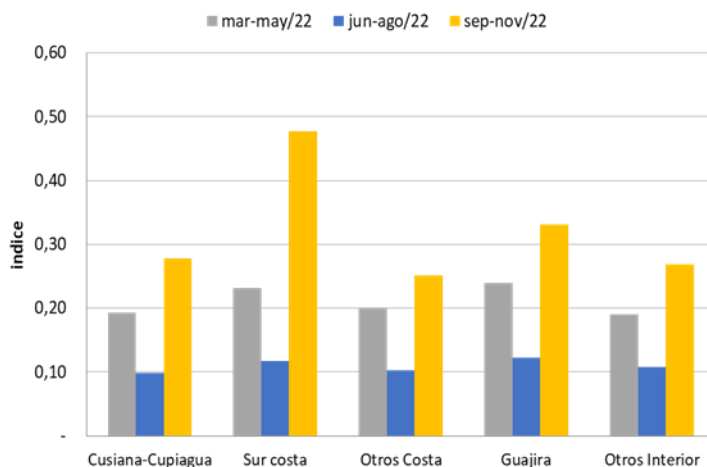
Al calcular el índice para los diferentes campos del análisis se encuentra que los precios nacionales son más competitivos respecto al precio del gas importado, dado a los altos precios registrados a nivel internacional del energético. De manera particular se encuentra que los campos del interior continúan siendo más competitivos que los campos Sur Costa y Guajira (ver Figura 2-21).

Figura 2-21: 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.

Figura 2-22: 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.

Así mismo, al observar la evolución de este indicador en los últimos 3 trimestres (ver Figura 2-22) se identifica que para el trimestre sep./22 – nov./22 el indicador incrementa su valor. De manera particular, se encuentra que durante este trimestre la competitividad del gas de los campos Sur Costa cayó; sin embargo, continúan teniendo un desempeño favorable respecto al gas importado. Todos los demás campos mantuvieron valores del indicador alrededor de 0,3.



2.2. Seguimiento operativo

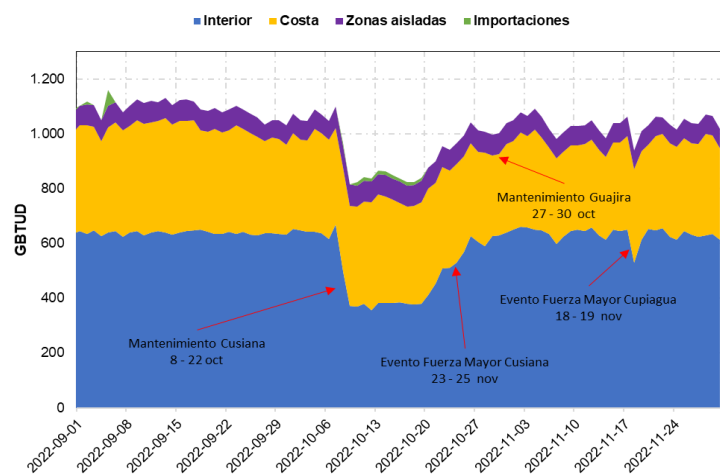
En esta sección se presenta el análisis del comportamiento de variables operativas relacionadas con la producción y demanda del gas natural. Así mismo, se presenta el seguimiento al uso de la infraestructura de transporte, así como a la disponibilidad de la infraestructura en función de los mantenimientos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

2.2.1. Producción

La producción promedio nacional de gas natural fue de 1.024,9 GBTUD durante el trimestre de análisis. La región que más aportó gas natural durante el periodo fue el Interior con un valor medio de 593,6 GBTUD, seguida por la Costa con 355,8 GBTUD (Figura 2-23).

En la gráfica se observa que la producción se vio afectada principalmente por el mantenimiento y posterior evento de fuerza mayor del campo Cusiana durante el mes de octubre, que impactó considerablemente la disponibilidad de gas al interior del país.

Figura 2-23: Producción agregada de gas durante el último trimestre.



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

Adicionalmente, en la gráfica se puede observar una leve caída en la oferta de gas en la región Interior en el mes de noviembre, la cual está asociada a un evento de fuerza mayor que tuvo lugar en el campo Cupiagua.

Respecto al trimestre inmediatamente anterior, la producción agregada nacional tuvo una variación de -6,6%, equivalente a una reducción de 72,8 GBTUD. A nivel regional se observa que la producción del Interior registró una caída de 42,6 GBTUD y la región Costa de 27,0 GBTUD. La única región con valores positivos en la variación de la oferta trimestral fue la denominada Zonas aisladas, cuya producción se incrementó en 2,3% (ver Tabla 2-2).

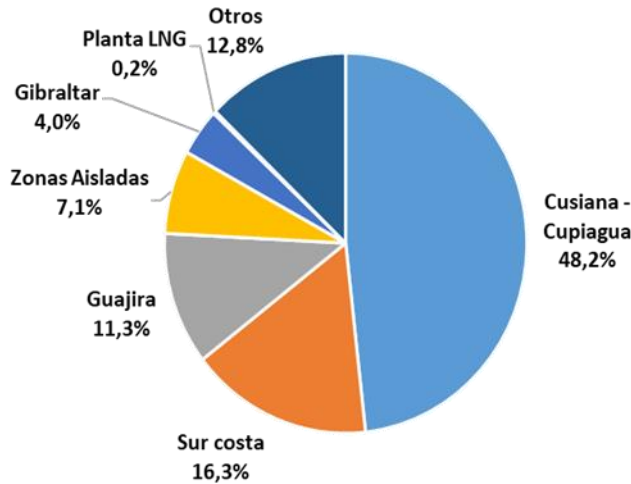
Tabla 2-2: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	Jun. 22 – Ago. 22	Sep. 22 – Nov. 22	Var
Interior	636,2	593,6	-6,7%
Costa	382,8	355,8	-7,0%
Importaciones	7,1	2,2	-68,6%
Zonas aisladas	71,5	73,2	2,3%
Total	1.097,7	1.024,9	-6,6%

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



Figura 2-24: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



Para el periodo septiembre – noviembre de 2022, los campos de producción Cusiana y Cupiagua aportaron el 48,2% de la producción total nacional. La producción nacional se complementó principalmente con el gas proveniente de los campos Sur Costa, La Guajira y otros campos de Zonas Aisladas que aportaron 16,3%, 11,3% y 7,1%, respectivamente (ver Figura 2-24).

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

Gas Natural Importado:

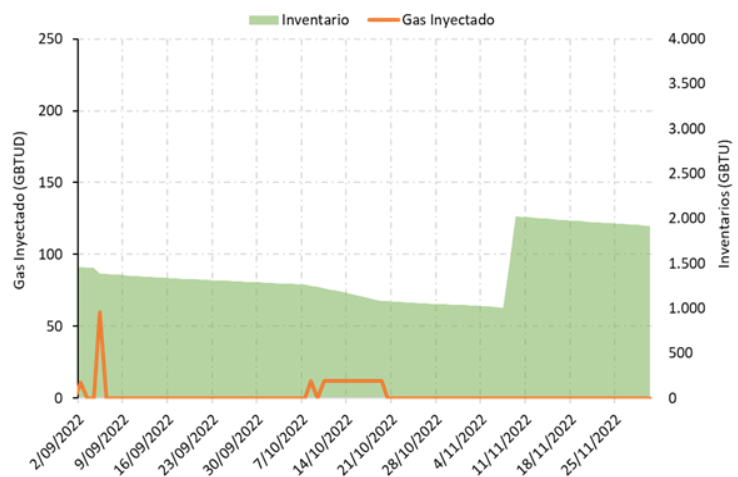
En la Figura 2-25 se presenta la evolución del inventario (área verde) para la planta de regasificación de Cartagena y la cantidad de energía (línea continua naranja) entregada al Sistema Nacional de Transporte.

En la gráfica se puede observar que el nivel de inventario de LNG se incrementó en el mes de noviembre hasta valores que superaron los 2.000,0 GBTU, asociado a la recepción de un cargamento solicitado por las plantas de generación del Grupo Térmico. Al final del periodo el volumen almacenado fue cercano a 1.920,0 GBTU, equivalente a alrededor del 53,0% de la capacidad total de almacenamiento de la planta.

Respecto a la inyección de gas importado al sistema, se registraron 2 operaciones los primeros días del mes de septiembre y 11 durante el mes de octubre (durante el mismo periodo del mantenimiento del campo de producción Cusiana). El valor máximo de inyección diario registrado fue de 60,1 GBTU y el promedio de todas las 13 operaciones de inyección fue de 15,6 GBTU.

En la Tabla 2-3 se presenta de manera detallada el promedio mensual de inyección de gas natural importado al sistema, así como los valores medios de inventarios.

Figura 2-25: 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.



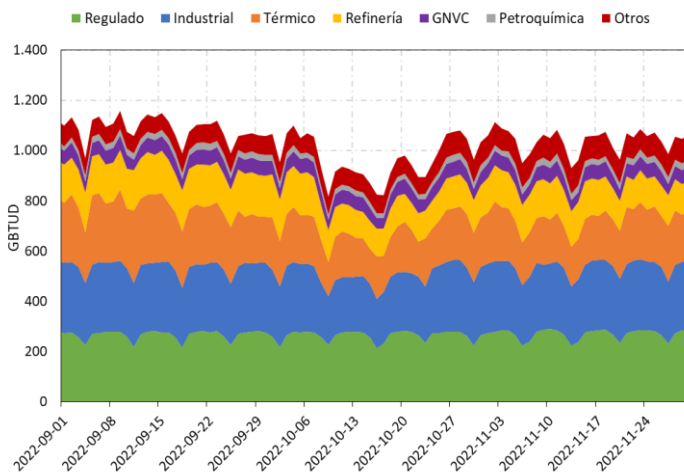
Tabla 2-3: Inventarios de LNG en planta e inyección de gas natural importado al sistema (promedio mensual).

Mes	Inventario (GBTU)	Energía inyectado (GBTUD)
Septiembre	1.349,8	2,4
Octubre	1.150,2	4,3
Noviembre	1.732,4	-

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

2.2.2. Demanda

Figura 2-26: 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 y XM.

En cuanto al consumo de gas natural, se observa que la demanda presentó un valor promedio de 1.031,4 GBTUD, alcanzando un valor máximo cercano a 1.157,7 GBTUD en la primera quincena del mes de septiembre. En contraste, el menor registro fue de 816,7 el 9 de octubre como consecuencia del efecto del mantenimiento de Cusiana sobre la demanda Industrial.

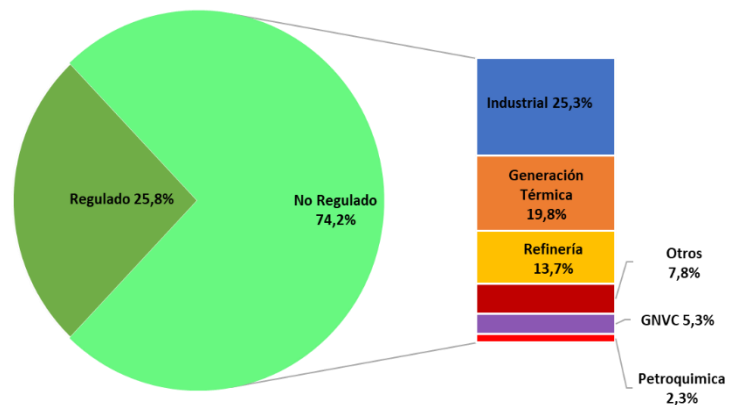
Al igual que el trimestre anterior, los mayores sectores de consumo fueron en su orden el Regulado, Industrial y Térmico que de manera agregada representaron cerca del 71,0% de la demanda media nacional (ver Figura 2-26)⁵.

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



Así mismo, las cifras muestran que el 25,8% del gas natural consumido tuvo como destino la atención de usuarios Regulados, mientras que el 74,2% restante se destinó a la atención de usuarios No Regulados (ver Figura 2-27). Entre los usuarios No Regulados el mayor consumo corresponde al sector Industrial con una participación de 25,3% del total, seguido por las plantas de Generación Térmica y las Refinerías con 19,8% y 13,7% respectivamente.

Figura 2-27: Distribución de la demanda por tipo de usuario.



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

Revisando la evolución de la demanda, se encuentra que el consumo del trimestre decreció 5,8% respecto al trimestre inmediatamente anterior; es decir, una disminución de alrededor de 64,5 GBTUD. De manera detallada se observa que el consumo de gas natural de la mayoría de los sectores decreció en comparación al periodo Jun. 22 – Ago. 22. El único sector con variación positiva fue el Regulado con incremento de 2,8 GBTUD (ver Tabla 2-4).

Tabla 2-4: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).

Sector	Jun. 22 – Ago. 22	Sep. 22 – Nov. 22	Var (%)
Regulado	263,7	266,5	1,1%
Industrial	274,6	260,9	-5,0%
Generación Térmica	244,3	204,1	-16,5%
Refinería	143,1	141,6	-1,1%
GNVC	54,4	54,4	-12,1%
Petroquímica	24,4	23,7	-0,2%
Otros	91,4	80,3	-3,0%
Total	1.095,9	1.031,4	-5,8%

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

Al comparar la demanda media del mes de noviembre de 2022 con la del mismo mes del año inmediatamente anterior, se evidencia una recuperación del consumo cercana al 10,0%, influenciada principalmente por el crecimiento en los sectores Otros y Refinería con variaciones positivas de 18,4% y 15,9% respectivamente. En contraste, el consumo de gas natural para la Generación térmica tuvo una disminución del 18,0% (ver Tabla 2-5).



Tabla 2-5: Variación de la demanda promedio para febrero 2022 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

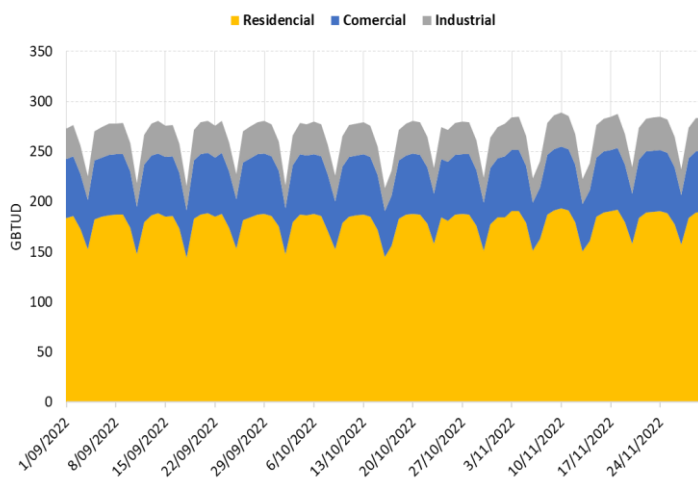
Sector	Nov. 21	Nov. 22	Var (%)
Regulado	261,3	269,9	3,3%
Industrial	254,8	268,2	5,3%
Generación Térmica	237,8	195,0	-18,0%
Refinería	117,7	136,4	15,9%
GNVC	59,4	54,0	-9,1%
Petroquímica	25,9	24,7	-4,6%
Otros	78,0	92,3	18,4%
Total	995,9	1.096,6	10,1%

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:

Figura 2-28: 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 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 179,1 GBTUD, seguida por la demanda del sector Comercial con una media de consumo de 57,1 GBTUD (ver Figura 2-28).

De manera agregada la demanda del sector Regulado tuvo un valor medio de 266,5 GBTUD durante el periodo.

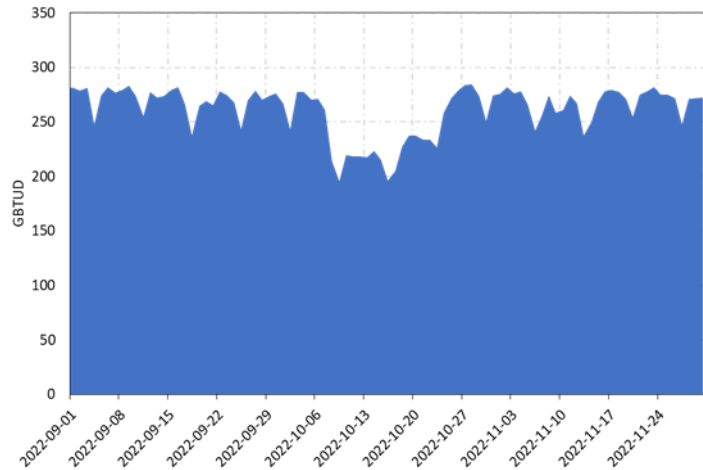


- Industrial:

El consumo de gas natural del sector Industrial (ver Figura 2-29) registró un valor medio de 260,9 GBTUD durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2022. El mayor registro durante este periodo fue de 284,5 GBTUD el 28 de octubre, mientras que el menor registro fue de 195,6 GBTUD el día 9 del mismo mes.

En la gráfica se observa la caída del consumo durante el mes de octubre, lo cual está asociado con la indisponibilidad del campo de producción Cusiana.

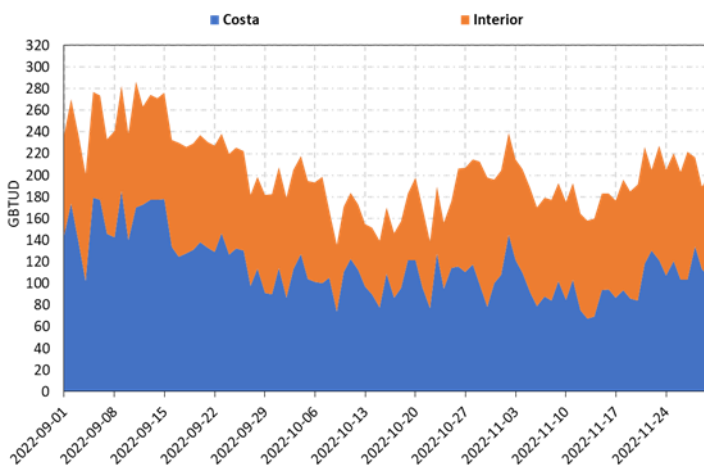
Figura 2-29: Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.



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

- Sector térmico:

Figura 2-30: 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.

Durante el trimestre en análisis se registró una demanda media para la generación térmica de 204,1 GBTUD. Revisando el consumo por regiones se encuentra que la mayor participación la tuvo el consumo de las centrales de generación ubicadas en la Costa Atlántica con un valor medio de 115,2 GBTUD, mientras que el consumo de las plantas del interior registró un consumo medio de 88,8 GBTUD (ver Figura 2-30).

El pico de consumo del sector durante el trimestre fue de 286,7 GBTUD el 11 de septiembre.



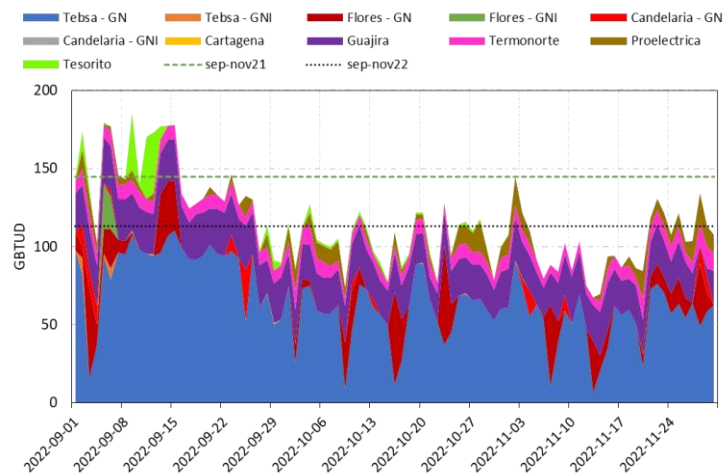
- Sector térmico – Costa Atlántica:

Revisando en detalle el consumo de gas para generación en la región Costa Atlántica, se encuentra que el valor medio fue de 115,2 GBTUD. En la Figura 2-31 se puede observar que el mayor consumo corresponde a Gas Natural Nacional de la central de generación TEBSA con un valor medio de 65,3 GBTUD, seguido por el consumo, también de GNN, de la planta Guajira cuyo valor medio fue de 23,6 GBTUD.

El pico de consumo del trimestre fue de 185,5 GBTUD el día 9 de septiembre. En contraste, la menor demanda del periodo fue 67,4 GBTUD el 13 de noviembre.

En la figura también se puede observar que durante el trimestre se registraron consumos de GNI por parte de las plantas del grupo térmico. En la Tabla 2-6 se muestra que el mayor consumo de gas importado corresponde a Termoflores con un valor medio trimestre de 0,6 GBTUD seguido por TEBSA con 0,2 GBTUD.

Figura 2-31: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 2-6: 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
Septiembre	84,8	0,7	8,4	1,7	2,9	-	98,4
Octubre	57,3	-	8,2	-	0,4	-	65,9
Noviembre	53,9	-	8,4	-	1,8	-	64,1
Promedio Trimestre	65,4	0,2	8,3	0,6	1,7	-	76,1

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 2-7, donde se encuentra que la planta con mayor consumo del trimestre fue Guajira con una demanda media de 23,6 GBTUD, seguido por la demanda de Termonorte con un valor de 8,2 GBTUD.

Tabla 2-7: Consumo promedio de gas para generación en la Costa (diferente al Grupo Térmico) en el periodo de análisis (GBTUD).

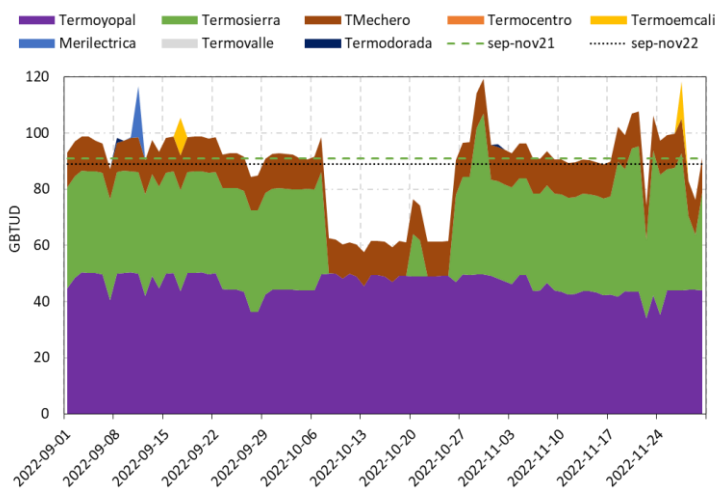
	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Tesorito	Total
Septiembre	0,1	26,4	8,5	3,0	5,3	43,2
Octubre	0,0	22,3	7,7	5,9	1,5	37,5
Noviembre	0,1	22,1	8,3	6,3	0,0	36,9
Promedio Trimestre	0,1	23,6	8,2	5,1	2,3	39,2

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.



- Generación térmica – Interior:

Figura 2-32: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.



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

En cuanto al consumo para la generación al interior del país, se mantiene la tendencia por parte de las plantas Termoyopal, Termosierra y Termomechero como principales actores, con operación constante y estable durante la mayor parte del tiempo (ver Figura 2-32).

El consumo medio del periodo fue de 88,8 GBTUD, con un pico de consumo de 119,3 GBTUD el 30 de octubre, día en el cual se registró también el mayor consumo por parte de Termosierra.

En la gráfica se observa que durante el periodo del mantenimiento del campo Cusiana, en el mes octubre, no se registró consumo por parte de la central Termosierra.

En la Tabla 2-8 se presenta de manera detallada los consumos mensuales promedio de gas natural para la generación en el interior, allí se observa que el mayor registro fue de Termoyopal en el mes de octubre y ascendió a 48,0 GBTUD. Así mismo, se puede observar que la misma planta presentó el mayor consumo medio trimestre con un valor de 46,1 GBTUD.

Tabla 2-8: 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/yopal	T/mechero	Total
Septiembre	0,6	-	0,1	0,4	36,1	-	46,7	12,0	95,9
Octubre	-	-	-	-	16,9	-	48,0	12,1	77,0
Noviembre	-	-	0,0	0,4	37,6	-	43,7	12,3	94,0
Promedio Trimestre	0,2	-	0,0	0,3	30,2	-	46,1	12,1	89,0

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

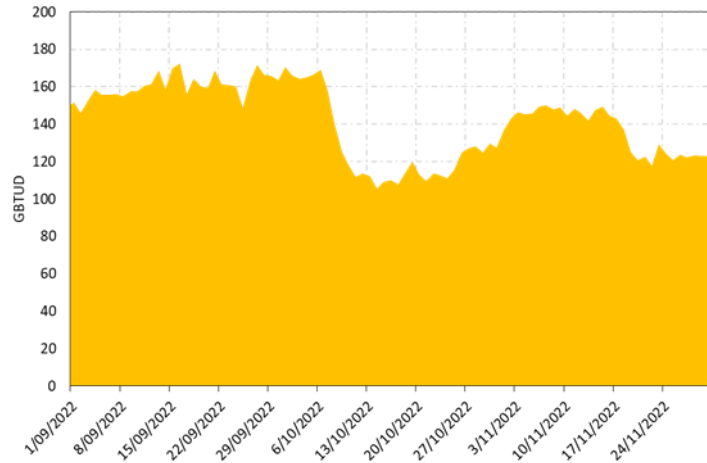


- Refinería:

El sector de Refinería registró un valor medio de consumo de 141,6 GBTUD, con un máximo de 172,5 GBTUD el día 16 de septiembre.

Al igual que en el caso del sector Industrial, se observa una caída en el consumo durante el mes de octubre, asociado a las restricciones de suministro derivadas del mantenimiento del campo Cusiana (ver Figura 2-33).

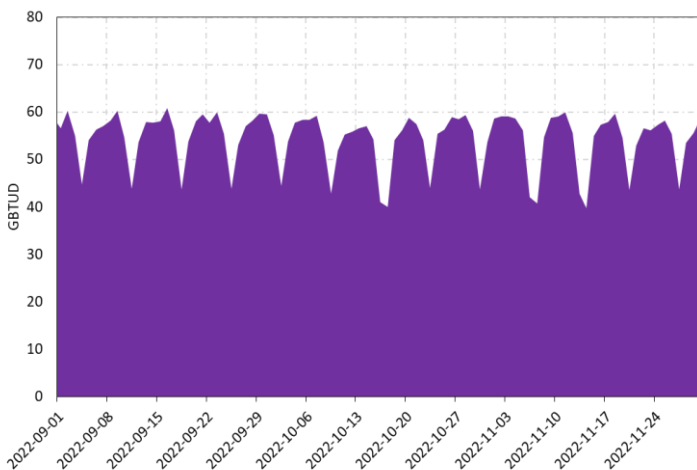
Figura 2-33: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.



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

- GNVC:

Figura 2-34: Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.



En la Figura 2-34 se puede observar que el consumo del sector GNVC tuvo un comportamiento estable, con una estacionalidad semanal típica a lo largo del trimestre. Su consumo medio fue de 54,4 GBTUD, con un valor máximo de 60,8 GBTUD en el mes de septiembre.

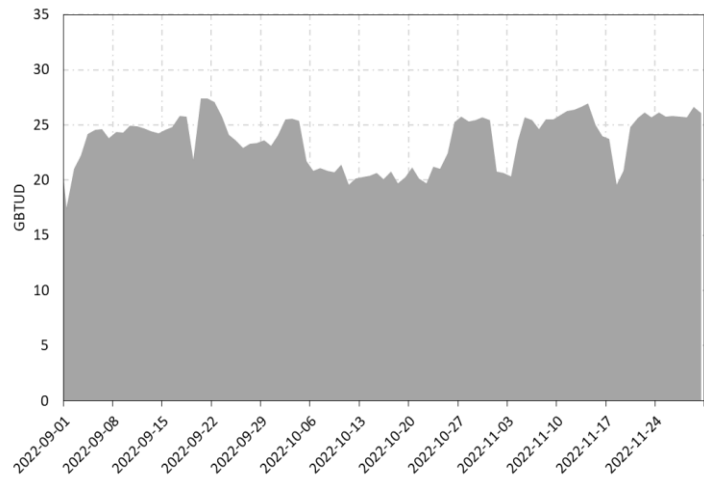
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



- Petroquímica:

Para el sector Petroquímica se registró un consumo medio trimestre de 23,7 GBTUD (ver Figura 2-35). En este periodo el sector alcanzó un máximo de consumo de 27,4 GBTUD y un mínimo de consumo de 17,5 GBTUD, producto del mantenimiento de Cusiana.

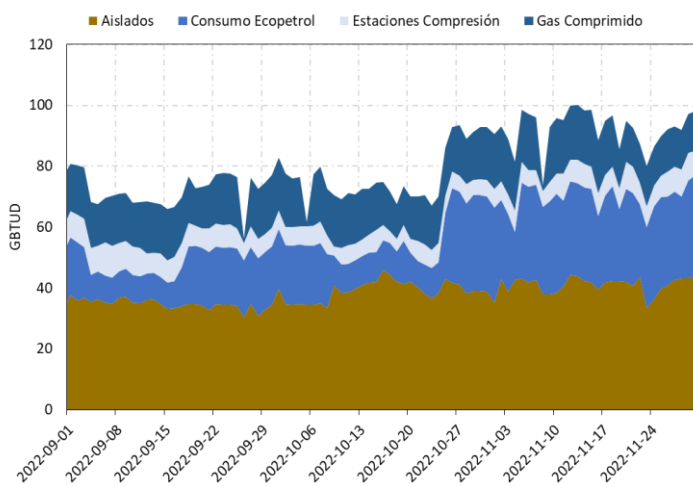
Figura 2-35: Demanda diaria de gas sector Petroquímico en el periodo de análisis.



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

- Otros sectores:

Figura 2-36: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

En la Figura 2-36 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 80,3 GBTUD durante el trimestre.

De estos sectores, la demanda atendida por los campos Aislados tuvo el mayor consumo del trimestre, con un valor medio de 38,3 GBTUD, seguido por el Consumo Ecopetrol con un valor de 20,0 GBTUD y Gas comprimido con 15,2 GBTUD.

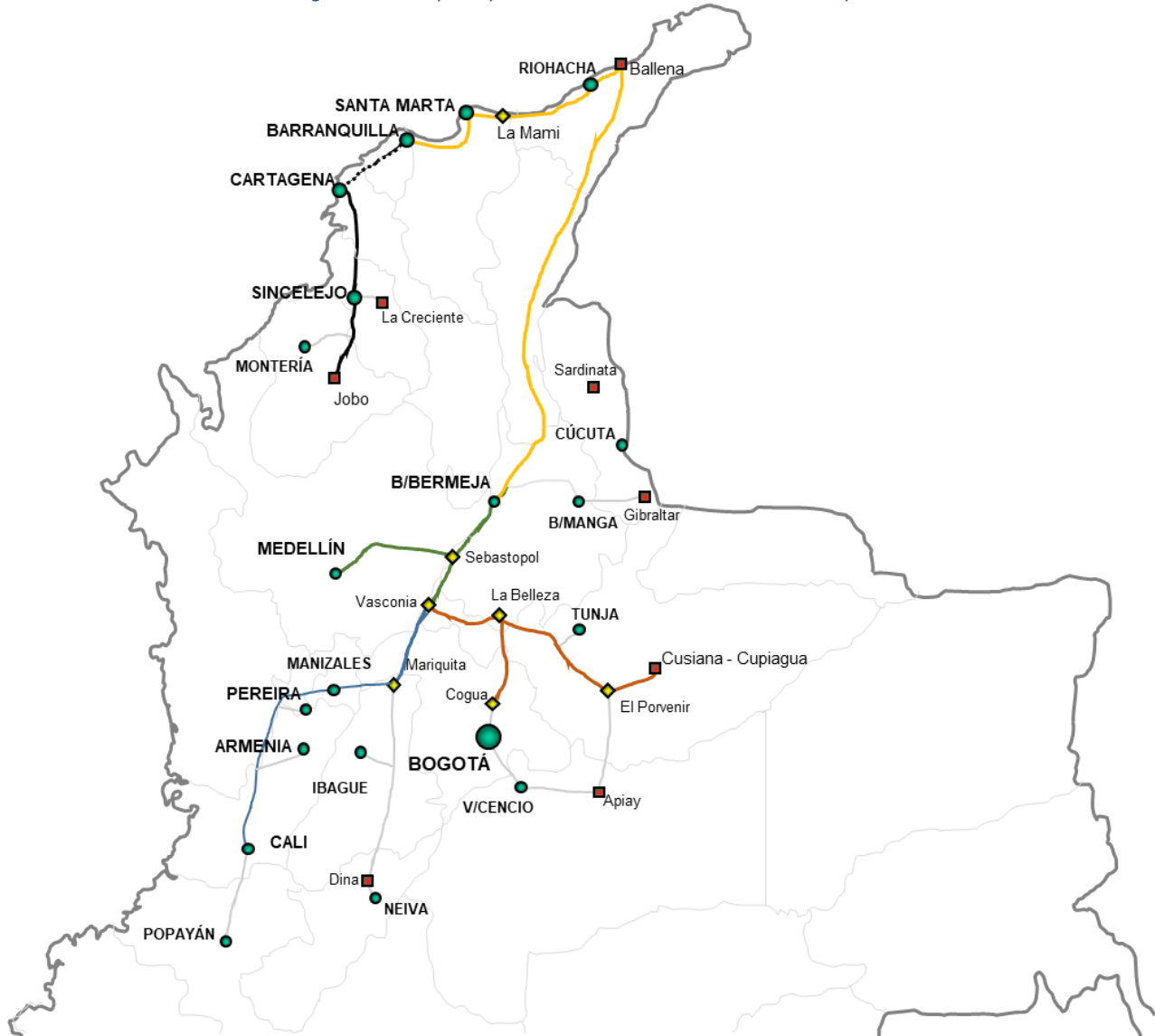
⁶ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria



2.2.3. Uso de la infraestructura de transporte de gas natural

En la Figura 2-37 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 2-37: Mapa esquemático del Sistema Nacional de Transporte



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

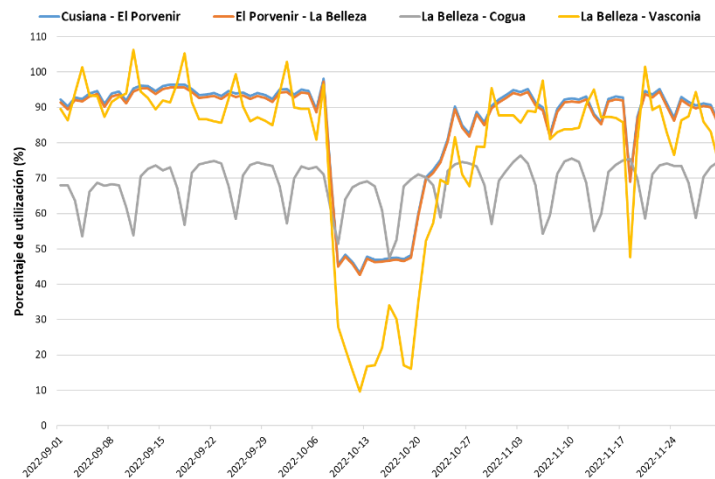
A continuación, se presenta de manera detallada el porcentaje de uso los principales tramos del Sistema Nacional de Transporte:



- Oriente:

En la Figura 2-38 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 y El Porvenir – La Belleza se ubicaron por encima del 90,0% durante el trimestre, a excepción de algunos días del mes de octubre, cuando cayó por debajo del 50,0% debido al mantenimiento realizado en el campo de producción Cusiana. Respecto al tramo La Belleza – Cogua, su porcentaje de utilización osciló entre 50,0% y 75,0% aproximadamente.

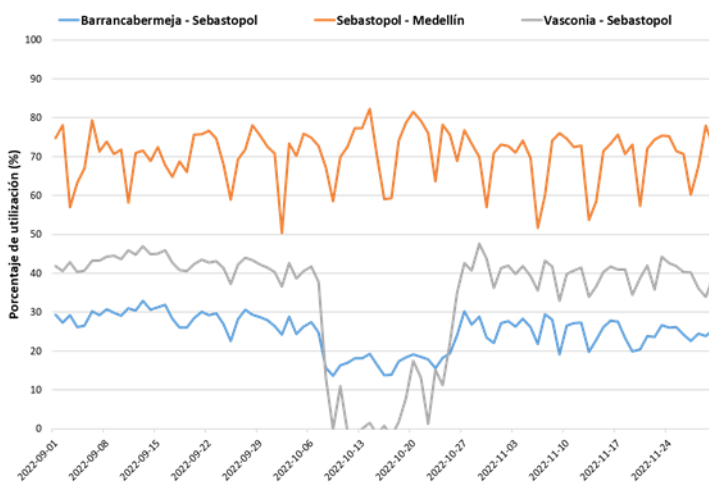
Figura 2-38: Porcentaje de utilización por tramos gasoductos origen Cusiana.



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

- Centro:

Figura 2-39: Porcentaje de utilización gasoductos Centro.



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

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 80,0% (ver Figura 2-39).

En contraste, el tramo Barrancabermeja – Sebastopol registró el menor promedio de uso, con valores que se ubicaron la mayor parte del tiempo por debajo del 30,0%.

Para este sistema de ductos también se observa afectación en el porcentaje de utilización durante el mes de octubre,

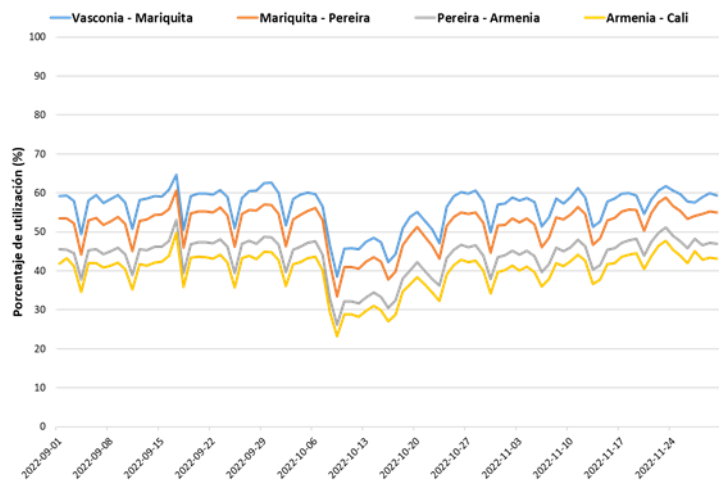
asociado al mantenimiento del campo de producción Cusiana, en particular para el tramo Vasconia - Sebastopol.



- Occidente:

Respecto a los ductos que transportan el gas al occidente del país, se evidencia un comportamiento estable durante todo el periodo, a excepción de la caída durante el mes de octubre. En todos los casos el porcentaje de utilización tuvo un valor medio por debajo del 60,0% (ver Figura 2-40).

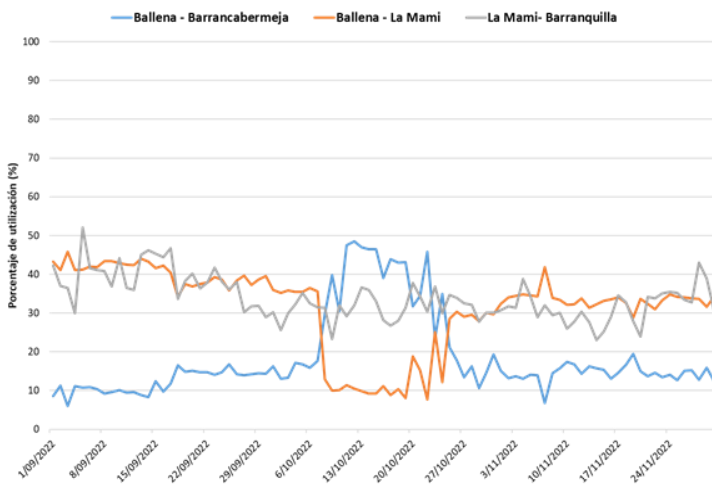
Figura 2-40: Porcentaje de uso utilización gasoductos occidente.



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

- Ballena:

Figura 2-41: Porcentaje de uso por tramos del gasoductos con gas origen Ballena.



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

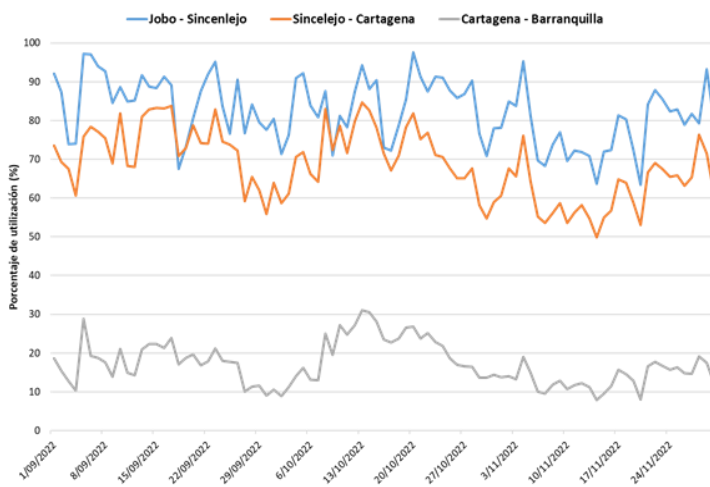
Los gasoductos que transportan el gas origen campo Ballena, tanto para el interior del país como para la Costa Caribe, registraron un porcentaje de utilización medio inferior al 50,0% durante el trimestre (ver Figura 2-41).

En la gráfica se observa que durante el mantenimiento del campo Cusiana del mes de octubre, el porcentaje de uso del tramo que va hacia el interior del país se incrementó hasta valores cercanos al 50,0% mientras que el porcentaje de uso del tramo con flujo hacia la Costa (Ballena – La Mami) decreció hasta cerca del 10,0%.



- Sur Costa:

Figura 2-42: Porcentaje de utilización tramos gasoducto gas origen Jobo.



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

De este sistema de ductos se encuentra que los tramos Jobo – Sincelejo y Sincelejo – Cartagena registraron un porcentaje de utilización medio superior al 60,0% de su capacidad (ver Figura 2-42). En contraste se observa que el tramo Cartagena – Barranquilla tuvo un porcentaje de utilización que se ubicó por debajo del 30,0% la mayoría del tiempo.

2.2.4. Disponibilidad de la infraestructura de gas natural

2.2.4.1. Mantenimientos programados:

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.

Durante el periodo comprendido entre septiembre y noviembre de 2022 se efectuaron 26 mantenimientos programados en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 92,3% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 7,7% 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:

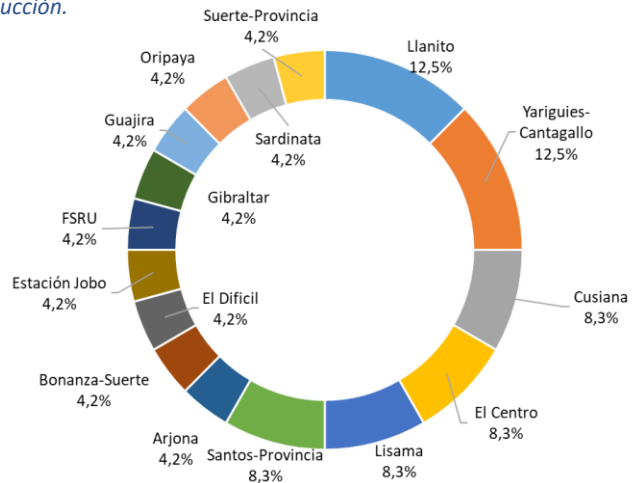


- Producción:

La Figura 2-43 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. Los campos de producción donde más se realizaron mantenimientos programados fueron Llanito y Yarigües-Cantagallo con un total de 3 registros cada uno, seguidos por Cusiana, El Centro, Lisama y Santos-Provincia con 2 registros en cada caso.

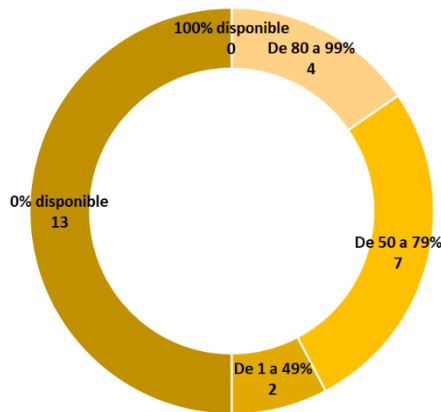
Cerca del 79,2% del total de mantenimientos en la infraestructura de producción se llevaron a cabo en campos de Ecopetrol. También se resalta que durante el mes de septiembre se realizó el mantenimiento de la planta de regasificación.

Figura 2-43: Distribución de mantenimientos programados por campo de producción.



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

Figura 2-44: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

Así mismo, en la Figura 2-44 se puede observar que del total de mantenimientos hubo 13 que restringieron la totalidad del suministro de los campos al sistema.

De estos registros predomina el mantenimiento de los activos de producción del campo Cusiana que se llevó a cabo durante los días 9 y 20 de octubre, el cual impactó significativamente la oferta de gas natural al interior del país e implicó una coordinación entre agentes para permitir la atención de la demanda esencial, de lo que se destaca la gran dependencia que tiene el país de estos campos.

Es importante mencionar que, durante estos eventos, no hubo desatención a la demanda esencial.



- Transporte:

En cuanto a los mantenimientos programados de la infraestructura de transporte, se registraron los siguientes 2 eventos:

- Gasoducto Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga: 14 de noviembre.
- Gasoducto Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga: 20 de noviembre.

2.2.4.2. 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 2 eventos, de los cuales 1 está asociado a infraestructura de transporte y el otro evento corresponde a un mantenimiento de producción así:

- Transporte: Sistema de transporte Transmetano hacia Medellín. 14 al 18 de septiembre.
- Producción: Cusiana y Cupiagua – Ecopetrol. 18 al 20 de noviembre.



3. Mercado 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 y restricciones, posteriormente se realiza una revisión de las variables relacionadas con los recursos con los que se atendió la demanda, disponibilidad de infraestructura y recurso hídrico.

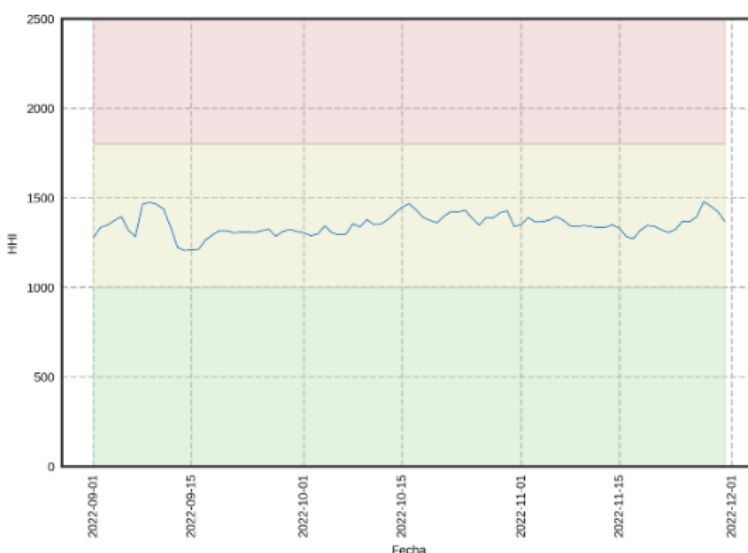
3.1. Análisis de indicadores y contratación

3.1.1. Indicadores de concentración

Dada la naturaleza oligopólica del mercado eléctrico; los agentes generadores pueden tener incentivos para ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia, igualmente, pueden tener disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. Para identificar dichos comportamientos, se han desarrollado indicadores que determinan el grado de concentración o el impacto que un agente pueda tener en un mercado. Este 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. Este indicador permite medir la concentración en un mercado y es sugerido como un indicador de estructura de mercado, dado que tiene en cuenta tanto el número de competidores como su participación relativa en el mismo⁷.

3.1.1.1. Disponibilidad Real:

Figura 3-1 HHI disponibilidad



Durante el periodo, el HHI de disponibilidad real se encontró en un nivel medio de concentración de acuerdo con la clasificación del departamento de justicia de los Estados Unidos⁸, con un promedio de 1.349,34. Así mismo, su máximo fue de 1.477,80, y su mínimo de 1.204,27; comportamiento usual del mercado eléctrico colombiano.

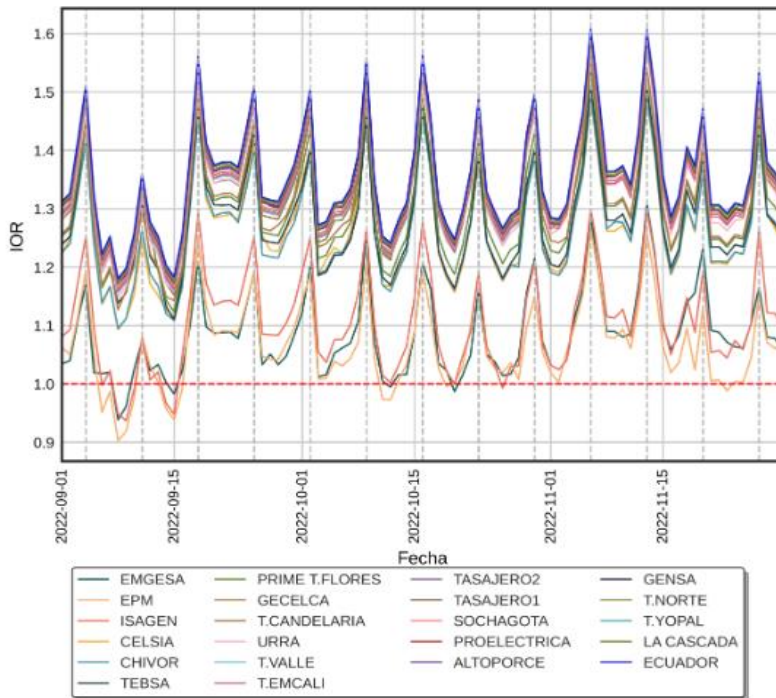
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinerqox-XM

⁷https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

⁸Recuperado de <https://onx.la/a50d6>

3.1.2. Índice de Oferta Residual

Figura 3-2: Índice de oferta residual



Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

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.

Durante el trimestre, el indicador IOR fue menor a 1 en 14 días, 8 de éstos en el mes de septiembre, 5 en octubre y 1 en el mes de noviembre.

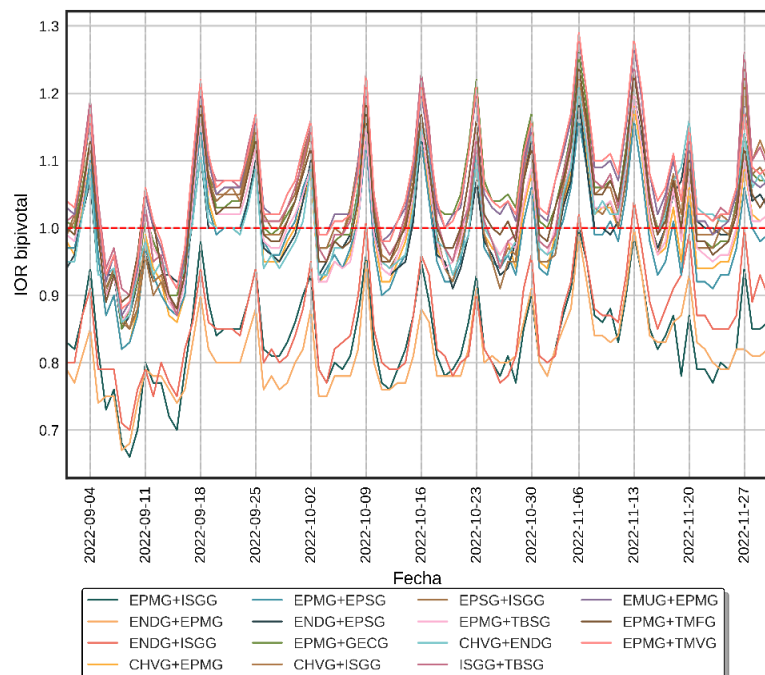
En el periodo analizado el agente que con más registros por debajo del umbral fue EPM al contabilizar un total de 73 horas con un IOR menor a 1.

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.

También es de resaltar, que no solo las combinaciones indicadas de los agentes principales pueden afectar el

Figura 3-3: Índice de oferta residual bipivotal



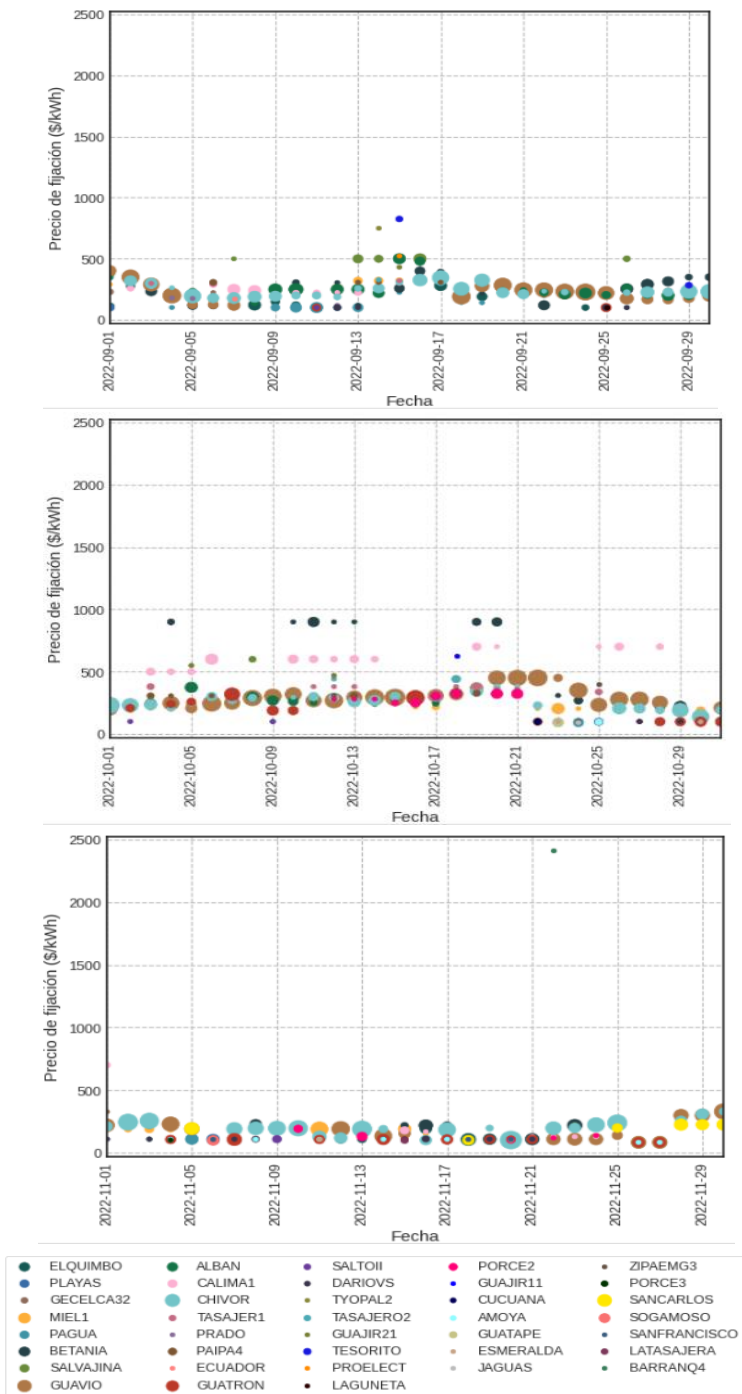
Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM



precio de bolsa, existen combinaciones tales como ENEL-GECELCA, EPM-TEBSA, ENEL-CHIVOR o ISAGEN-CELSIA, entre otros, que podrían afectar el precio de bolsa de forma combinada.

3.1.3. Seguimiento a la Fijación de Precios de Bolsa

Figura 3-4: Fijación precios de bolsa



Durante el trimestre, 38 plantas fijaron el precio de bolsa. Durante septiembre, la fijación del precio de bolsa promedio fue de 241.09 \$/kWh. Así mismo, para el mes de octubre, la fijación del precio de bolsa promedio fue 299.01 \$/kWh y para noviembre el promedio fue de 174.63 \$/kWh.

Las plantas que más fijaciones tuvieron fueron GUAVIO, CHIVOR, BETANIA, MIEL1, ALBAN, GUATRON y EL QUIMBO, siendo responsables de un 78.55% del total del periodo.

En septiembre, se observaron 22 oportunidades, en las cuales el precio de bolsa horario fue superior al promedio de día en un factor significativo (1.6 veces), mientras que para octubre se observaron en 54 oportunidades, y en noviembre en 5 oportunidades.

Durante el trimestre, 13 agentes fijaron el precio de bolsa. Para todos los meses, cinco agentes fijaron más del 98,0% de los precios de bolsa en el mercado. **Estos agentes fueron ENEL, EPM, ISAGEN, CHIVOR y CELSIA.**

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



La Tabla 3-1 presenta el resumen de participaciones para cada mes del periodo analizado.

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

	ENEL	EPM	ISAGEN	CHIVOR	CELSIA	OTROS
Septiembre	47,64%	21,39%	19,44%	5,42%	2,36%	3,75%
Octubre	45,83%	17,88%	11,16%	5,78%	14,38%	4,97%
Noviembre	41,25%	26,94%	2,64%	15,97%	12,78%	0,42%

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

3.1.4. Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente

3.1.4.1. Precio de Bolsa Vs Volumen Útil:

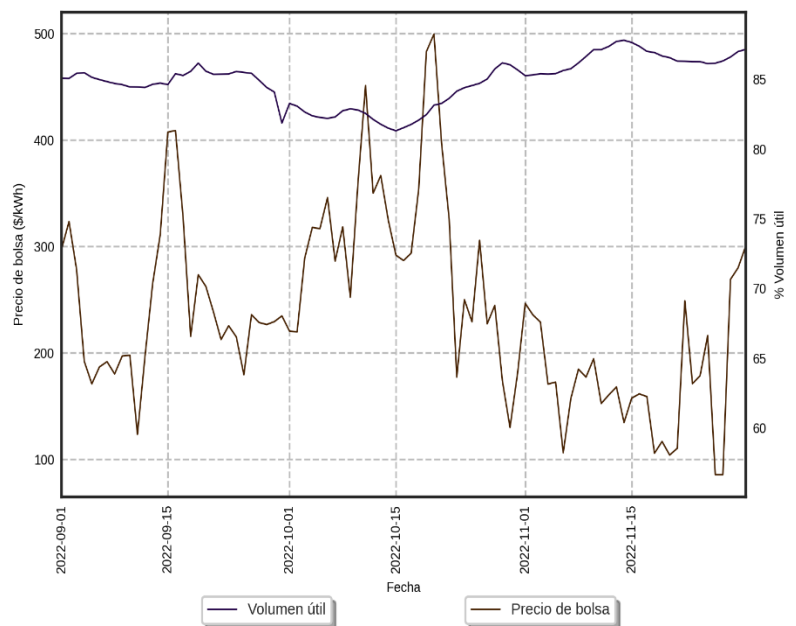
El Volumen Útil inició en septiembre de 2022 en 85.09%. El promedio para este mismo mes fue de 83,23%. Como se observa en la Figura 3-5, el volumen útil durante el trimestre estuvo por encima del 80%, llegando a su máximo el 14 de noviembre de 2022 (88,24%).

En cuanto al precio promedio de bolsa, el mismo presentó una gran variabilidad en el trimestre con un mínimo de 85,57 \$/kWh y un máximo de 499,65 \$/kWh, se aprecia una leve relación negativa entre la tendencia del precio promedio de bolsa con respecto al porcentaje total del volumen útil agregado nacional.

Es de resaltar que se observa una gran variabilidad en el precio de bolsa frente a la variabilidad del embalse agregado.

Lo anterior podría indicar que es una señal asociada a que los agentes consideran otras variables adicionales y diferentes a las hidrológicas en la definición del precio de oferta de acuerdo con las Resoluciones CREG 055 de 1994 y 024 de 1995.

Figura 3-5 Precio de bolsa y Volumen útil



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

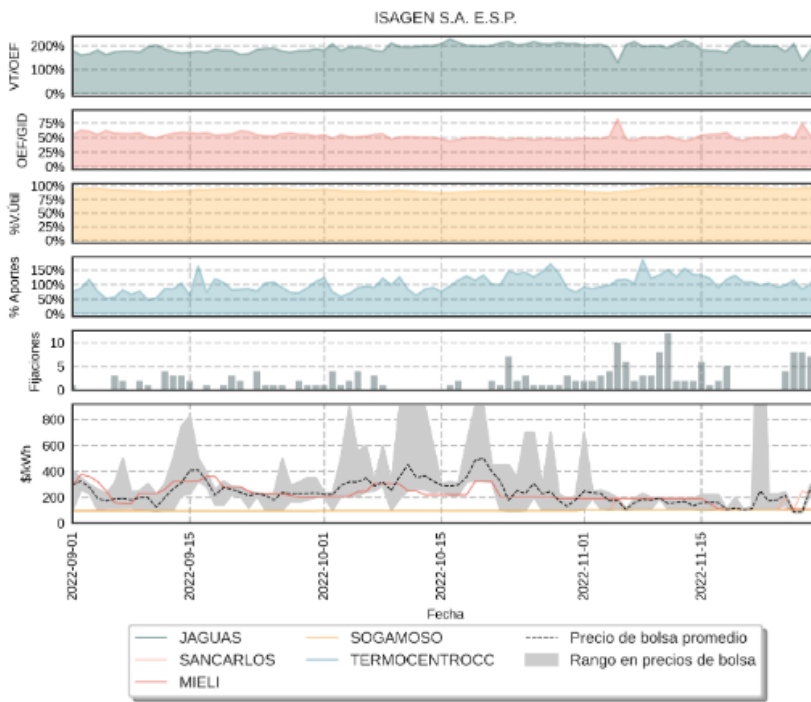


3.1.5. Comparación de Variables por Agente

Esta sección presenta un análisis de las variables observadas para los siguientes agentes: ISAGEN, ENEL, EPM, CELSIA y AES COLOMBIA.

3.1.5.1. ISAGEN:

Figura 3-6 Comparación variables ISAGEN



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

fue de 90,15%, y fue 94,56% durante el mes de noviembre.

Finalmente, al revisar los precios ofertados por el agente en sus plantas de generación, se observa que los precios para las plantas hidroeléctricas Jaguas, Sogamoso y San Carlos se mantuvieron en los mínimos regulatorios en gran parte del trimestre, por lo cual no afectaron el precio de bolsa. Mientras que para la planta Miel I el agente ofertó precios entre 102 \$/kWh y 375\$/kWh y para la planta térmica de Termocentro ofertó valores entre 1.316 y 1.790 \$/kWh. (ver Tabla 3-2).

Durante el trimestre, las ventas totales de energía fueron en promedio 91,14% superiores a sus obligaciones de energía firme, lo cual indica que el agente además del cargo tiene entradas por ventas en contratos y ventas en bolsa.

En relación a las obligaciones de energía firme, fueron en promedio el 52,7% de la generación ideal durante el trimestre, es decir frente a la responsabilidad de mantener la disponibilidad, el agente presentó para su portafolio una disponibilidad superior a sus obligaciones de energía en firme⁹.

En cuanto al volumen útil de ISAGEN S.A. E.S.P., durante septiembre su promedio fue de 92,66%, mientras que para octubre

⁹ En relación a esta afirmación, se aclara que esto hace referencia al portafolio y no a cada una de las plantas tal como es la definición para el cargo.



Tabla 3-2 Resumen de precios plantas ISAGEN (\$/kWh)

Planta	Promedio \$/kWh	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
JAGUAS	96,9	94,3	4,13	93,73	102,74
MIELI	215,51	205	69,42	102,74	375
SANCARLOS	105,13	94,3	31,27	93,73	248
SOGAMOSO	96,9	94,3	4,13	93,73	102,74
TERMOCENTROCC	1.565,26	1.627,26	200,16	1.316,9	1.790,95

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.5.2. ENEL:

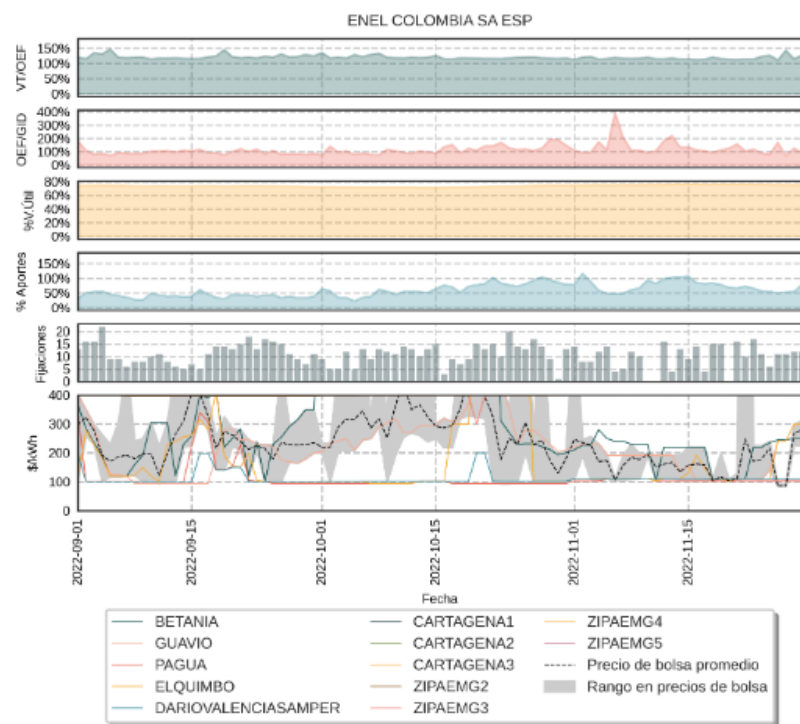
Para el agente ENEL COLOMBIA SA ESP (Figura 3-7), las ventas totales de energía del trimestre fueron en promedio 20,23% superiores a sus obligaciones de energía firme, es decir, el agente adicional a los ingresos por OEFs, también tuvo ingresos importantes por ventas en contratos y ventas en bolsa.

Para este agente, las obligaciones de energía firme, fueron en promedio, 16,78% superiores en relación a su generación ideal durante el trimestre.

En cuanto al volumen útil, para septiembre su promedio fue de 73,91%, para octubre fue de 72,69%, y para noviembre, el mismo fue de 75,8%.

En cuanto a los precios ofertados por las plantas de este agente, se observa que el portafolio hidroeléctrico tuvo una gran variabilidad durante el trimestre analizado, en donde la desviación estándar de las ofertas se ubicó entre 41% y 95% del precio medio de las ofertas de las plantas. De esto se destaca, que a excepción de las plantas Darío Valencia Samper y Pagua, el precio de oferta fue al menos el doble del precio mínimo de la oferta por regulación. Con respecto a las plantas térmicas, se observa una variabilidad mínima en las ofertas promedio

Figura 3-7 Comparación de variables ENEL



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



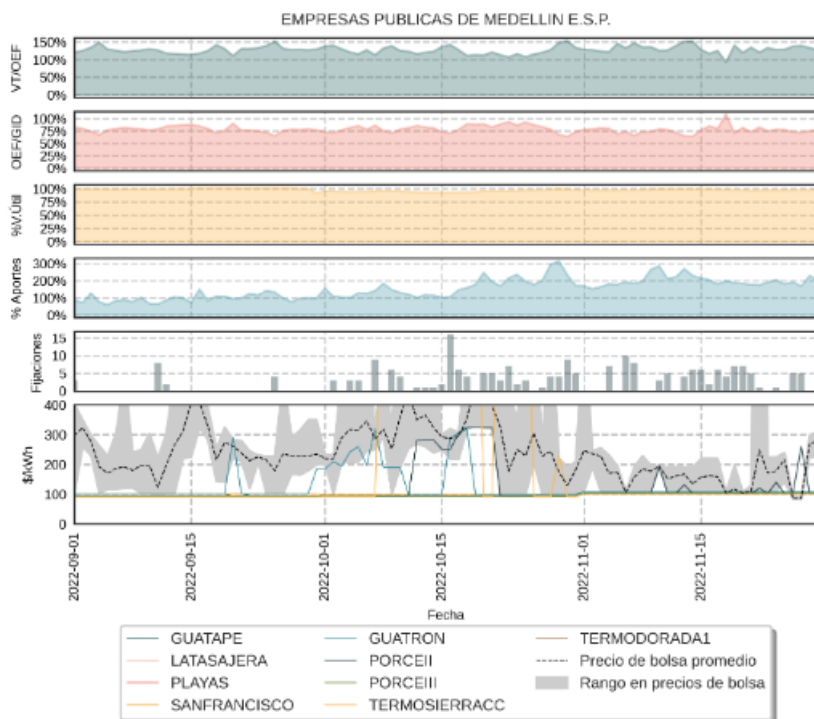
del periodo analizado, con una oferta media en las plantas de carbón de 423,4 \$/kWh y de 1.618,2 \$/kWh para las plantas respaldadas con combustibles líquidos (ver Tabla 3-3).

Tabla 3-3 Estadísticos precios de oferta plantas ENEL (\$/kWh)

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
BETANIA	392,92	245	295,03	101,38	900
CARTAGENA1	1.595,31	1.595,93	13,15	1.548,44	1.604,37
CARTAGENA2	1.572,15	1.572,72	12,97	1.525,97	1.581,16
CARTAGENA3	1.687,15	1.687,97	13,85	1.637,52	1.696,41
DARIOVALENCIASAMPER	111,93	102,09	23,17	101,38	200
ELQUIMBO	194,77	110,39	179,93	94,3	900
GUAVIO	219,22	220	92,28	93,73	451
PAGUA	111,78	102	46,23	93,73	350
ZIPAEMG2	399,7	398,33	11,32	300	406,77
ZIPAEMG3	422	428	21,18	300,1	445,96
ZIPAEMG4	437,59	435,14	4,06	434,29	443,58
ZIPAEMG5	434,37	427,3	8,17	426,46	447,74

3.1.5.3. EPM:

Figura 3-8 Comparación de variables EPM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., fueron en promedio 28,25% superiores a sus obligaciones de energía firme del periodo.

Por su parte, las obligaciones de energía firme, fueron en promedio el 78,85% de la generación ideal.

En relación al volumen útil, EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. tuvo un promedio de 100,24% durante el mes de septiembre, mientras que para el mes de octubre el promedio fue de 95,45%, y de 98,01% en promedio durante noviembre.

Para las plantas hidroeléctricas Guatape, La Tasajera, Playas, Porce III y San Francisco el agente tuvo en sus ofertas precios cercanos a 100 \$/kWh durante todo el trimestre, mientras que para las plantas Guatiron y Porce II, las ofertas estuvieron ligeramente por encima de 120 \$/kWh (ver Figura 3-8). En cuanto a las plantas a gas, el agente presentó para Termosierra ofertas que oscilaron entre 91,19 \$/kWh y 1.623,95 \$/kWh, valores que conllevaron a un precio promedio trimestral de 298 \$/kWh. Los valores máximos ofertados tuvieron lugar durante el



mantenimiento del campo Cusiana. Respecto a la central Termodorada1 tuvo precios medios en 1.841,88 \$/kWh. La Tabla 3-4 presenta los estadísticos por planta durante el periodo.

Tabla 3-4 Estadísticos precios de oferta plantas EPM

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
GUATAPE	97,06	94,3	4,15	93,73	102,74
GUATRON	125,73	101,18	54,6	100,32	321
LATASAJERA	96,9	94,3	4,13	93,73	102,74
PLAYAS	103,05	101,18	3,32	100,32	107,72
PORCEII	122,57	94,3	65,01	93,73	324
PORCEIII	96,9	94,3	4,13	93,73	102,74
SANFRANCISCO	103,04	101,18	3,32	100,32	107,72
TERMODORADA1	1.841,88	1.795,53	114,37	1.748,77	2.041,51
TERMOSIERRACC	298,91	100,19	446,94	91,19	1.623,95

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.5.4. CELSIA:

Para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., las ventas totales de energía fueron 6,06% superiores a sus obligaciones de energía firme durante el periodo, lo cual da entender que el agente tiene una misma proporción de ingresos por OEFs y por ventas en contratos y ventas en bolsa.

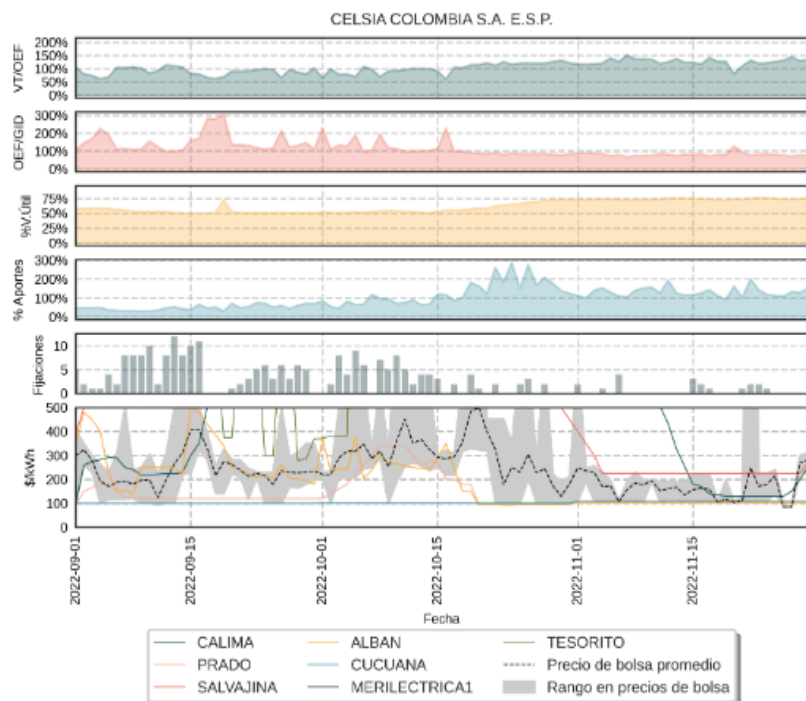
Por su parte, las obligaciones de energía firme fueron 14,36% inferiores en relación a la generación ideal.

El volumen útil del agente durante el mes de septiembre fue en promedio de 53,39%, en octubre fue de 58,51%, y en noviembre tuvo un promedio de 74,09%.

En cuanto a los precios de oferta, se observó que, durante el trimestre,

las plantas Calima y Salvajina, estuvieron por encima del precio de bolsa (ver Figura 3-9), buscando generar solo por seguridad y no por mérito, basados principalmente en el nivel de sus embalses. Otras plantas hidroeléctricas del agente, presentaron precios de oferta con valores que se ubicaron entre 100 y 200

Figura 3-9 Comparación de variables CELSIA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



\$/kWh, es decir por encima del precio base regulatorio, reduciendo sus ofertas solo para el mes de noviembre con mayores aportes en todos sus embalses.

Es de resaltar, que Calima tuvo una disminución importante en los aportes, y Salvajina maneja caudal ambiental, que hace que estas plantas no entren en mérito de forma continua.

Los estadísticos básicos se presentan en la Tabla 3-5 a continuación:

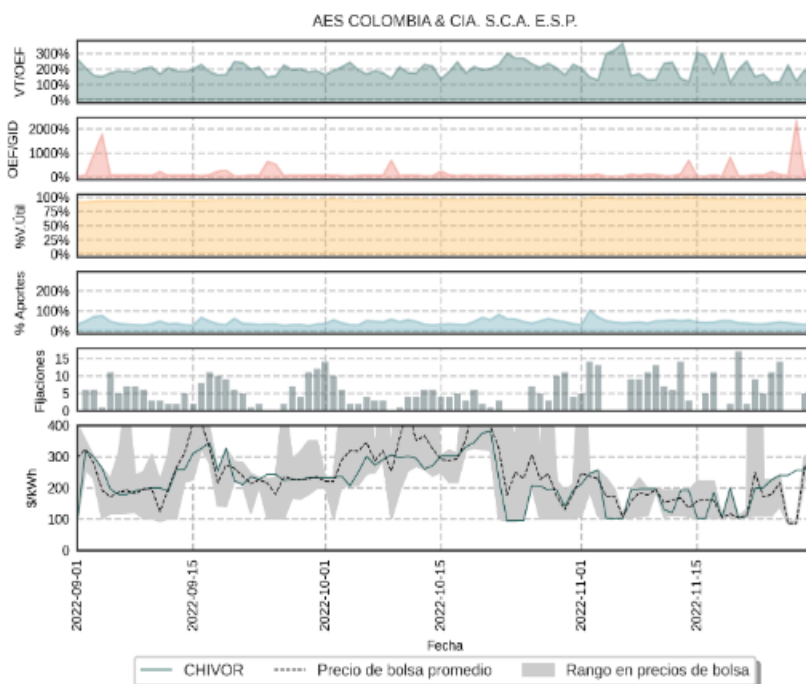
Tabla 3-5 Estadísticas básicas precios de oferta CELSIA

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
ALBAN	192,13	150	108,1	94,3	501
CALIMA	453,34	501	206,89	93,73	701
CUCUANA	103,4	100,8	4,13	100,23	109,24
MERILECTRICA1	1.639,44	1.770,2	257,77	949,38	1.893,85
PRADO	138,42	119	64,67	93,73	340
SALVAJINA	451.48	500	163,95	225	700

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.5.5. AES COLOMBIA:

Figura 3-10 Comparación de variables AES COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las ventas totales de energía de AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. en el periodo analizado, fueron un 97,1% superiores a sus obligaciones de energía firme.

De otra parte, las obligaciones de energía firme fueron en promedio, 69,82% superiores a la generación ideal de este agente durante el trimestre.

Para AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P., el volumen útil pasó de 94,57% en septiembre, a 96,47% en octubre, finalizando en 97,26% durante noviembre.

Los precios ofertados por la planta CHIVOR iniciaron el trimestre alrededor de 300 \$/kWh,

manteniéndose en valores similares hasta mediados de octubre, cuando redujeron sus ofertas de precio alrededor de 150 \$/kWh (Ver Tabla 3-6).



Tabla 3-6 Estadísticas básicas Aes Colombia

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	224,52	226,70	70,79	93,73	381,30

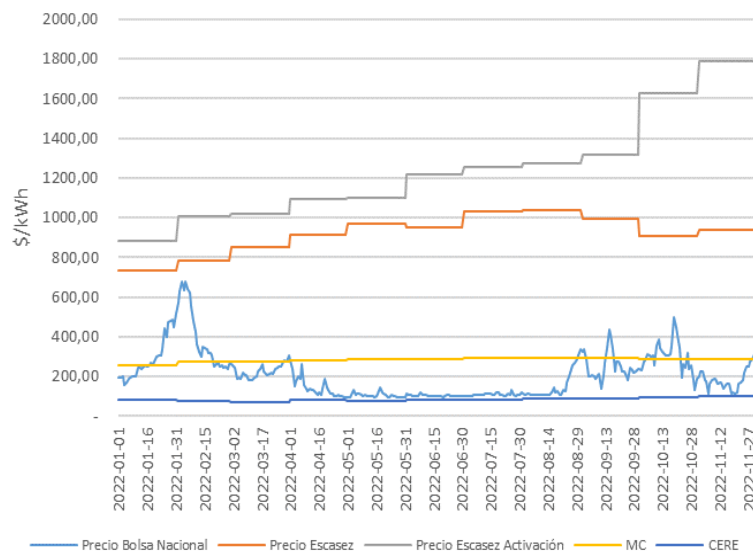
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.5.6. Precios Representativos del Mercado:

El precio de bolsa en la primera mitad del trimestre analizado fluctuó alrededor del MC promedio de septiembre y octubre, mientras en la segunda mitad del trimestre el precio de bolsa se redujo acercándose al precio del CERRE. (ver Figura 3-11).

El MC promedio del trimestre fue 289,7 \$/kWh, equivalente a una reducción de -2,4 \$/kWh (-0,82%) con respecto al trimestre anterior que se ubicó en 292,1 \$/kWh. Por su parte el CERRE, tuvo un valor promedio de 96,3 \$/kWh, 11,11% por encima del trimestre anterior, cuyo promedio fue 86,87 \$/kWh.

Figura 3-11 Precios representativos del mercado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El Precio de Escasez, pasó en promedio de 1.006,87 \$/kWh en el trimestre anterior a 949,65 \$/kWh en el trimestre septiembre-noviembre de 2022, reduciéndose un 5,68%. Por su parte, el Precio de Escasez de Activación aumentó de 1.247,81 \$/kWh en promedio durante el trimestre anterior, a 1.575,58 \$/kWh durante el trimestre analizado (26,27% de aumento).

La Tabla 3-7 presenta una comparación de precios del mercado. Se puede observar que, el porcentaje del precio de bolsa comparado contra el CERRE fue 172,77% durante septiembre, 204,09% durante octubre y para el mes de noviembre en 86,76%. Así mismo, el precio de bolsa promedio, comparado contra el MC fue negativo, es decir, que el precio de bolsa fue inferior al MC en 19% y 30% en octubre y noviembre mientras en el mes de septiembre el precio de bolsa fue superior al MC en alrededor de un 10%; se observa que MC a partir de octubre disminuyó a valores de junio.



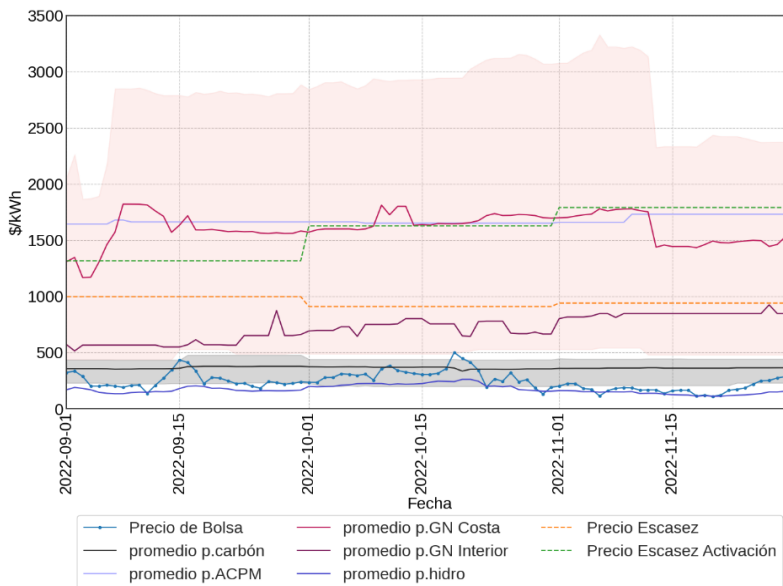
Tabla 3-7 Precios de bolsa promedio vs MC y CERE

Mes	Precio Bolsa Nacional (\$/kWh)	Precio Escasez (\$/kWh)	Precio Escasez Activación (\$/kWh)	MC (\$/kWh)	CERE (\$/kWh)	%PB mayor al CERE	%PB vs MC	%MC vs CERE
Junio	104,14	952,52	1.217,80	288,34	85,00	22,52	-59,72	239,21
Julio	109,40	1.030,08	1.253,10	294,34	85,71	27,64	-64,86	243,42
Agosto	150,89	1.037,23	1.272,37	293,56	89,27	69,02	-61,96	228,84
Septiembre	251,07	997,30	1.316,90	293,98	92,04	172,77	9,76	219,39
Octubre	298,17	909,89	1.627,26	288,96	98,06	204,09	-18,56	194,69
Noviembre	184,66	940,18	1.790,95	286,23	98,88	86,76	-29,89	189,48

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.5.7. Precios promedio por energético:

Figura 3-12 Precio promedio de ofertas por energético



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Los precios promedio ofertados (Figura 3-12) en el mercado spot por parte de las plantas hidroeléctricas, fueron más altos que el trimestre anterior. En particular, durante el mes de octubre, los precios promedio de las ofertas de plantas hidroeléctricas fueron superiores a 200 \$/kWh aumentando los precios de bolsa promedio.

Por su parte, los precios promedio ofertados por plantas a carbón, continuaron aumentando durante el trimestre septiembre-noviembre de 2022, llegando a estar en promedio, en 364 \$/kWh.

En cuanto a los precios ofertados por plantas a Gas Natural en el interior del país, estuvieron alrededor de 723 \$/kWh, mientras que las plantas de la Costa Atlántica, tuvieron ofertas que superaron los 1.550 \$/kWh en promedio, superando al precio de escasez de activación del mes de septiembre que fue de 1.316,90 \$/kWh. La Tabla 3-8 presenta los precios promedio de las ofertas diarias para el mercado Spot del Mercado de Energía Mayorista.



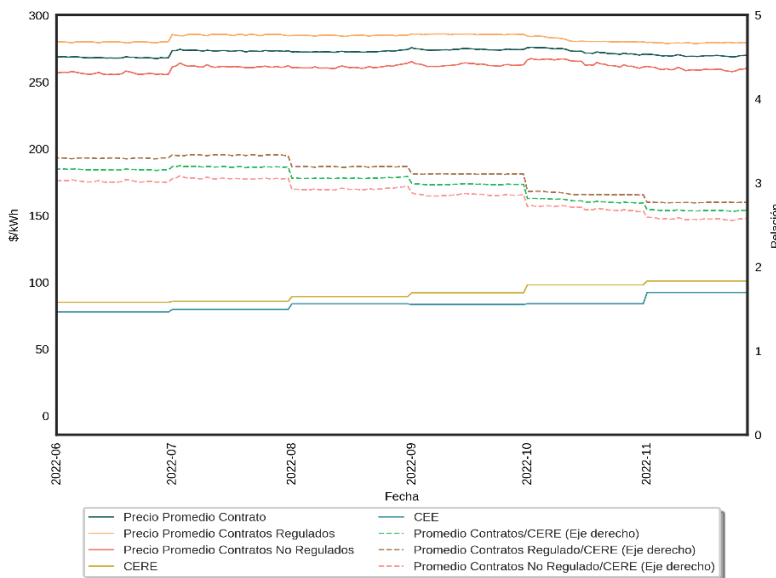
Tabla 3-8 Precios de oferta promedio por recurso energético

Mes	Hidro	Carbón	Interior-GN	Costa-GN	Líquidos
Junio	96,72	310,64	476,82	1.171,17	1.250,97
Julio	97,34	332,88	503,67	1.294,52	1.390,00
Agosto	117,12	353,00	496,34	1.217,97	1.600,80
Septiembre	164,43	366,15	600,20	1.568,67	1.659,80
Octubre	211,45	363,23	725,67	1.671,31	1.653,91
Noviembre	138,08	362,08	843,35	1.579,78	1.709,32

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.5.8. Precios Promedio de contratos vs CERE:

Figura 3-13 Precio promedio de contratos vs CERE



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 3-13 presenta el precio promedio de contratos para la actividad de generación en el Mercado de Energía Mayorista.

Así mismo, presenta los valores de CERE y CEE calculados por XM. En la gráfica se puede observar que los valores del CEE y del CERE son muy similares en magnitud durante el periodo de análisis. Estos costos representan el costo de la energía del cargo por confiabilidad, que a su vez está ligado a las inversiones de expansión, que a su vez están asociados al concepto de retorno de inversión de CAPEX de largo plazo

percibido por el mercado (Documento CREG, cargo por confiabilidad, 17 de Julio de 2006¹⁰).

Durante el trimestre septiembre-noviembre de 2022, el precio promedio de contratos disminuyó levemente respecto al trimestre anterior. Solo en el mes de septiembre se presentó un aumento cercano a 1,6 \$/kWh, contrastado con los meses de octubre y noviembre en los cuales se experimentaron disminuciones en los contratos entre 1,54 \$/kWh y 4,88 \$/kWh (entre 0,59% y 1,85%) dependiendo del submercado regulado y no regulado. Por otro lado, el CERE tuvo un crecimiento promedio para el trimestre de 8,51 \$/kWh equivalente a un aumento del 13%.

Se observa que, la relación entre el precio promedio de contratos y el CERE ha disminuido durante los últimos dos trimestres, pasando de 3,16 veces en junio, a 2,67 veces en noviembre de 2022. Para el

10

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/7c7ee4f6ee5328880525785a007a6d04/\\$FILE/CARGO%20POR%20CONFIABILIDAD.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/7c7ee4f6ee5328880525785a007a6d04/$FILE/CARGO%20POR%20CONFIABILIDAD.pdf)



trimestre septiembre-noviembre, la relación Promedio Contratos / CERE, estuvo en promedio en 2,81 veces, mientras que, para el trimestre anterior estuvo en 3,14 veces.

En este sentido, es claro que el precio promedio de contratos para los agentes generadores ha tenido una holgura suficiente que ha permitido a los agentes en general asegurar sus inversiones, incluyendo sus costos de capital. Por lo anterior se esperaría una reducción de esta relación dadas las negociaciones bilaterales en el marco del pacto tarifario entre agentes generadores y comercializadores, liderada por el Ministerio de Minas y Energía, disminuyendo el componente Generación (G) de la factura de energía.

La Tabla 3-9 presenta el resumen de los precios de contratos y su relación con el CERE.

Tabla 3-9 Precios Promedio de contratos vs CERE

Mes	Precio Promedio Contrato	Precio Promedio Contratos No Regulados	Precio Promedio Contratos Regulados	CERE	CEE	Promedio Contratos/ CERE	Promedio Contratos Regulado/ CERE	Promedio Contratos No regulado/ CERE
Junio	268,38	256,51	279,99	85	77,74	3,16	3,29	3,02
Julio	273,49	261,69	285,44	85,71	79,59	3,19	3,33	3,05
Agosto	272,91	261,33	284,97	89,27	83,86	3,06	3,19	2,93
Septiembre	274,51	262,94	285,87	92,04	83,36	2,98	3,11	2,86
Octubre	273,08	264,48	281,5	98,06	83,93	2,78	2,87	2,7
Noviembre	242,79	233,64	251,47	101	92,37	2,4	2,49	2,31

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.6. 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.
- **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.
- **Porcentaje de ventas en contratos contra obligaciones de energía en firme:** Representa la disposición del agente a cumplir con sus obligaciones de energía en firme.

3.1.6.1. 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.



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

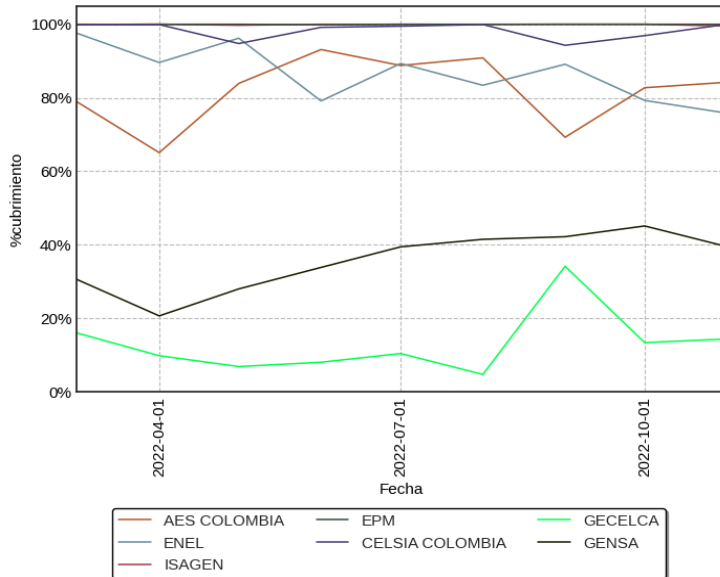
Donde:

CC: Compras de energía en contratos

CB: Compras de energía en bolsa

GI: Generación ideal del agente.

Figura 3-14 Porcentaje de cubrimiento agentes generadores



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En la Figura 3-14, se observa la evolución de este indicador para los agentes generadores más representativos en los dos trimestres anteriores.

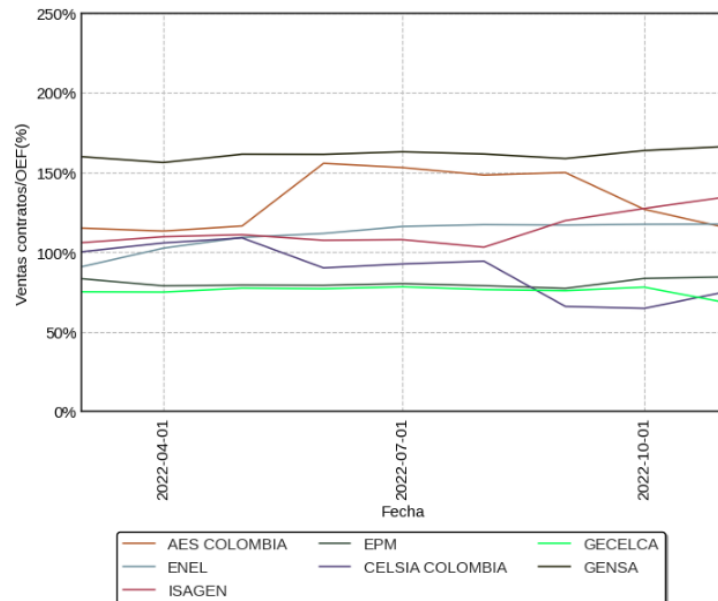
Se observa que, para GECELCA, este indicador estuvo alrededor de 20,64%, muy superior al trimestre anterior en el cual se encontraba en 7,7%, mientras que GENSA, el valor aumentó de 38,25% en el trimestre anterior a cerca de 42,28% para el trimestre septiembre-diciembre de 2022.

Para CHIVOR, el indicador disminuyó comparado contra el anterior, pasando de 90,91% en promedio, a 78,73% en promedio durante este trimestre. Para ENEL, este indicador disminuyó levemente, pasando de un promedio de 83,95% en el trimestre anterior a un promedio de 81,4% en el trimestre actual.



3.1.6.2. Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme:

Figura 3-15 Ventas en contratos / OEF



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El indicador de ventas en contratos sobre obligaciones de energía firme, permite entender cómo es el comportamiento de los agentes y su visión de mediano plazo reflejada a través de sus ventas en contratos frente a sus obligaciones de energía firme.

Se observa que para GECELCA, sus ventas en contratos fueron en promedio un 74% de sus obligaciones de energía en firme, mientras que para EPM este indicador en promedio presentó un valor de 81,67%.

El agente ENEL aumentó este indicador pasando de 114,41% en promedio en el trimestre anterior a 117,28% en el

trimestre septiembre-noviembre, es decir, sus ventas en contratos son un 17,28% superiores a sus obligaciones de energía en firme. Para ISAGEN, sus ventas en contratos representaron un 27,31% más que sus obligaciones de energía, siendo superior al trimestre anterior. CHIVOR redujo sus ventas en contratos en el trimestre septiembre-noviembre, pasando su indicador de 152,32% a 130,66% en el trimestre actual.

CELSIA por su parte disminuyó considerablemente sus ventas en contratos en relación a sus obligaciones de energía en firme, pasando este indicador de 92,29% a 68,54% en promedio para el trimestre actual.

Finalmente, GENSA aumentó sus ventas en contratos sobre OEF, teniendo este indicador un valor de 162,86% en promedio para el trimestre actual.

3.1.6.3. Relación Generación ideal – Ventas en contratos para agentes generadores:

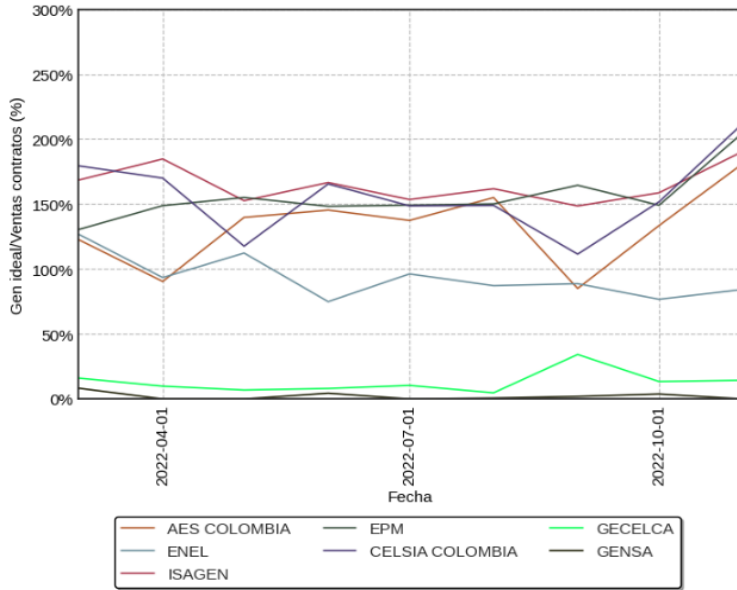
La relación generación ideal sobre ventas en contratos representa la posibilidad que tiene un agente para vender energía en bolsa en el mercado de energía mayorista.

Los agentes CELSIA, ISAGEN y EPM tuvieron al menos un 45% más energía para vender en bolsa que sus ventas en contratos (indicador por encima de 145%) en promedio durante el periodo.

Por su parte, para ENEL, paso de tener en promedio un indicador con 86,46% en el trimestre anterior, a un promedio de 83,27% durante el trimestre septiembre-noviembre.



Figura 3-16 Generación ideal / Ventas en contratos



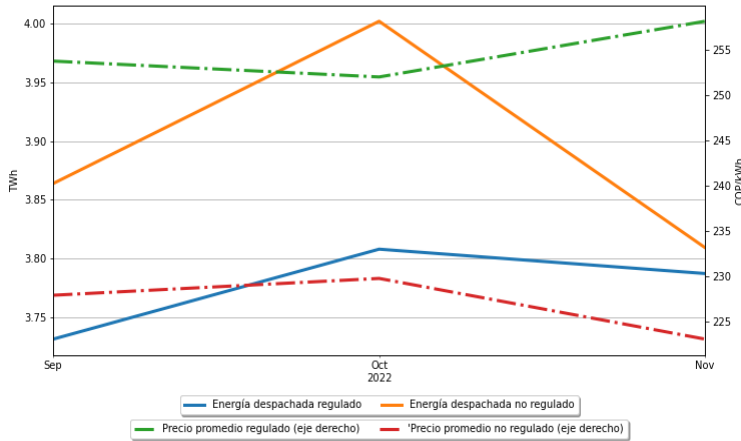
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Finalmente, los agentes GENSA y GECELCA aumentaron este indicador en el trimestre, pasando de 1,7% para GENSA y 7,74% para GECELCA en el trimestre anterior a un promedio de 1,92% y 20,68% en el trimestre actual respectivamente.



3.1.7. Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

Figura 3-17 Resumen precios promedio y energía total por mercado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

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.

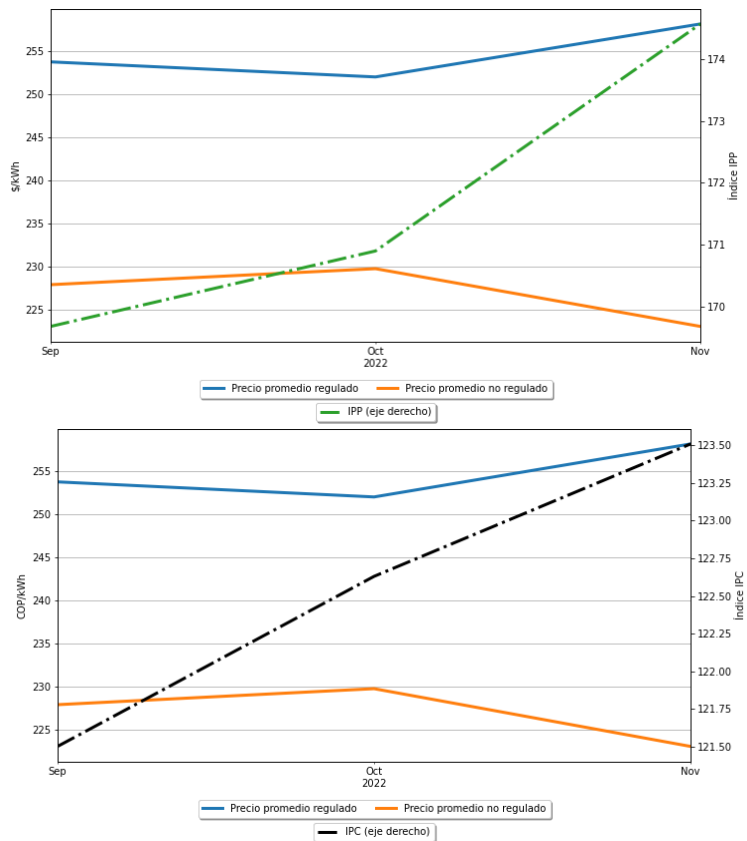
Durante el trimestre se despacharon 1.125 contratos, con una cantidad total de energía de 23,0 TWh. En la Figura 3-17 se muestra un resumen de la cantidad de energía despachada por tipo de mercado y los precios promedio para cada uno de los meses.

La energía despachada en el mercado Regulado aumenta levemente en la transición de septiembre a octubre, pasando de 3,73 TWh-mes a 3,8 TWh-mes, cerrando el trimestre con una energía despachada de 3,78 TWh-mes. Por otro lado, en el mercado No Regulado la energía aumenta de 3,86 TWh-mes a 4,00 TWh-mes, para cerrar el trimestre con 3,8 TWh-mes. El aumento en el mes de octubre para ambos mercados se debe principalmente a que este mes tiene un día más respecto a los otros meses del trimestre.

Entre tanto, el precio promedio ponderado para el mercado regulado presenta una disminución aproximada de 1,76 \$/kWh en la transición septiembre octubre, cerrando el trimestre con un aumento de 6,1 \$/kWh, es decir, un precio promedio de 258,15 \$/kWh. Estas variaciones pueden relacionarse con el cambio de indexador del Índice de Precios al Productor IPP al Índice de Precios al Productor IPC; ya que este último presenta cambios en menor proporción si se compara con el IPP, tal como se muestra en la Figura 3-18.

Por otro lado, el precio para el mercado No Regulado aumenta levemente entre

Figura 3-18: Comparación de precios promedio con los índices IPP e IPC



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



septiembre y octubre, pasando de 227,92 \$/kWh a 229,78 \$/kWh, cerrando finalmente el trimestre con un precio promedio de 223,08 \$/ kWh, lo que representa una disminución de 6,7 \$/kWh.

Finalmente, se observa que en el trimestre de análisis finalizaron 290 contratos, de los cuales 161 corresponden al mercado Regulado y 129 al mercado No Regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 523 contratos, de los cuales 301 corresponden al mercado Regulado y 222 al mercado No Regulado.

3.1.7.1. Demanda regulada contratada y proyección de contratos

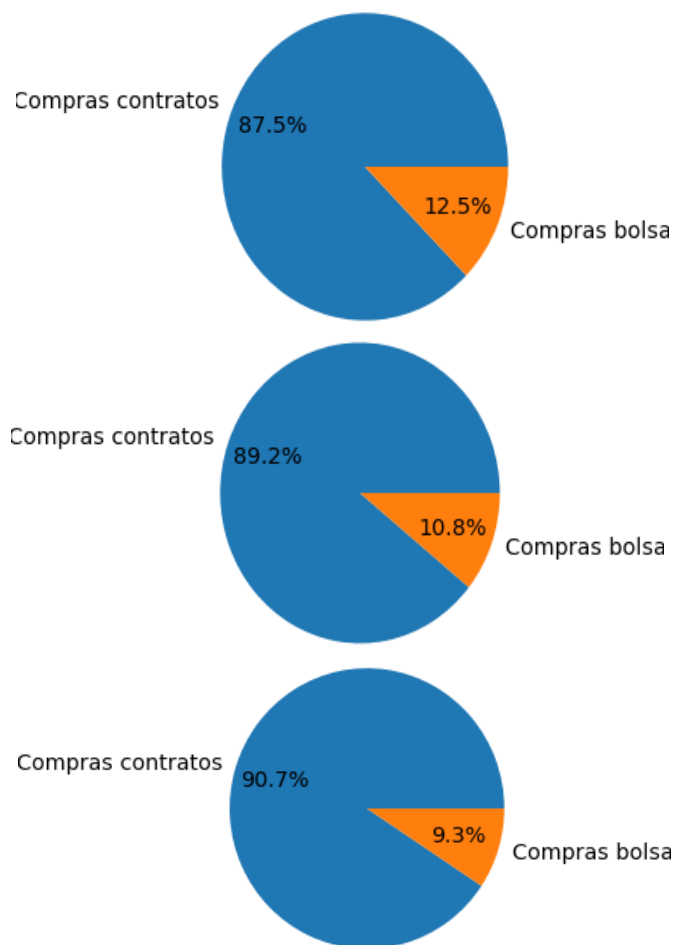
Esta sección muestra la cobertura general del mercado respecto a la atención de la demanda en el mercado regulado.

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 3-19 muestra el porcentaje de demanda regulada atendida por contratos y el porcentaje expuesto a bolsa para los meses de septiembre, octubre y noviembre.

En general se mantiene una tendencia de aumento en la cobertura por medio de contratos para el mercado, ya que históricamente los precios de bolsa tienden a aumentar en la transición hacia el verano, que inicia en el mes de diciembre.

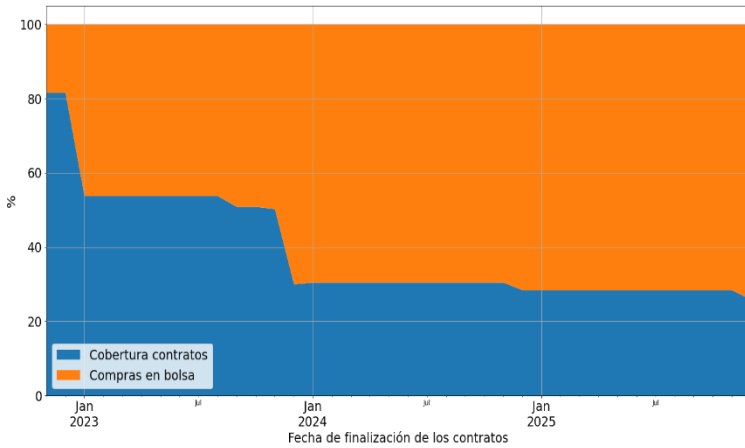
Figura 3-19 Demanda regulada atendida en bolsa y contratos para cada mes del trimestre



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-20: Proyección de cobertura de la demanda regulada



Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

En la Figura 3-20 se muestra la cobertura general de la demanda Regulada. Esta grafica se construye a partir de los contratos con destino al mercado regulado y la demanda regulada promedio vista para el año 2022.

Para este análisis se incorporan tanto los contratos que se encuentran en operación comercial, como los contratos que se encuentran registrados con fecha de corte 30 de noviembre de 2022, y cuya fecha de inicio de operación es posterior o igual al 1 de enero de 2023. Es importante

mencionar que este análisis solo incorpora los contratos con despachos de energía y precios constantes, ya que en algunos casos las cantidades despachadas dependen de variables como generación de una planta en particular.

Para el año 2023 se tiene una cobertura estimada del 53,8%, disminuyendo a 30,5% para el año 2024 y cerrando el horizonte de análisis con 28,4%. **Se espera que esta cobertura se aumente con los contratos registrados en los meses de diciembre y enero.**

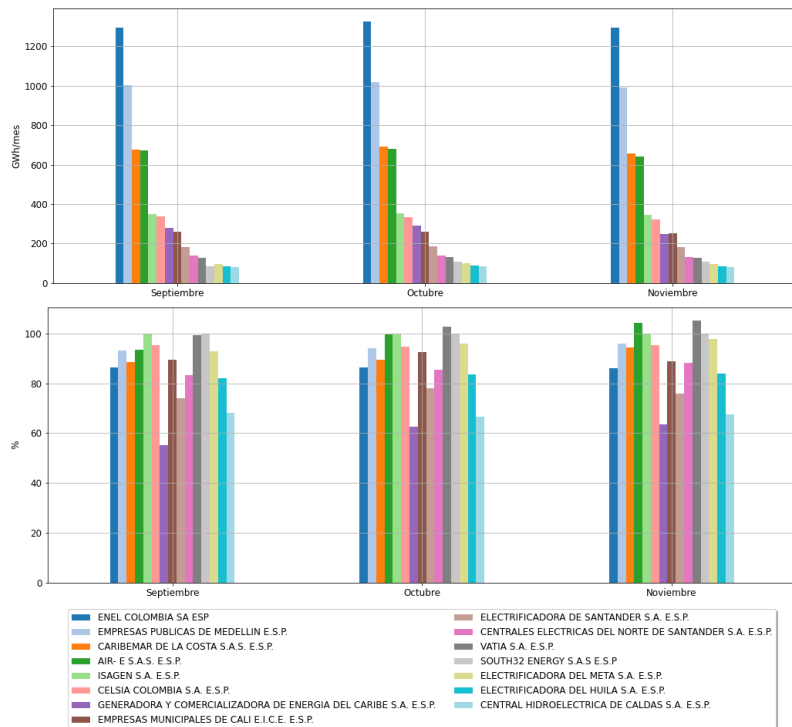


3.1.7.2. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

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 3-21 se puede ver la cantidad total de energía por comercializador para cada mes, asociada a la atención de la demanda. En la gráfica se observa que ENEL COLOMBIA se destaca como el agente con mayor atención de demanda con aproximadamente 1.297,18 GWh/mes al cierre del trimestre, seguido de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P con 992,69 GWh/mes.

Figura 3-21: Demanda mensual atendida por comercializador y porcentaje de cobertura



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

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

Durante el mes de octubre se puede observar una sobrecontratación por parte de VATIA correspondiente a 102,7%, mientras que para noviembre VATIA y AIR-E registran valores de 105,25% y 104,38% respectivamente.

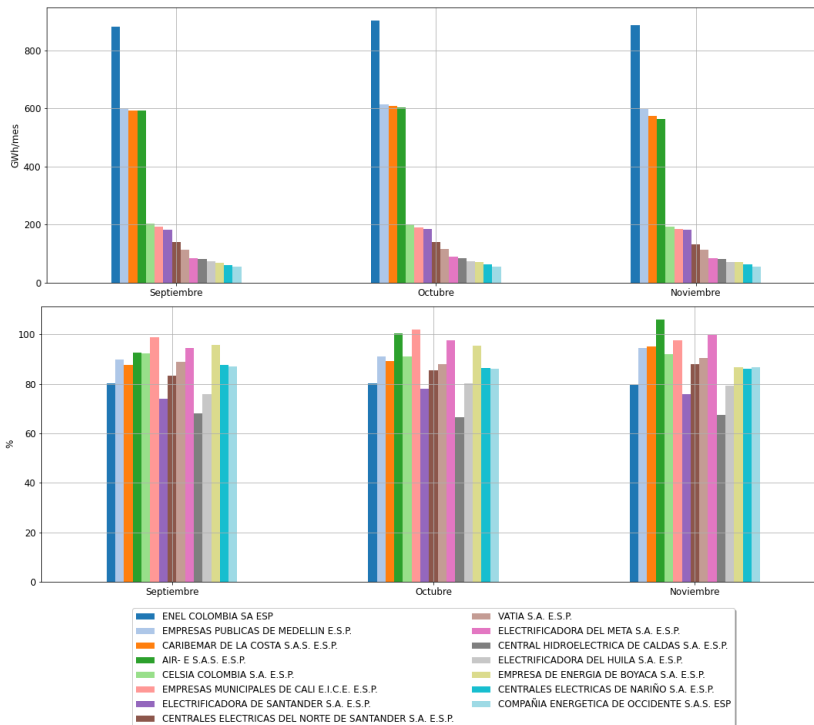
Cuando los comercializadores cuenten con excedentes de energía, los mismos pueden transar en la bolsa, ya que las transacciones se liquidan a nivel horario.

En cuanto a ISAGEN y SOUTH32 ENERGY, mantienen una cobertura del 100% de la demanda, correspondiendo esta última solo a demanda No Regulada. Finalmente, los comercializadores con menor cobertura son GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE, CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS y ELECTRIFICADORA DE SANTANDER, con niveles de cobertura al cierre del trimestre de 63,45%, 67,6% y 75,75% respectivamente.



3.1.7.3. Porcentaje de cubrimiento de agentes en el mercado regulado

Figura 3-22: Demanda mensual regulada atendida por comercializador y porcentaje de cobertura



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

MUNICIPALES DE CALI en el mes de octubre con 101,96%, y AIR-E para noviembre con 106,1%.

Por otro lado, en este análisis se identifican 4 comercializadores que presentan una cobertura menor o igual a 80% al cierre del trimestre, las cuales son **CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS, ELECTRIFICADORA DE SANTANDER, ELECTRIFICADORA DEL HUILA y ENEL COLOMBIA** con porcentajes de cobertura de **67,6%, 75,95%, 79,72% y 79,45%**.

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.

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 3-22.

Según los resultados, ENEL COLOMBIA aparece nuevamente como el comercializador que más demanda regulada atiende, con 885 GWh/mes para el mes de noviembre, seguido por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN, AIR- E y CARIBEMAR DE LA COSTA con 597,4 GWh/mes, 572,83 GWh/mes y 562,8 GWh/mes respectivamente.

Así mismo, se muestran los niveles de cobertura para el mercado regulado, donde se destaca la sobrecontratación de EMPRESAS

3.1.7.4. Caracterización de Contratos con destino al mercado Regulado

Para los contratos con destino al mercado Regulado se tiene un registro de 641 contratos despachados, de los cuales 614 corresponden al tipo Pague lo Contratado y 27 al tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio ponderado de 280,9 \$/kWh, lo cual representa una disminución de 0,85 \$/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo Pague lo Demandado muestran un precio promedio ponderado de 356,16 \$/kWh, evidenciando un incremento de 1,18 \$/kWh frente al trimestre anterior.



Si se comparan ambos tipos de contrato, se obtiene una diferencia de aproximadamente 75,26 \$/kWh para el trimestre bajo análisis, a favor de los contratos tipo Pague lo Demandado. En la Tabla 3-10 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 3-10 Resumen estadísticas mercado regulado

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [COP/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	614	280,9	205,23	10
PD	27	356,16	201,86	14

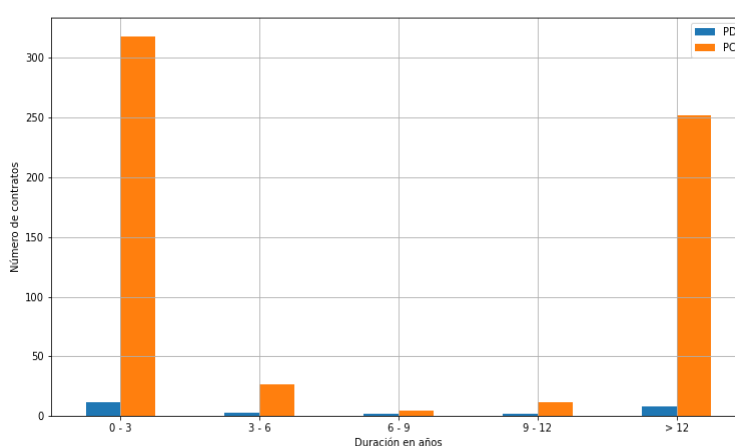
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-23 se presenta una clasificación en función de su duración, los cuales se agrupan en contratos con duración de 0 a 3 años, de 3 a 6 años, de 6 a 9 años, de 9 a 12 años y mayores a 12 años.

En la gráfica se observa que 318 de los contratos tipo Pague lo Contratado están en la categoría de 0 a 3 años, seguido por contratos de más de 12 años con 252 contratos, los cuales corresponden en su mayoría a contratos derivados de las subastas de largo plazo promovidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Para los contratos de tipo Pague lo Demandado se evidencia una distribución similar, con 12 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años. Teniendo en cuenta lo anterior, se identifica una tendencia de los comercializadores a realizar contratos de corta duración para la atención de los usuarios en el mercado regulado.

Figura 3-23: Duración de contratos con destino al mercado regulado



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

3.1.7.5. Caracterización contratos con destino al mercado no regulado

Para los contratos con destino al mercado No Regulado, se observan 484 contratos despachados, de los cuales 459 corresponden a tipo Pague lo Contratado y 25 a tipo Pague lo Demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo Pague lo Contratado presentan un precio promedio de 275,03 COP/kWh, contrastado con 272,38 COP/kWh promedio del trimestre anterior. Para los contratos tipo Pague lo Demandado el precio promedio ponderado es de 243,42 COP/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 239,23 COP/kWh. En la Tabla 3-11 se muestra un resumen de los datos.

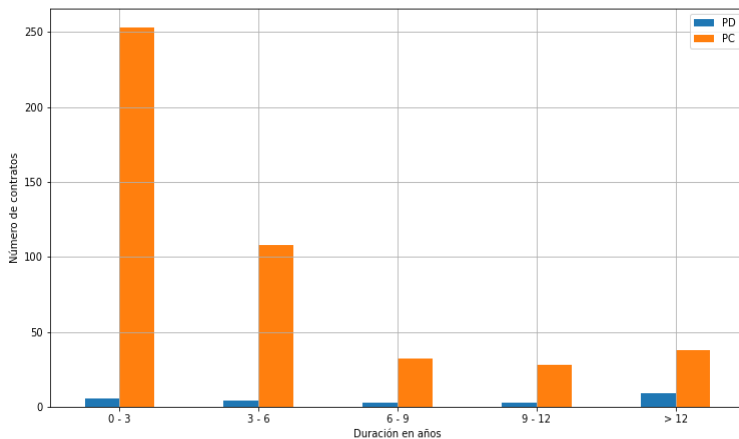


Tabla 3-11: Resumen estadísticas mercado no regulado

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [COP/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	459	225,41	225,41	50
PD	25	243,42	2048,01	4

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

Figura 3-24. Duración de contratos con destino al mercado no regulado



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

De la tabla anterior se destaca, que si bien la cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado es mayor que los contratos tipo Pague lo Demandado, la energía asociada a los contratos Pague lo Demandado es alrededor de 10 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.

Al revisar esta condición, se encontró que los contratos tipo Pague lo Demandado son usados por grandes agentes integrados

como EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN, ISAGEN y ENEL COLOMBIA para trasladar la energía de su agente generador a su agente comercializador a precios inferiores que los del mercado, lo cual desvía el promedio hacia abajo.

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-24 se utiliza la misma clasificación que la usada para el mercado Regulado. En este sentido, se observa una distribución más homogénea, donde la mayor cantidad de contratos tipo Pague lo Contratado está en el horizonte de 0 a 3 años; caso contrario para los contratos tipo Pague lo Demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos está en el horizonte superior a 12 años.

3.1.7.6. 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. De esta manera, 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 3-12 se muestran los agentes considerados en el análisis, ordenados según el nivel de demanda atendida.



Tabla 3-12: Agentes generadores con mayor venta en el mercado regulado

Agente generador	Nombre empresa
ENDG	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN 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 ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
JMWG	JEMEIWAA KA I S.A.S. E.S.P.
SPRG	ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. 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 las Tabla 3-13 y Tabla 3-14.

Tabla 3-13: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	4	256,83	12.667,79	31	296,71	13.027,85
EPMG	9	244,61	13.055,88	19	295,28	7.516,67
ISGG	-	-	-	72	283,009	20.406,48
NTCG	-	-	-	36	308,13	8.764,66
EPSG	9	310,42	1.463,25	84	263,28	4.381,82
EMIG	5	322,23	4.972,53	-	-	-
CHVG	-	-	-	9	291,3	4.964,27
GECG	-	-	-	17	297,95	3600
JMWG	-	-	-	49	226,97	3.239,36
SPRG	-	-	-	22	307,13	2.339,3

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



Tabla 3-14: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	-	-	-	-	-	-
EPMG	-	-	-	-	-	-
ISGG	-	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-	-
EPSG	2	298,09	235,64	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-	-	-
JMWG	-	-	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	1	304,31	11,15

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

De las tablas anteriores se destacan CELSIA COLOMBIA por presentar el mayor número de contratos con vinculados con 11 contratos, seguido de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN con 9 contratos. Ahora bien, en términos de diferencia de precio promedio, EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN muestra la mayor diferencia entre precios con agentes vinculados y no vinculados para la modalidad Pague lo Contratado, con una diferencia de 50,67 \$/kWh en favor de sus vinculados, seguido de ENEL COLOMBIA con una diferencia de 39,88 \$/kWh en favor de sus vinculados. En contraste, CELSIA COLOMBIA presenta una diferencia de 47,14 \$/kWh en favor de sus no vinculados.

Por otro lado, EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI evidencia el precio promedio más alto con agentes vinculados en la modalidad Pague lo Contratado con 322,23 \$/kWh, 41,33 \$/kWh por encima del promedio de contratos en la misma modalidad para el mercado Regulado, seguido por CELSIA COLOMBIA con 29,52 \$/kWh por encima del promedio. En el caso de los no vinculados, NITRO ENERGY COLOMBIA presenta un promedio de 308,13 \$/kWh, 27,23 \$/kWh por encima del promedio de contratos en la misma modalidad.

El comportamiento esperado al momento de realizar contratos por parte de los agentes, es que no exista una diferencia entre el precio de contratos con agentes vinculados y no vinculados; es decir, que no exista una discriminación ni positiva ni negativa al momento de establecer contratos de energía.

- 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 3-15 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.



Tabla 3-15: Agentes generadores con mayor venta en el mercado no regulado

Agente generador	Nombre empresa
ENDG	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
ISSG	ISAGEN S.A. E.S.P.
GECG	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
CHVG	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.
EPSG	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
HIMG	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.
NTCG	NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
GNCG	VATIA S.A. E.S.P.
EMIG	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. 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 3-16 y Tabla 3-17

Tabla 3-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado

Agente generador	Número contratos	Vinculados		Número contratos	No vinculados	
		Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]		Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	9	203,54	4.942,26	24	284,26	8821,8
EPMG	1	270,59	59,28	23	274,2	5.880,39
ISSG	-	-	-	33	278,02	8.038,33
GECG	-	-	-	14	280,67	5.769,56
CHVG	1	264,23	1.331,87	19	292,67	67,79
EPSG	1	253,28	33,33	6	236,32	177,83
HIMG	-	-	-	13	277,73	4.578,69
NTCG	-	-	-	14	287,7	2.291,64
GNCG	-	-	-	4	294,18	1.788,66
EMIG	2	278,72	1.379,11	1	276,51	390

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



Tabla 3-17: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado

Agente generador	Número contratos	Vinculados		Número contratos	No vinculados	
		Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]		Precio promedio [COP/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	1	234,68	8.744,001	-	-	-
EPMG	1	273,55	13.175,06	1	235,39	3.542,49
ISSG	1	202,35	11.505,34	3	264,82	76,21
GECG	1	274,4	39,82	1	278,71	494,4
CHVG	-	-	-	-	-	-
EPSG	2	279,87	4.378,64	1	239,2	85,48
HIMG	-	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-	-
GNCG	-	-	-	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-	-

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

Para este mercado, tal como se mencionó en la sección “Contratos con destino al mercado No Regulado”, se puede ver que las empresas con mayor energía promedio diaria tienen un solo contrato tipo Pague lo Demandado con vinculados, en los cuales transfieren la energía de su agente generador a su comercializador para la atención de usuarios o venta en el mercado.

En este caso, se presenta nuevamente que el mayor número de contratos se registran entre generadores y comercializadores no vinculados, aunque en menor proporción comparado con la demanda Regulada.

En este caso, ENEL COLOMBIA presenta el mayor número de contratos con vinculados, con 9 contratos, así como una diferencia en precios promedio de contratos con vinculados y no vinculados para contratos tipo Pague lo Contratado de 80,72 \$/kWh, que resulta ser la mayor de los agentes analizados. En este sentido, CELSIA COLOMBIA nuevamente presenta una diferencia contraria, con 16,96 \$/kWh en favor de sus no vinculados para el mismo tipo de contratos.

3.1.7.7. Convocatorias SICEP

En esta sección se analizan las convocatorias públicas presentadas por agentes comercializadores usando el mecanismo SICEP. En la Tabla 3-18 se presenta un resumen de las convocatorias analizadas, estas convocatorias fueron publicadas en el intervalo del 1 de junio al 30 de noviembre de 2022, obteniendo un total de 58 convocatorias. De las convocatorias analizadas 23 se encuentran en estado Abierta, 5 en Cancelada, 16 en Cerrada y Adjudicada y 14 en Cerrada y Desierta.

Ahora bien, si se tienen en cuenta las convocatorias en estado Cancelada y Cerrada y Desierta, estas equivalen al 32,7% del total de las convocatorias, lo que implica que un alto porcentaje de las convocatorias ofertadas mediante la plataforma no terminan en una negociación y posterior firma de contratos.



Tabla 3-18: Resumen de convocatorias presentadas

Estado de la convocatoria	Etapas de la convocatoria	Número de convocatorias
Abierta	Evaluación de resultados en audiencia pública	5
	Formalización de resultados de la convocatoria pública	1
	Pliegos de condiciones definitivos	6
	Pliegos de condiciones para consulta	5
	Publicación de información de resultados de la convocatoria	3
	Recepción de requisitos habilitantes, ofertas y oferta reserva	3
Cancelada	Aviso de convocatoria	4
	Pliegos de condiciones definitivos	1
Cerrada y Adjudicada	Solicitud de cierre convocatoria	16
Cerrada y Desierta	Formalización de resultados de la convocatoria pública	7
	Publicación de información de resultados de la convocatoria	7

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la plataforma SICEP

Frente a las convocatorias en estado Cerrada y Adjudicada, la Tabla 3-19 muestra la cantidad de energía demandada y adjudicada, así como el porcentaje de adjudicación por convocatoria ordenadas de menor a mayor respecto al precio promedio de adjudicación.

Los porcentajes de adjudicación oscilan entre 19,6% y 100%, donde destaca que las convocatorias con una energía demandada relativamente baja son las convocatorias con porcentajes de adjudicación de 100% o cercanos a este valor.

Por otro lado, se observa que los precios promedio de adjudicación tienden a aumentar cuando el horizonte de contratación de la convocatoria aumenta, ya que los precios más altos corresponden con periodos de contratación de 2022 hasta 2023, con excepción de la convocatoria CP-BIAC2022-001. En este sentido, se observa que las convocatorias con más de un producto generalmente presentan precios promedio de adjudicación menores.

De manera general, el porcentaje de energía adjudicada es de 61,33%, con un precio promedio ponderado de adjudicación de 293,34 \$/kWh, es decir 12,44 \$/kWh por encima del precio promedio ponderado para los contratos con destino al mercado Regulado de tipo Pague lo Contratado.

Tabla 3-19: convocatorias en estado Cerrada y adjudicada

Convocatoria	Número de productos	Energía adjudicada [GWh]	Energía demandada [GWh]	Precio promedio adjudicado [\$/kWh]	Porcentaje de adjudicación	Inicio periodo de contratación	Fin periodo de contratación
CP-CHCC2022-001	2	2.289,60	2.326,51	229,38	98,4%	2022-10-01	2037-12-31
CP-EPSC2022-001	3	636,02	847,64	240,33	75,0%	2025-01-01	2027-12-31
CP-CETC2022-001	3	77,68	77,68	246,56	100,0%	2025-01-01	2027-12-31
CP-ESSC2022-002	6	398,30	2.029,40	248,24	19,6%	2023-01-01	2030-12-31
CP-EEPC2022-002	1	414,21	414,21	248,45	100,0%	2023-01-01	2037-12-31



CP-CNSC2022-002	5	545,39	1.498,71	248,73	36,4%	2023-01-01	2032-12-31
CP-CMMC2022-002	7	3.857,00	17.731,00	249,11	21,8%	2022-11-01	2032-12-31
CP-EXEC2022-001	2	1.346,00	1.346,00	252,34	100,0%	2022-11-01	2032-12-31
CP-EBSC2022-001	5	4.706,76	11.869,50	260,11	39,7%	2023-01-01	2038-12-31
CP-CDNC2022-003	2	1.131,46	1.224,99	261,73	92,4%	2025-01-01	2026-12-31
CP-RTQC2022-003	2	66,34	81,54	269,82	81,4%	2023-01-01	2027-12-31
CP-GNCC2022-002	3	804,60	814,80	280,43	98,7%	2023-01-01	2025-12-31
CP-NEUC2022-008	1	17,71	17,71	292,25	100,0%	2022-10-01	2022-12-31
CP-BIAC2022-001	4	306,80	434,54	294,15	70,6%	2022-11-01	2027-12-31
CP-EPTC2022-002	1	36.900,00	46.578,00	312,00	79,2%	2023-01-01	2023-12-31
CP-PEEC2022-002	1	101,00	101,00	357,00	100,0%	2022-08-18	2023-12-31

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la plataforma SICEP

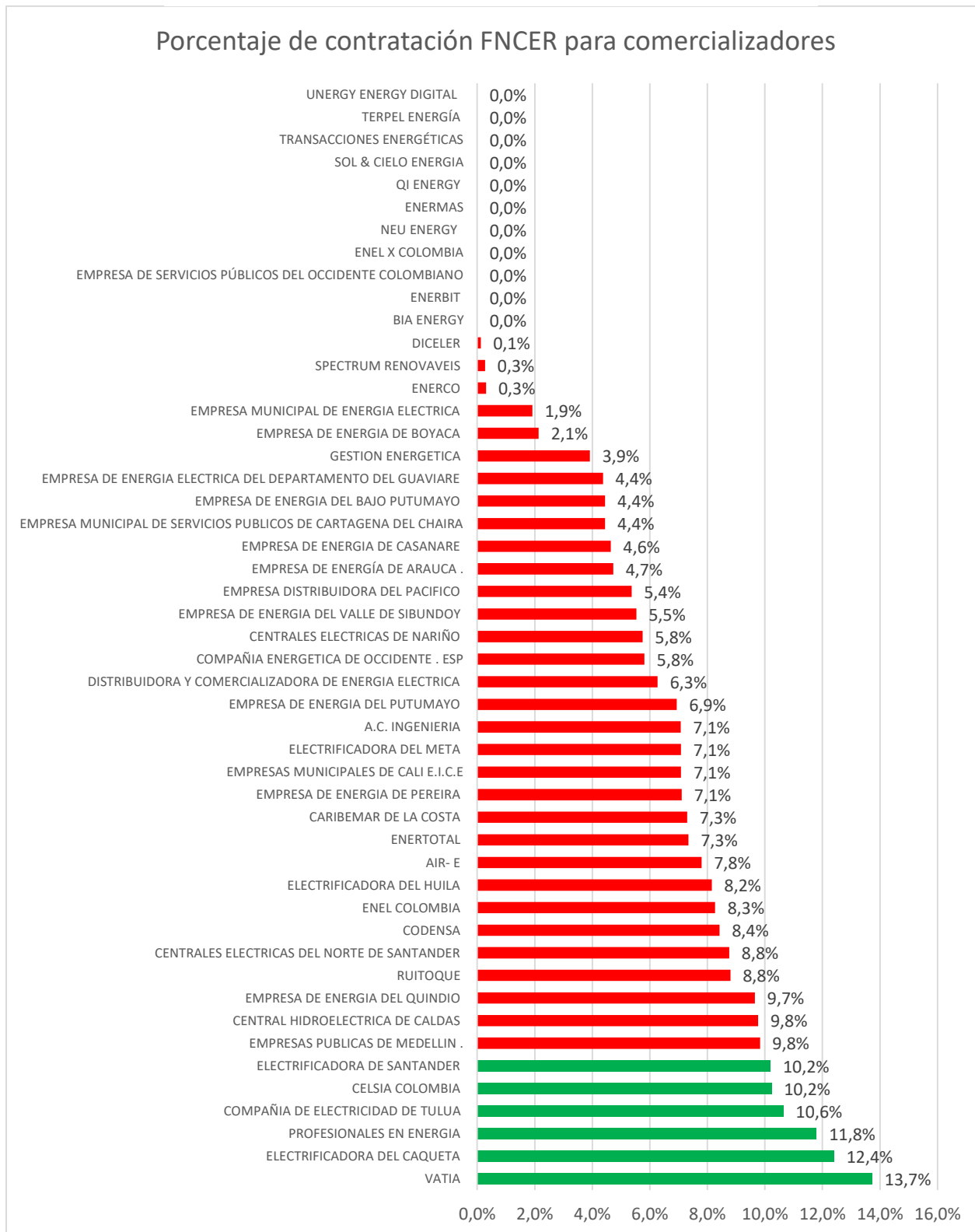
3.1.7.8. Nivel de cumplimiento de comercializadores de la Resolución MME 40715 de 2019

Tomando en cuenta la obligatoriedad impuesta por el artículo 3 de la Resolución MME 40715 de 2019, el cual establece que el 10% de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales **solamente del mercado Regulado**, deben provenir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable. Esta obligación, de acuerdo a la Resolución 40715, aplicará para el año 2022 y se hará la verificación en el mes de enero de 2023 de acuerdo con la información reportada por XM. No obstante, lo anterior el artículo 3 de la Resolución MME 40060 de 2021 amplía la obligación de los comercializadores al 10% de la **demand total** atendida. La vigencia de esta modificación aplica a partir del año 2023 y se verificará en enero del año siguiente, es decir, la obligación de 2023 se verificará en enero de 2024.

A la fecha de corte del trimestre analizado, 6 agentes cumplen con el límite de contratación exigido con base en la información reportada por XM, tal como se muestra en la Figura 3-25.



Figura 3-25. Porcentaje de cumplimiento de comercializadores Resolución MME 40715





3.2. Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica

3.2.1. Variables Mercado de Energía Eléctrica

En esta sección se revisan las principales variables del mercado 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.

Las principales variables que se analizan son: (i) oferta por tipo de recurso de generación; (ii) eventos de indisponibilidad en la infraestructura de generación; y (iii) comportamiento de la demanda.

3.2.1.1. Oferta – Aportes hídricos:

Los aportes hídricos observados en el sistema por regiones y para el periodo de análisis, se presentan en la Figura 3-26.

Las regiones donde se recibieron mayores aportes fueron:

(i) Antioquia, donde los aportes diarios en el promedio mensual variaron entre 110 y 210 GWh-día, lo cual representa un aumento en los aportes entre 10% y 80% respecto a los observado en el trimestre anterior

(ii) Centro, cuyos aportes promedio variaron entre 47 y 90 GWh-día

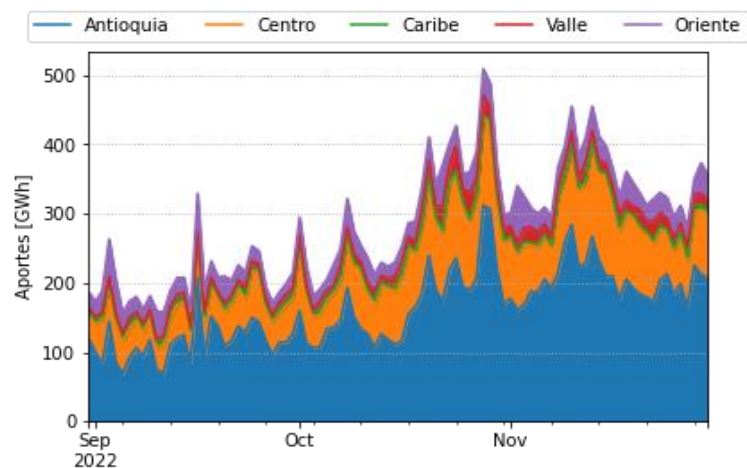
(iii) Oriente, con aportes en promedio que se encontraron entre 26 y 31 GWh-día. Estos últimos, representan una disminución de los aportes para el área entre 50% y 60%.

Se destaca que, durante el periodo septiembre fue el mes donde se registró el menor volumen de aportes para todas las regiones con excepción de Caribe. Mientras que el mayor volumen de aportes se registró en la última semana de octubre y las primeras dos semanas de noviembre de 2022.

El comportamiento de los aportes por regiones respecto a su media histórica, se presenta en la Figura 3-27. Para las regiones Centro y Antioquia las mayores desviaciones por encima de la media mensual se presentaron en octubre y noviembre, las cuales se encuentran entre 30% y 80%.

Para la región Caribe, las mayores desviaciones por encima de la media se presentaron en septiembre, las cuales se encuentran hasta en 40% por encima de la media histórica en ese mes.

Figura 3-26: Aportes de energía por región en el periodo de análisis.

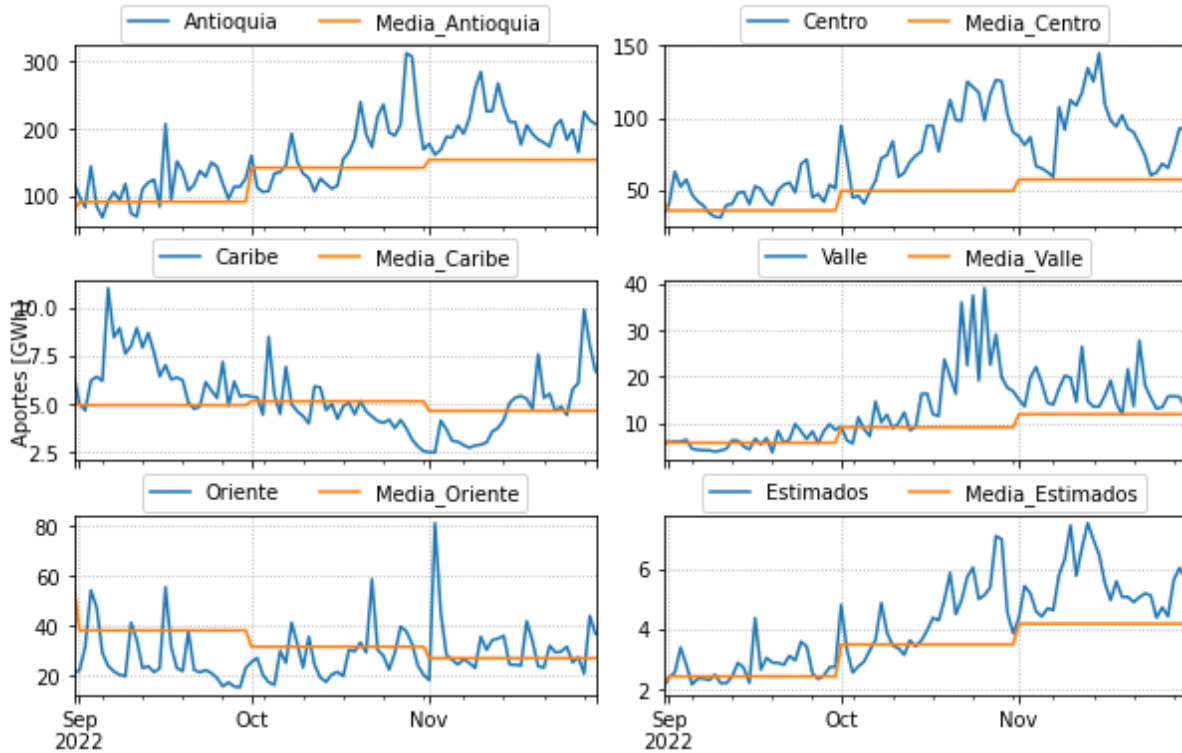


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



En cuanto a la región Oriente, aunque los aportes presentaron alta variabilidad, en promedio estuvieron hasta un 50% por debajo de la media histórica.

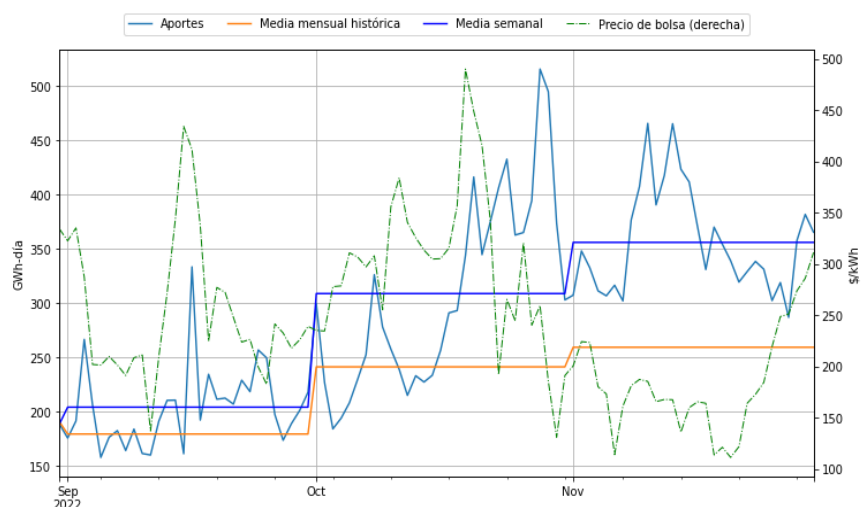
Figura 3-27. Aportes por región vs media histórica de aportes



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El comportamiento agregado de los aportes se muestra en la Figura 3-28. En general, los aportes se ubicaron por encima de la media histórica a pesar de tener una alta variabilidad alrededor de esta. Durante septiembre los aportes variaron sobre la media histórica, y en promedio mostraron una desviación de un 10% por encima de ella. En magnitud, el promedio de aportes mensual es creciente, 204 GWh-día en septiembre, 308 GWh-día en octubre, y 353 GWh-día para noviembre.

Figura 3-28. Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes

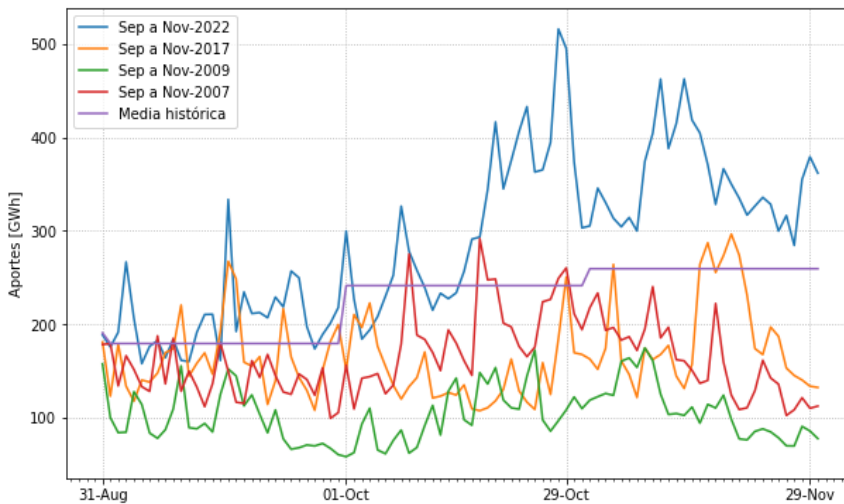


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Esta tendencia también incluye volúmenes de aportes significativamente por encima de la media histórica, que coinciden con un mayor almacenamiento de energía en los embalses y en algunos casos con precios de bolsa mínimos en el periodo. Respecto a lo observado en el trimestre de junio a agosto de 2022, con excepción de los precios observados en las dos últimas semanas de noviembre, se observa para el presente periodo un mayor nivel de precios de bolsa a pesar de una mejor condición de aportes para el sistema.

Figura 3-29. Aportes del periodo al sistema vs aportes totales del periodo en los años climáticos análogos



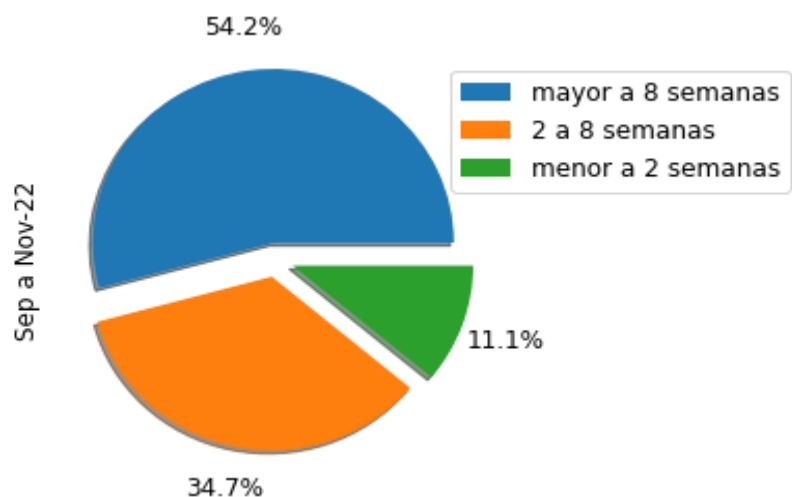
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Por otro lado, la Figura 3-29 presenta una comparación entre los aportes totales del periodo bajo análisis contra los aportes totales en el mismo periodo en años climáticos análogos (2007, 2009 y 2017), de acuerdo con la definición de estos por el IDEAM. Se observa que los aportes en el periodo de análisis **no presentan niveles críticos o mínimos respecto a sus análogos que pudieran generar una situación de riesgo**, por el contrario, se registran niveles de aportes en la cota superior respecto a la referencia.

Por último, en la Figura 3-30 se hace la discriminación de los aportes según el tipo de embalse en los que estos aportes fueron recibidos. Esta clasificación se muestra en Tabla 3-20, y se obtiene según la relación en energía entre la capacidad útil y la capacidad máxima de generación.

Como se muestra en la Figura 3-30, durante el periodo de análisis, más del 50% de los aportes hídricos fueron recibidos en plantas con embalses asociados cuya capacidad de regulación es superior a 8 semanas. Estos aportes son aquellos con mayor posibilidad de gestión por parte del agente, y que ofrecen la posibilidad de plantear estrategias de mediano y largo plazo.

Figura 3-30. Aportes totales según tipo de embalse



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Este hecho es similar a lo observado en el trimestre anterior, donde cerca del 50% de los aportes se recibieron en dichos embalses. Es decir, que en el trimestre bajo análisis los aportes hicieron que se mantuviera la posibilidad de gestión de largo plazo del recurso observada en el trimestre anterior.

Por otro lado, 30% de los aportes se recibieron en plantas con embalses asociados de regulación media, de 2 a 8 semanas, lo cual permite al sistema gestionar la operatividad de corto plazo y mediano plazo, frente la variabilidad diaria observada de los aportes.

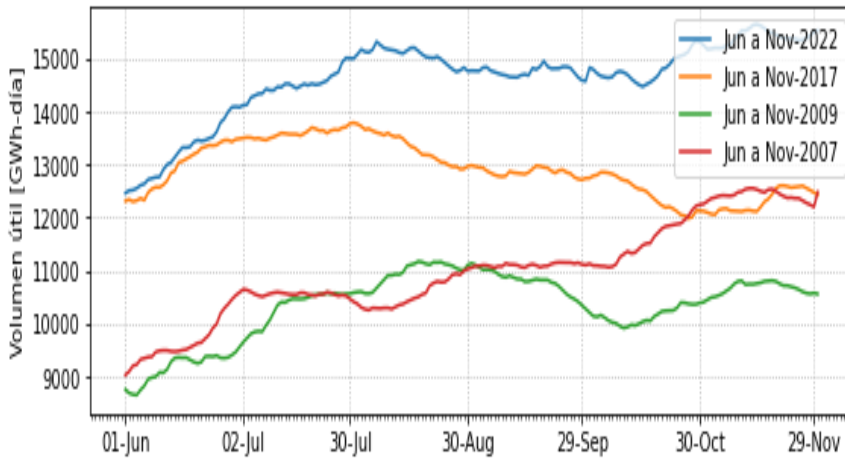
Tabla 3-20. Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

Planta	Capacidad [MW]	Capacidad útil [GWh]
<i>Regulación de 0 a 2 semanas</i>		
BETANIA	540	121,4
SAN CARLOS	1.240	65,3
PORCE II	405	122,7
PORCE III	700	112,1
ALBAN	429	36,8
<i>Regulación de 2 a 8 semanas</i>		
PLAYAS	207	96,6
URRA	338	163,8
MIEL 1	396	229,4
SOGAMOSO	819	974,5
GUATRON	512	500,6
SALVAJINA	315	167,7
PRADO	51	56,61
CHIVOR	1.000	1.102,9
<i>Regulación mayor a 8 semanas</i>		
EL QUIMBO	400	1.065,1
JAGUAS	170	423,4
TASAJERA	306	555,7
CALIMA	132	213,8
GUAVIO	1.250	2.065,4
PAGUA	600	4.800,3
GUATAPE	560	4.086,9



3.2.1.2. Oferta – Nivel del embalse agregado:

Figura 3-31. Comportamiento del embalse agregado en energía



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

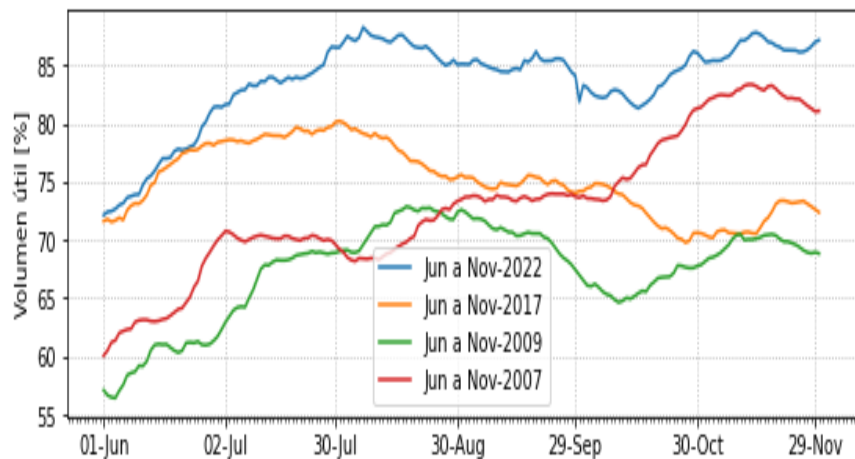
Las Figura 3-31 y Figura 3-32 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del nivel de volumen útil diario, tanto en energía como en porcentaje para el semestre que va de junio a noviembre de 2022, y compara el comportamiento de esta variable con los años que se consideran análogos en términos climáticos.

Similar a lo observado en Figura 3-29 sobre el nivel de aportes, se encuentra que para el periodo de análisis el volumen útil no presenta niveles críticos o mínimos respecto a sus años análogos.

El comportamiento del volumen corresponde con una tendencia en los niveles superiores para los todos los meses, con una tendencia creciente para los meses de junio a julio.

Para el periodo de análisis, el volumen útil del embalse agregado empieza en el 73% (1ro de junio) y alcanza en el 86% al finalizar el periodo de análisis (31 de noviembre). Esta tendencia es correspondiente con la de un periodo invernal intenso y que resulta del alto nivel aportes observado durante la temporada respecto a la media histórica.

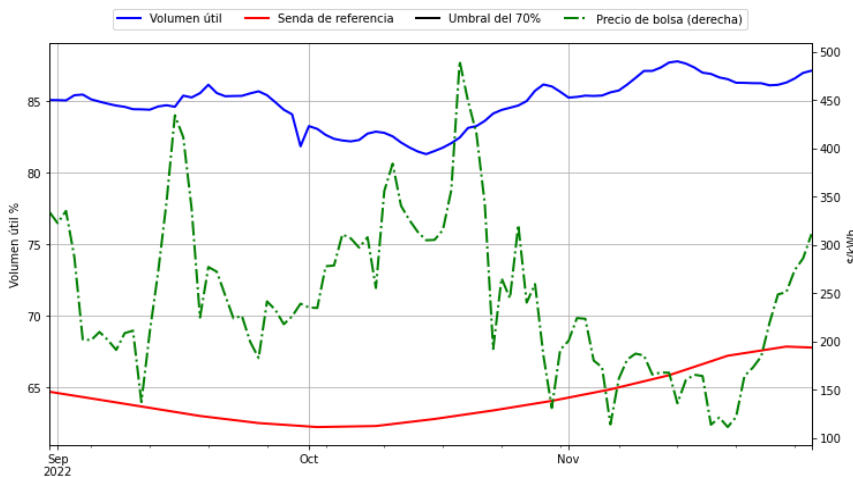
Figura 3-32. Comportamiento del embalse agregado en porcentaje



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-33. Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Por otro lado, en el seguimiento a los indicadores de la resolución CREG 209 de 2020, en la Figura 3-33, se observa un volumen útil agregado del sistema por encima de la Senda de Referencia (SR) que rige para el periodo.

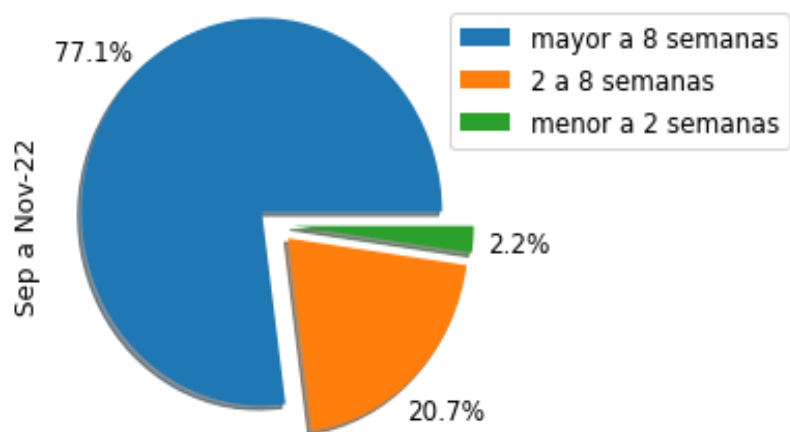
Esta última, expresada como un porcentaje del total del embalse útil del SIN, en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, que hace parte de la evaluación de

índices que permiten la identificación de una condición de riesgo del sistema.

La construcción de SR recoge las condiciones hidrológicas observadas y esperadas en el sistema para determinar la condición del embalse mediante los índices que señalan los niveles de alerta se referencia, entre ellos, el índice NE. Este índice indica que, si el embalse útil real es mayor o igual que la senda de referencia, o mayor al 70% del volumen útil agregado del SIN se entenderá que el índice está en un nivel superior (Resolución CREG 210 de 2020). Durante el periodo de análisis el volumen útil agregado se ubicó en promedio un 20% por encima de la SR, por lo tanto, no se identifica ninguna señal de riesgo de desabastecimiento para el SIN.

Figura 3-34. Distribución promedio del volumen útil disponible durante el periodo

Adicionalmente, se observa el volumen útil disponible en contraste con la gestión del recurso. La Figura 3-34 muestra la distribución del recurso disponible entre los distintos tipos de embalse. En promedio, durante el trimestre, el 77% de la energía almacenada se encontraba en los embalses de regulación mayores a 8 semanas.

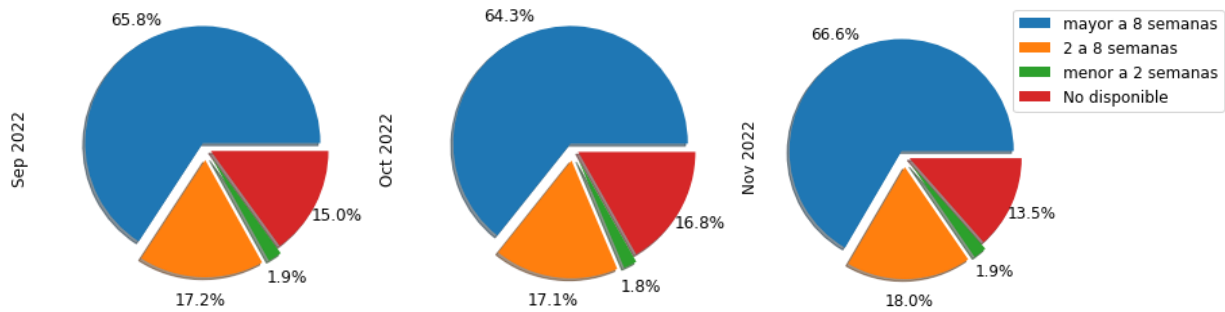


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Por otro lado, la Figura 3-35 muestra la distribución promedio del volumen útil para cada mes de acuerdo con la capacidad de regulación de los embalses.

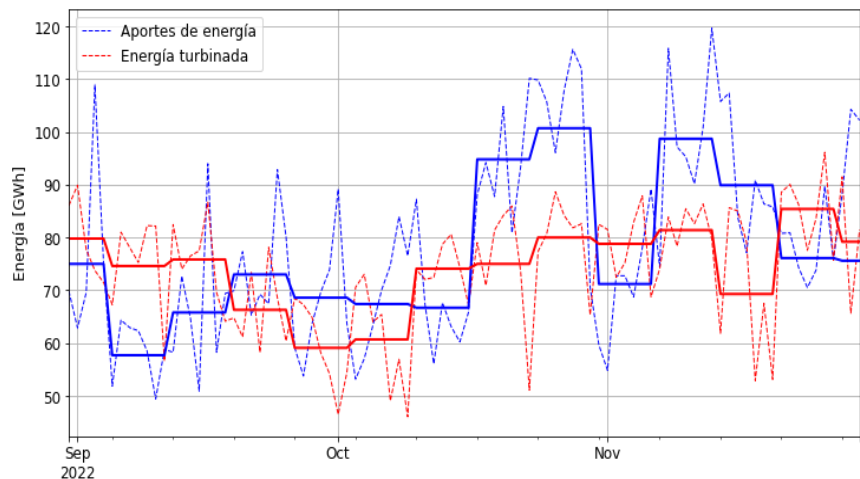
Figura 3-35 Distribución del volumen útil según la capacidad de regulación de los embalses



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-

Se destaca que el nivel de volumen útil no disponible disminuye entre el punto inicial y final del periodo dado el comportamiento de los aportes. Para septiembre, el 65% del volumen útil estuvo disponible en embalses con capacidad de regulación mayor a 8 semanas, mientras que el 17% se encontraba en embalses con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas. En noviembre, al final del periodo de análisis, se observó un 67% del volumen útil disponible en embalses con capacidad de regulación mayor a 8 semanas y 18% en embalses con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas. El crecimiento en la energía almacenada ocurre principalmente en noviembre, después de un periodo de uso del recurso almacenado en el mes de octubre, como se describe a continuación.

Figura 3-36. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las Figura 3-36 y Figura 3-37 muestran las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio semanal, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas.

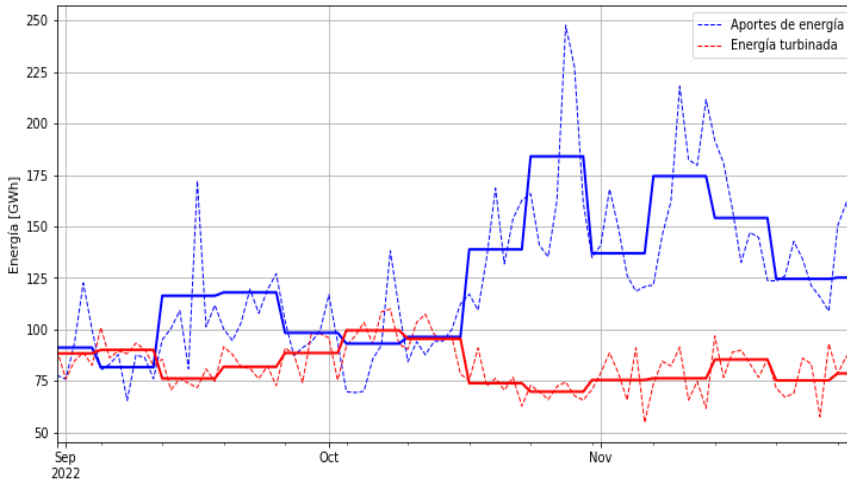
Se destaca que la relación entre los aportes hídricos percibidos y la energía turbinada para la generación de electricidad es diferente para los dos tipos de regulación de embalse.

En el caso de las plantas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas (Figura 3-36), la energía turbinada tuvo una variación de hasta un 25% respecto a los aportes de energía, con algunas semanas de relativo equilibrio entre las dos variables. Esto contribuyó a que el nivel de volumen útil tuviera cambios marginales entre el periodo y también respecto al trimestre anterior.



En la última parte de octubre y la primera mitad de noviembre se registró la mayor diferencia entre los aportes y la energía turbinada, siendo estas semanas las de mayor almacenamiento para este tipo de recurso.

Figura 3-37. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En el caso de las plantas de capacidad de regulación mayor a 8 semanas, el periodo de relativo equilibrio entre aportes y energía turbinada se presenta en septiembre y la primera mitad de octubre.

Para el resto del trimestre de análisis, los aportes de energía alcanzaron hasta un 130% de mayor volumen que la energía turbinada. Esto último, permitió que el volumen útil agregado alcanzara un 86% de disponibilidad al finalizar el periodo de análisis (30 de

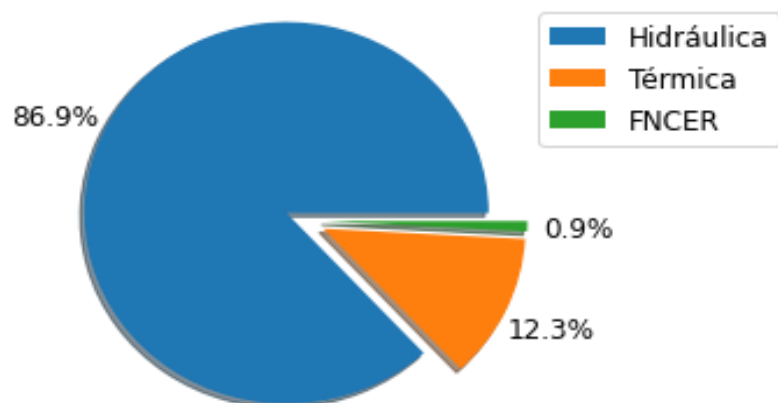
noviembre), y que un 77% de esa energía esté almacenada en este tipo de regulación de embalse. Sin embargo, no queda claro la necesidad de este almacenamiento muy por encima de los niveles de referencia.

3.2.1.3. Oferta – Generación de Energía por Recurso:

En la Figura 3-38 se muestra la participación de la generación total por tipo de recurso: hidráulica, térmica y FNCER (eólica, solar y biomasa). Para el trimestre bajo análisis se observó una participación del recurso hídrico del 87%, de 12.3% con combustibles fósiles, mientras que las FNCER representaron el 0.9% restante.

En comparación con el trimestre anterior, hay una desviación marginal de menos de 2% en la participación de cada recurso producto del alto nivel de aportes hídricos percibidos por el sistema en los dos trimestres mencionados.

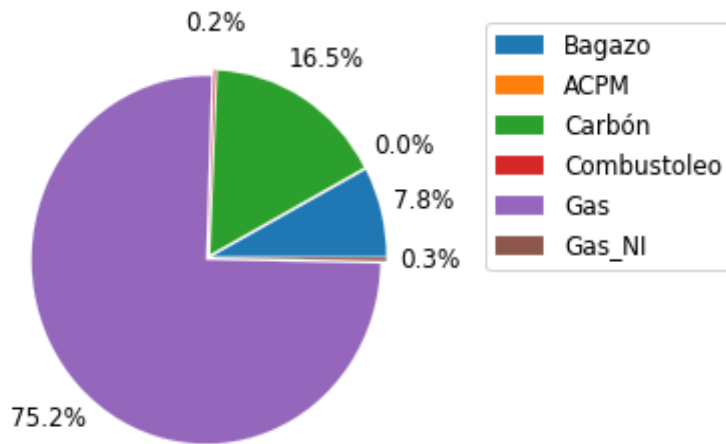
Figura 3-38. Participación de la generación por recurso



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 3-39. Participación de generación térmica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Observando la participación de los combustibles fósiles en la generación térmica (ver Figura 3-39), se encuentra que el recurso con mayor participación dentro de ésta es el gas natural nacional, que representó un 75 % del total. Dicha participación decreció en un 5% respecto lo observado en el trimestre de junio a agosto de 2022 cuando alcanzó el 80 % del total.

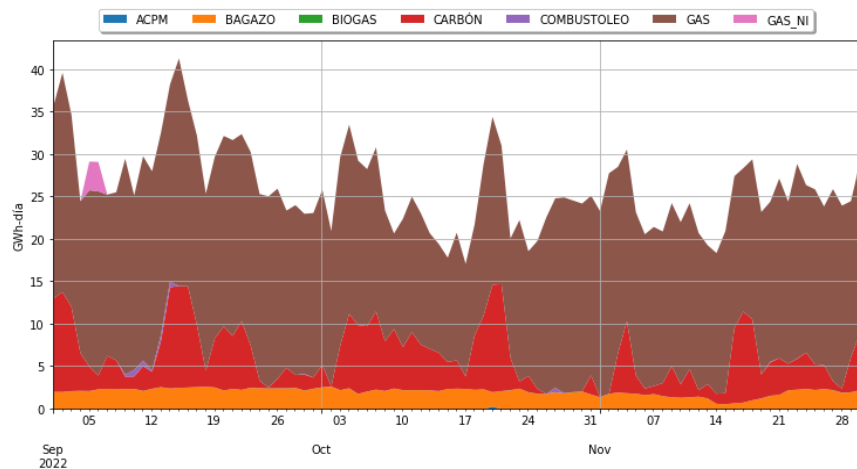
Este cambio es relativamente considerable respecto a la participación de combustibles en la canasta de

generación térmica, que se da a expensas de un crecimiento de la generación con carbón que pasó de 12% en el anterior trimestre a un 17% en el trimestre de análisis.

En términos de magnitud de energía, el promedio de generación con gas natural nacional estuvo en 19.6 GWh-día contra 24.1 GWh-día del trimestre anterior, es decir, que hay un cambio de -20% en términos de magnitud.

Por lo tanto, como lo muestra la operación diaria de la generación térmica en la Figura 3-40 y dada que la participación por recursos (Figura 3-38), se observa como resultado un aumento de la energía generada con carbón que paso de 3.5 GWh-día en el trimestre anterior a 4.2 GWh-día en el trimestre bajo análisis.

Figura 3-40. Generación térmica por combustible

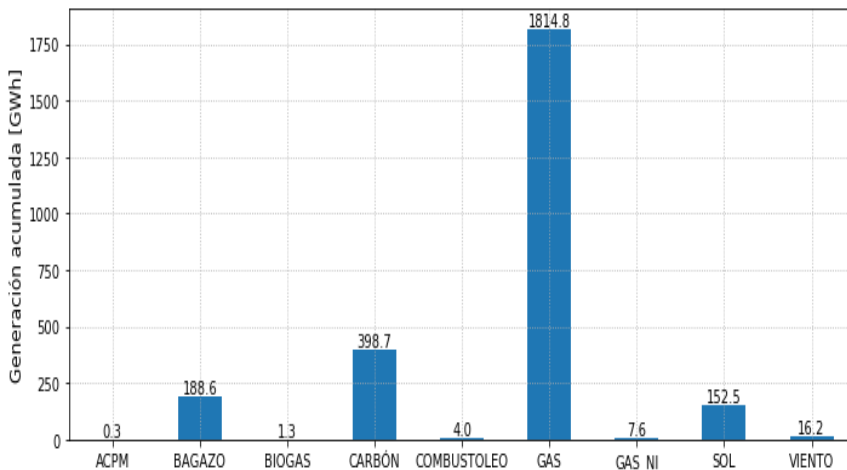


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En la Figura 3-40 se puede ver una participación marginal de la generación a partir de gas natural importado (GAS_NI) y de líquidos. Además, se destaca un pico de generación térmica en la tercera semana de septiembre, relacionado a condiciones operativas del sistema que implicaron un mayor despacho de esta generación por seguridad.



Figura 3-41. Generación acumulada de cada fuente de generación excluyendo hidro



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Finalmente, en la Figura 3-41 se muestra la generación acumulada de cada fuente de generación de manera independiente, con excepción de la generación hidroeléctrica. Se observa en la figura la amplia participación del gas natural y carbón respecto a los recursos restantes, al mismo tiempo que la diferencia en magnitud entre la generación con gas y carbón.

La generación hidroeléctrica que aportó 17,1 TWh de los 19,7 TWh totales generados durante el periodo, y es 10 veces mayor que el siguiente recurso en magnitud que es el gas natural.

3.2.1.4. Indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

Esta sección presenta los eventos de indisponibilidad ocurridos en las plantas del Sistema Interconectado Nacional – SIN, para el periodo de análisis, mostrando los indicadores de duración y frecuencia de cada evento.

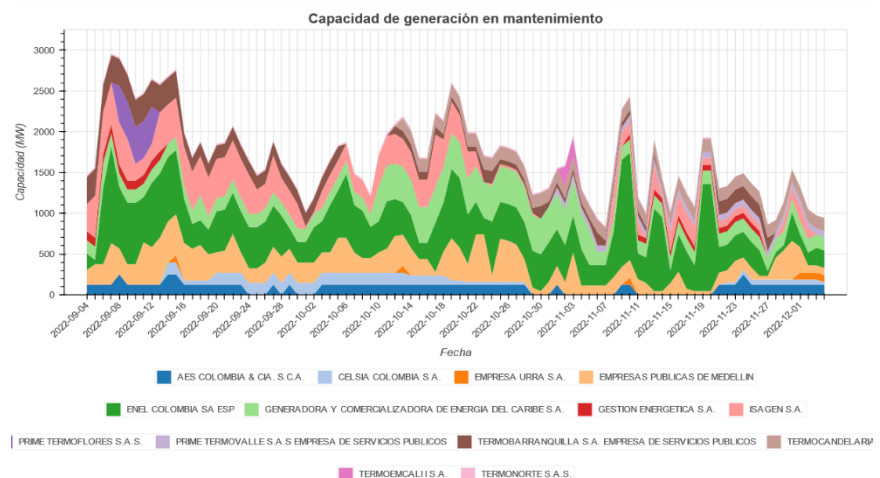
- Indisponibilidad por mantenimiento de plantas de generación:

La Figura 3-42 presenta la capacidad en MW que estuvo indisponible durante el periodo por eventos asociados a mantenimientos programados por agente.

Se observa que la capacidad acumulada en mantenimientos varía entre 800 MW y 3.000 MW. Estos valores altos de indisponibilidad tuvieron una incidencia menor debido a los cortos periodos.

En la Tabla 3-21 se describen los datos de duración media y

Figura 3-42. Capacidad agregada de generación en mantenimiento durante el periodo de análisis



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



frecuencia para las plantas que realizaron mantenimientos en el periodo analizado. La tabla organiza los recursos de generación por los valores más altos en la duración media de la indisponibilidad. En general, se observa que las plantas térmicas presentan mayores duraciones de los mantenimientos con menores frecuencias, mientras que las plantas hidroeléctricas tienen mayor frecuencia de eventos de mantenimiento, con menor duración. No obstante, es claro que independiente del tipo de recurso hay una diversidad en duración y frecuencia en los mantenimientos programados.

Tabla 3-21: Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.

Planta	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)	Recurso
TERMOCENTRO CC	1.768,0	4	279	T
TERMOCANDELARIA 1	1.199,0	1	157	T
BARRANQUILLA 3	672,0	1	60	T
ZIPAEMG 5	569,0	1	63	T
GECELCA 32	503,3	1	273	T
SOGAMOSO	489,6	1	819	H
JAGUAS	399,9	1	170	H
EL QUIMBO	375,1	3	400	H
CARTAGENA 1	155,4	1	56	T
TEBSAB CC	152,3	6	791	T
TERMONORTE	120,0	1	88	T
CHIVOR	99,6	9	1.000	H
PARAISO	93,9	7	276	H
PLAYAS	89,2	6	207	H
SAN FRANCISCO	89,0	1	135	H
ESMERALDA	67,0	2	30	H
DARIO VALENCIA SAMPER	65,9	6	150	H
LA TASAJERA	64,6	5	306	H
PORCE III	63,6	6	700	H
TERMOSIERRA CC	59,5	3	136	T
GUAVIO	51,7	14	1.250	H
GUATAPE	50,2	19	560	H
SAN CARLOS	47,4	9	1.240	H
LA GUACA	37,8	6	324	H
BETANIA	34,7	1	540	H
GUADALUPE III	33,3	17	270	H
GUADALUPE IV	29,1	5	225	H
MIEL I	22,3	2	396	H
TRONERAS	21,6	5	21	H
PORCE II	18,0	8	405	H
AMOYA LA ESPERANZA	11,4	2	80	H
URRA	10,7	3	338	H

Como se describe en la Tabla 3-21 en términos de frecuencia, se destaca que las plantas con una mayor cantidad de mantenimientos, para algunas o todas sus unidades, fueron Guatapé, Guadalupe III y Guavio, con una frecuencia de 19, 17 y 14 mantenimientos, respectivamente. La duración media en el caso de Guatapé y Guavio supero las 50 horas por evento, mientras que en el caso de Guadalupe III la duración



media de cada evento está alrededor de las 33 horas. En términos de duración media, TERMOCENTRO y TERMOCANDELARIA 1 presentaron unidades en mantenimiento de larga duración, con duración media de 1.760 y 1.200 horas, lo que representa una indisponibilidad de cerca del 75% del tiempo en el periodo de análisis. A estas plantas le sigue la planta Barranquilla 3 que supera las 670 horas en mantenimiento.

- Indisponibilidad por eventos o contingencias en plantas de generación:

En la Tabla 3-22 se describe la duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debido a salidas forzadas en plantas hidroeléctricas, así como la capacidad de cada planta. La tabla se presenta por orden descendente de duración media de los eventos reportados durante el trimestre. Estas indisponibilidades ocurren por diferentes eventos o contingencias que afectan la disponibilidad y/o uso de los recursos, así como afectaciones a la capacidad técnica de generación. La Tabla 3-23 describe para este tipo de plantas la duración media y frecuencia por tipo de evento o contingencia reportada.

Tabla 3-22 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Planta	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
SALVAJINA	151,3	8	315
PRADO	130,2	20	51
ALBAN	121,6	44	429
PARAISO	87,4	22	276
BETANIA	80,1	4	540
LA GUACA	75,2	21	324
CALIMA	70,9	6	132
SOGAMOSO	28,2	3	819
GUATAPE	22,8	26	560
DARIO VALENCIA SAMPER	21,9	44	150
SALTO II	19,6	10	35
URRA	19,0	154	338
CUCUANA	17,5	43	56
MIEL I	16,0	7	396
ESCUELA DE MINAS	11,6	32	55
SAN CARLOS	10,1	14	1.240
SAN FRANCISCO	9,0	322	135
EL QUIMBO	8,4	12	400
TRONERAS	8,0	13	21
AMOYA LA ESPERANZA	6,6	23	80
JAGUAS	6,4	4	170
CARLOS LLERAS	3,6	61	78
ESMERALDA	3,4	9	30
PLAYAS	3,0	2	207
PORCE II	2,8	38	405
GUADALUPE IV	2,0	31	225
LA TASAJERA	2,0	14	306
PORCE III	1,9	19	700
SAN MIGUEL	1,6	4	52
GUADALUPE III	1,6	34	270
CHIVOR	1,6	3	1.000



Como se observa, por la magnitud de la capacidad involucrada, se destacan las indisponibilidades en las plantas de San Carlos (14 eventos), Guatapé (26 eventos), Betania (4 eventos), Sogamoso (3 eventos), y Chivor (3 eventos).

En términos de frecuencia, se resalta que la planta que presenta la mayor cantidad de indisponibilidades es San Francisco con 322 eventos, y cuyo compartimiento es recurrente a lo largo del año. Esta planta es seguida por Urra, Carlos Lleras y Cucuana, con una frecuencia de 154, 61 y 43 eventos respectivamente. Por otro lado, la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Salvajina con 151 horas de media, seguida por Prado con 130 horas.

Como lo muestra la Tabla 3-23, los eventos por contingencia o indisponibilidad por embalses o por turbina son los que comprometen la mayor capacidad de generación. Por esta razón y su frecuencia y duración media, los mencionados eventos son los de mayor impacto para el sistema durante el trimestre.

En términos solo de frecuencia, los eventos por contingencia o indisponibilidad en Río (recurso), y en términos solo de duración media, los eventos por el sistema de turbinamiento y de generación son los de mayor impacto para el sistema durante el trimestre.

Tabla 3-23 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas por tipo de evento.

Evento	Capacidad involucrada	Frec.	Duración media
Río	664 MW	422	0,1 h
Embalse	2.646 MW	241	0,2 h
Turbina	2.200 MW	61	1,8 h
Generador	1.739 MW	141	2,5 h
Transformador	1.000 MW	4	0,5 h
Serv Auxiliares	4.57 MW	42	0,1 h

Como se observa en la Tabla 3-24, por la magnitud de la capacidad involucrada, se destacan las indisponibilidades en las plantas de TEBSAB CC (7 eventos), Termocentro CC (4 evento) y Gecelca 32 (1 eventos). En términos de frecuencia, se resalta que la planta que presenta el mayor número de indisponibilidades es Termonorte con 82 eventos, seguida por Termosierra y Guajira 1, con una frecuencia de 11 y 9 eventos respectivamente, lejos de los valores observados en Termonorte. Por otro lado, la planta con la mayor duración media de indisponibilidades es Termocentro con 1314 horas con una diferencia significativa respecto a la siguiente, Paipa 3 con 181 horas de media.

Tabla 3-24 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Planta	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
TERMOCENTRO CC	1.314,0	4	279
PAIPA 3	181,9	2	70
CARTAGENA 1	89,8	1	56
GUAJIRA 2	77,9	7	143
TEBSAB CC	69,9	7	791
TERMOSIERRA CC	58,6	11	136



CARTAGENA 2	52,8	3	62
BARRANQUILLA 4	51,2	4	60
TERMOCANDELARIA 1	49,3	2	157
BARRANQUILLA 3	46,4	4	60
ZIPAEMG 2	44,2	5	35
TERMOCANDELARIA 2	32,9	3	157
GUAJIRA 1	20,3	9	143
PAIPA 2	15,6	1	72
ZIPAEMG 3	9,4	4	63
TERMONORTE	6,9	82	88
ZIPAEMG 4	6,2	1	64
GECELCA 32	2,7	1	273
PAIPA 1	0,6	2	36
CARTAGENA 3	0,2	1	66

En la Tabla 3-24 se describe la duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en plantas térmicas, así como la capacidad de cada planta. La tabla se presenta por orden descendente de duración media de los eventos reportados durante el trimestre. Estas indisponibilidades ocurren por diferentes eventos o contingencias que afectan la disponibilidad y/o uso de los recursos o combustibles, así como afectaciones a la capacidad técnica de generación. La Tabla 3-25 describe para este tipo de plantas la duración media y frecuencia por tipo de evento o contingencia reportada.

Tabla 3-25 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas por tipo de evento.

Evento	Capacidad involucrada	Frec.	Duración media
Turbina	184 MW	3	61 h
Caldera	547 MW	28	10,8 h
Generador	948 MW	10	10,3 h
Transformador	66 MW	66	0,2 h
Suministro de combustible	415 MW	15	91,5 h
Servicios auxiliares	88 MW	82	0,1

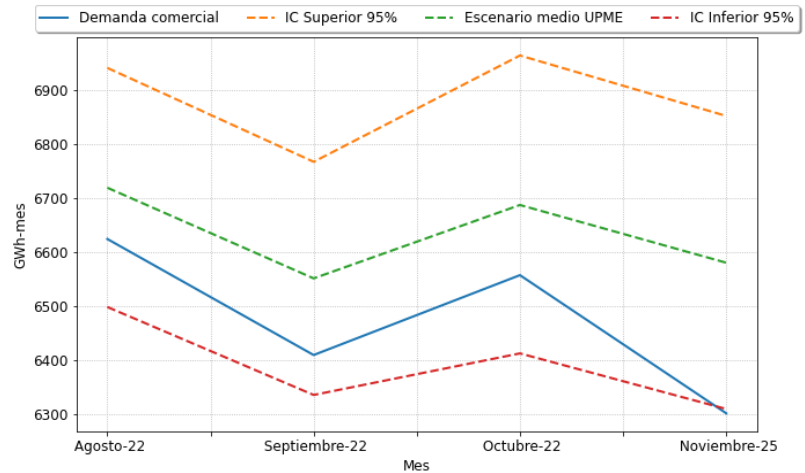
Por otro lado, la Tabla 3-25 resume las indisponibilidades presentadas durante el trimestre por tipo de evento. Se resalta que los eventos por contingencia o indisponibilidad por generador son los que comprometen la mayor capacidad de generación fuera del sistema. Por esta razón y su frecuencia y duración media, los mencionados eventos son los de mayor impacto para el sistema durante el trimestre. En términos solo de frecuencia, los eventos por servicios auxiliares o el sistema de transformación, y en términos solo de duración media, los eventos por el sistema de las turbinas y de suministro de combustible son los otros tipos de eventos con mayor impacto para el sistema durante el trimestre.



3.2.1.5. Demanda:

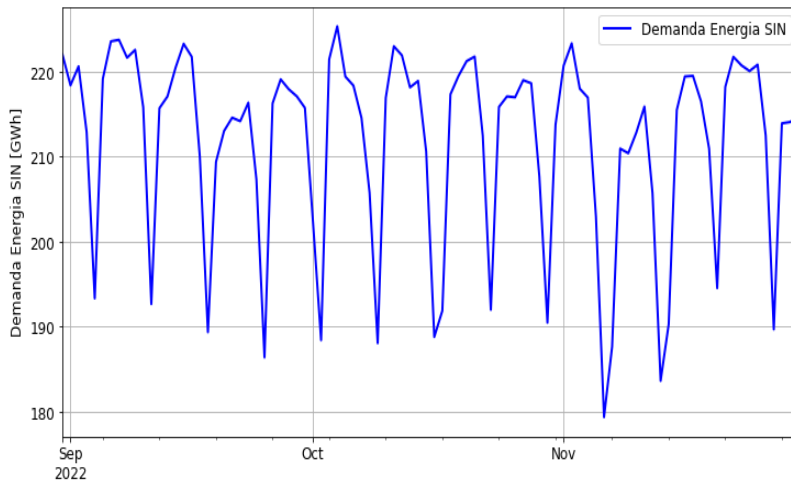
La Figura 3-43 muestra la evolución de la demanda mensual (línea azul) comparada con las proyecciones elaboradas por la UPME¹¹. En esta comparación se incluye las proyecciones de la UPME para el escenario medio de demanda y los intervalos de confianza superior e inferior al 95%. Para el trimestre de análisis se observa un comportamiento de la demanda real por debajo del escenario medio proyectado, tendiente al límite inferior del intervalo de confianza. La desviación de la demanda para el trimestre se encuentra entre -3% y -5% respecto al escenario de demanda medio de la UPME. Lo anterior contrasta con lo observado para agosto, donde la demanda del SIN es cercana a la del escenario medio de la UPME.

Figura 3-43. Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 3-44. Evolución de la demanda diaria del SIN



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Por otro lado, la Figura 3-44 muestra la evolución diaria de la demanda en el periodo de análisis. No se observan comportamientos particulares que pudieran tener impacto en la operación normal del sistema. En la gráfica se observa que la demanda no presentó un comportamiento creciente en promedio mes a mes.

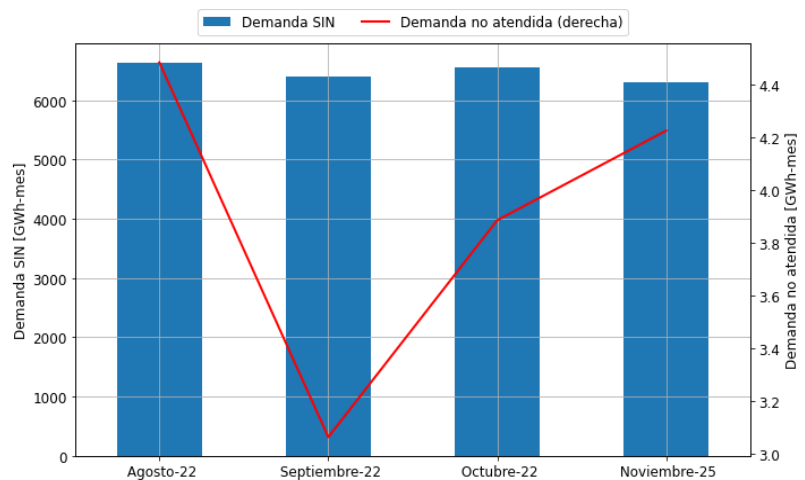
¹¹ Proyección de demanda de energéticos 2022-2036. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia>



Finalmente, la Figura 3-45 muestra la demanda no atendida (línea roja – referida al eje derecho), comparada con la demanda agregada mensual en las (barras azules – referida al eje izquierdo).

La demanda media del SIN entre septiembre y noviembre es de 6.420 GWh-mes. En cuanto a la demanda no atendida, el pico más importante se presenta en el mes de noviembre con un valor de 4,2 GWh, y un mínimo de 3,1 GWh en septiembre.

Figura 3-45. Demanda mensual y demanda no atendida



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El evento más importante de desatención se dio por el disparo del activo OCOA - SANTA HELENA 1 115 KV, dejando sin tensión las Sub estaciones radiales SANTA HELENA 115 kV, SURIA 115 kV, PUERTO LOPEZ 115 kV, PUERTO GAITAN 115 kV y CAMPOBONITO 115 kV, lo cual implicó una demanda no atendida de 0.9 GWh el 29 de octubre.

El segundo evento en magnitud se presentó por el disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial BUCHELY 115 kV y una demanda no atendida de 0,3 GWh el 27 de noviembre.

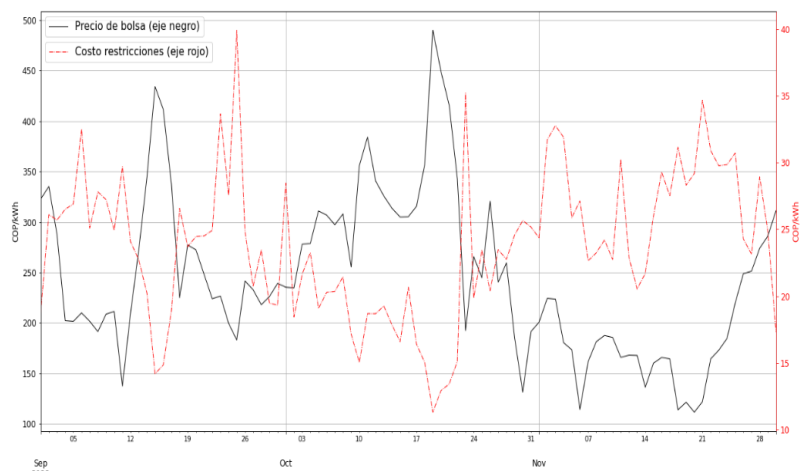
Es importante señalar que la demanda no atendida no programada en cada mes, fue inferior al 0,1%.

3.2.1.6. Análisis de restricciones y generación fuera de mérito

En la Figura 3-46 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, con el fin de poder identificar posibles relaciones entre estas variables.

Durante el trimestre analizado se presentaron algunos incrementos puntuales en el precio de bolsa, entre ellos los días 15 de septiembre, 11 de octubre y 19 de octubre con precios promedio de bolsa de 434,25 \$/kWh, 384,17 \$/kWh y 490,14 \$/kWh

Figura 3-46 Costo de restricciones y precio de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

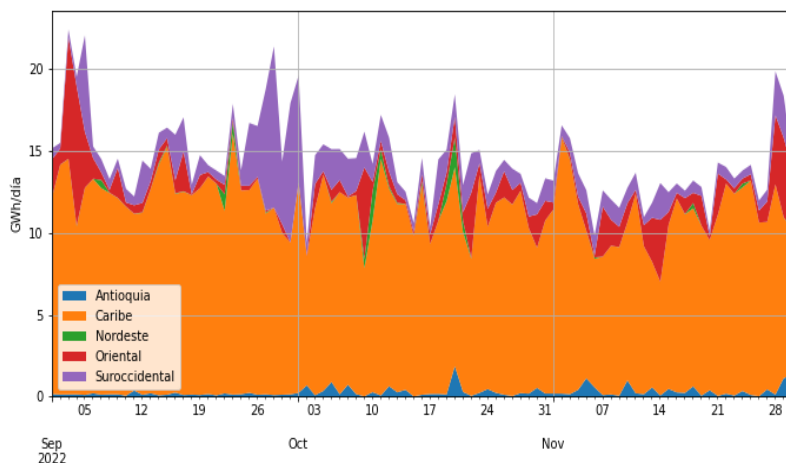
respectivamente. Estos incrementos en el precio de bolsa promedio se deben principalmente al aumento de



la oferta de algunas plantas del sistema entre ellas **Salvajina, Calima, Guatrón, Porce II, Betania y El Quimbo**.

Por otro lado, los aumentos en los precios de bolsa coinciden temporalmente con las caídas en el costo unitario de restricciones, ya que, al aumentar el precio de bolsa, algunas de las plantas costosas que se requieren por seguridad en el sistema resultan comisionadas en mérito, por lo tanto, su generación, aunque necesaria, ya no hace parte de la generación por restricciones en el sistema.

Figura 3-47. Generación fuera de mérito por área



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Finalmente, en la Figura 3-47 se puede ver la generación fuera de mérito en el sistema, es decir, la generación requerida por restricciones.

En esta gráfica se pueden apreciar picos puntuales donde la generación sobrepasa los 20 GWh/día, principalmente asociados a mantenimientos en el área Oriental y el área Suroccidental, las cuales han tenido bastante actividad por eventos asociados a la subestación y línea San Marcos, Yumbo y Tesalia – Jamondino 230 kV.



4. Perfil de Contratación de Gas Natural para la Atención del Sector Residencial

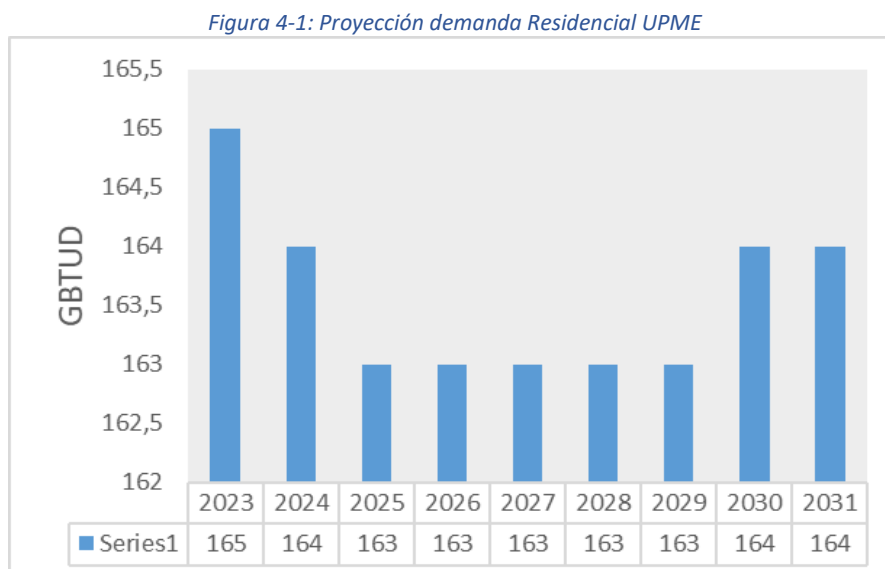
En esta sección se pretende mostrar como es el nivel actual de contratación de la demanda de gas natural del sector Regulado-Residencial en contratos de largo plazo que garantizan firmeza. **De acuerdo con el Decreto 1073 de 2015 la Demanda Esencial, de la cual hace parte el segmento Residencial, debe ser atendida a través de contratos que cuenten con Respaldo Físico.**

La intención es contrastar dicho nivel de contratación con los datos correspondientes a la proyección de demanda de la UPME para el segmento Residencial.

Este análisis contempla los contratos resultantes de los procesos de comercialización de años previos al escenario de análisis para campos mayores y negociaciones directas para el gas disponible en los campos de producción menores, aislados y en pruebas extensas.

4.1. Proyección de la Demanda Residencial según la UPME.

En la Figura 4-1 se presenta la proyección realizada por la UPME para la demanda Residencial hasta el año 2031.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la UPME.

De manera general se observa una leve disminución de la proyección de la demanda Residencial durante todo el escenario del análisis, pasando de 165 GBTUD en promedio en el año 2023 a 164 GBTUD en el año



2031. En la gráfica se puede observar un comportamiento estable en la demanda de este segmento, el cual se puede explicar con el alto índice de penetración en el mercado.

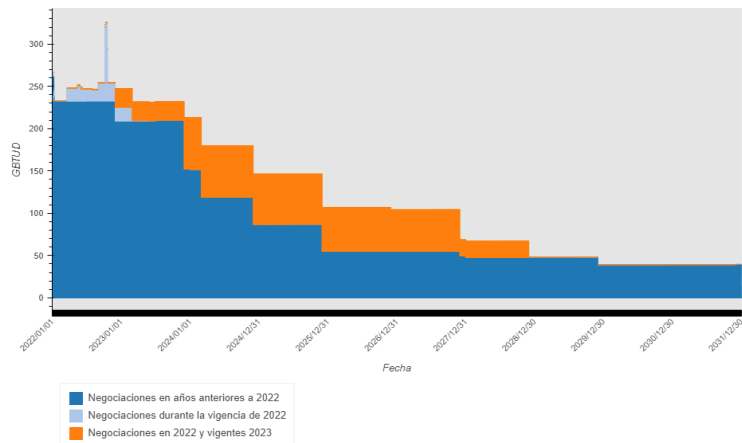
4.2. Perfiles de contratación

La Figura 4-2 muestra el agregado general de los contratos existentes para suministro de gas natural a la demanda Residencial, que consideran la oferta disponible en campos mayores, campos menores, campos en pruebas extensas y campos aislados.

Del grueso de las cantidades contratadas para suministro de gas natural negociadas en años anteriores al 2022 para el segmento Residencial, solamente una fracción de 40 GBTUD se extiende continuamente en el tiempo hasta el final del horizonte de análisis, es decir que son contratos que pueden considerarse de largo plazo.

Durante el año 2022 también se negociaron contratos de suministro de largo plazo por una cantidad máxima en total de 55 GBTUD que irán entrando en vigor escalonadamente a partir de diciembre del año 2022 y extendiéndose hasta noviembre de 2028.

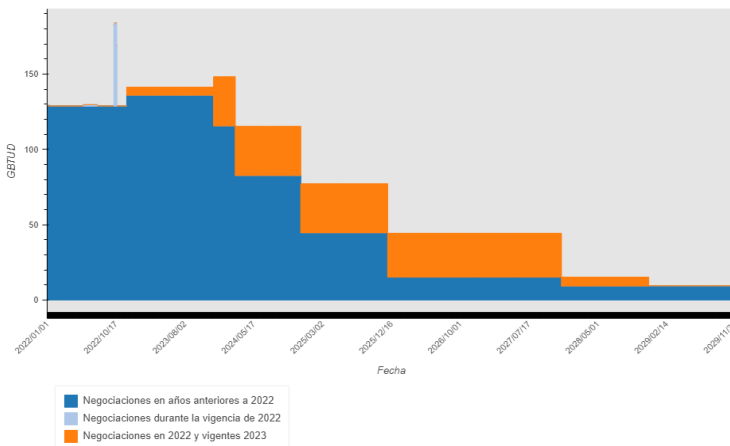
Figura 4-2: Seguimiento a contratación anual – sector residencial



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

4.2.1. Perfil de Contratación Campos Mayores.

Figura 4-3: Seguimiento a contratación Residencial campos mayores



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

La Figura 4-3 muestra la participación de los campos mayores en la contratación de suministro de gas natural con destino a la atención de la demanda Residencial.

Una tercera parte de todo el gas negociado en contratos para la demanda Residencial en años anteriores al 2022 (40 GBTUD) tendrá una duración de al menos 4 años finalizando en noviembre del año 2025.

Entre 10 y 15 GBTUD se mantendrán en contratos de al menos 8 años de duración extendiéndose hasta el final del horizonte de este análisis.



Durante el año 2022 se generaron contratos que inician obligaciones de entrega en diciembre de 2022 y se extienden hasta noviembre de 2028. Las cantidades negociadas en estos contratos varían entre 5 y 32 GBTUD.

4.2.2. Perfil de Contratación Campos Menores.

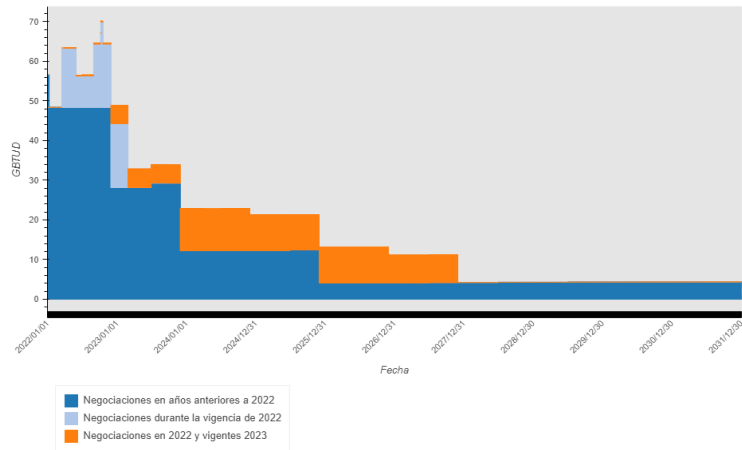
En la Figura 4-4 se puede observar la participación de los campos menores en el perfil de contratación de la demanda Residencial.

12 GBTUD se mantienen en contratos de largo plazo negociados antes del año 2022 con finalización de entregas de gas en diciembre de 2025.

Solamente 4 GBTUD negociados antes del 2022 se mantienen con obligaciones de entrega hasta el 30 de noviembre de 2031.

Contratos entre 6 y 10 GBTUD negociados en el año 2022 iniciarán sus entregas en diciembre de 2023 y se extenderán hasta el 30 de noviembre de 2027.

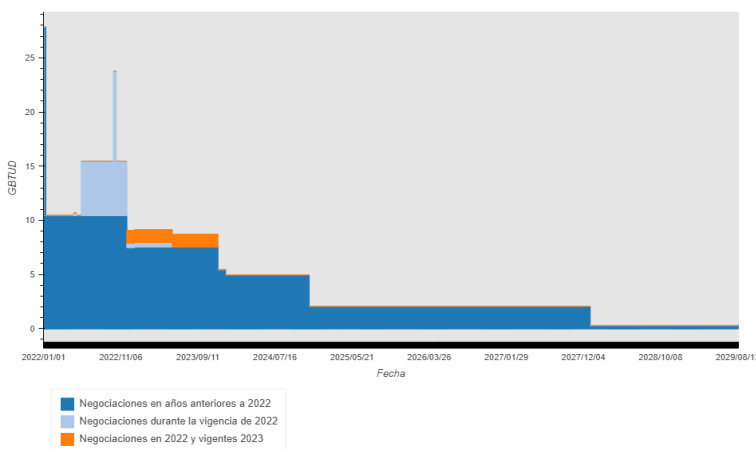
Figura 4-4: Seguimiento a contratación Residencial campos menores



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

4.2.3. Perfil de Contratación Campos Aislados.

Figura 4-5 Seguimiento a contratación Residencial campos aislados



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

En la Figura 4-5 muestra como el gas proveniente de los campos aislados participa en el suministro de gas natural para atender la demanda Residencial.

La ejecución de contratos negociados antes del año 2022 da como resultado una disminución escalonada de las cantidades entregadas, desde 10 GBTUD hasta 2 GBTUD, los cuales se mantienen en contratos de largo plazo hasta el 30 de noviembre de 2027.

Durante el año 2022 no se negociaron contratos de largo plazo en los campos



aislados, pero si contratos hasta 13 GBTUD para ser ejecutados en periodos de tiempo cortos dentro de la vigencia del mismo año 2022.

4.2.4. Perfil de Contratación Campos en Prueba Extensa.

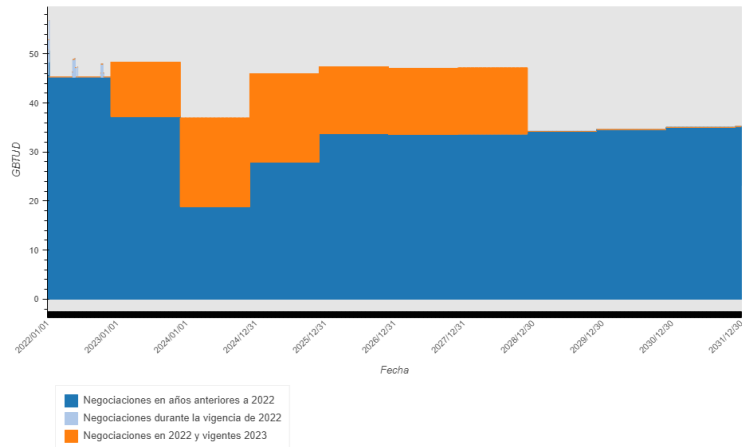
El perfil de contratación de campos en pruebas extensas para atender demanda Residencial se muestra en la Figura 4-6.

Contratos de duración de por lo menos 10 años por 18 GBTUD y de 14 GBTUD por 6 años han sido negociados antes del año 2022.

Durante el año 2022 se negociaron contratos con volúmenes inferiores a 12 GBTUD cuya duración máxima es de 4 años con diferentes fechas de inicio de entregas.

El gas proveniente de campos en prueba extensa representa la mayor participación de contratos de largo plazo para la atención de la demanda Residencial con 32 GBTUD contratados hasta el final del periodo de análisis.

Figura 4-6: Seguimiento a contratación Residencial campos menores



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

4.3. Comparativo de Contratos de Gas Firmados y Pronóstico de Demanda de la UPME Para Sector Residencial.

En la Figura 4-7 se observa el comportamiento de la proyección de demanda de la UPME y el nivel de contratación actual para la atención de la demanda residencial.

El escenario medio de demanda estimada por la UPME para el sector Residencial es en promedio de 164 GBTUD y es prácticamente invariable durante todo el periodo de análisis.

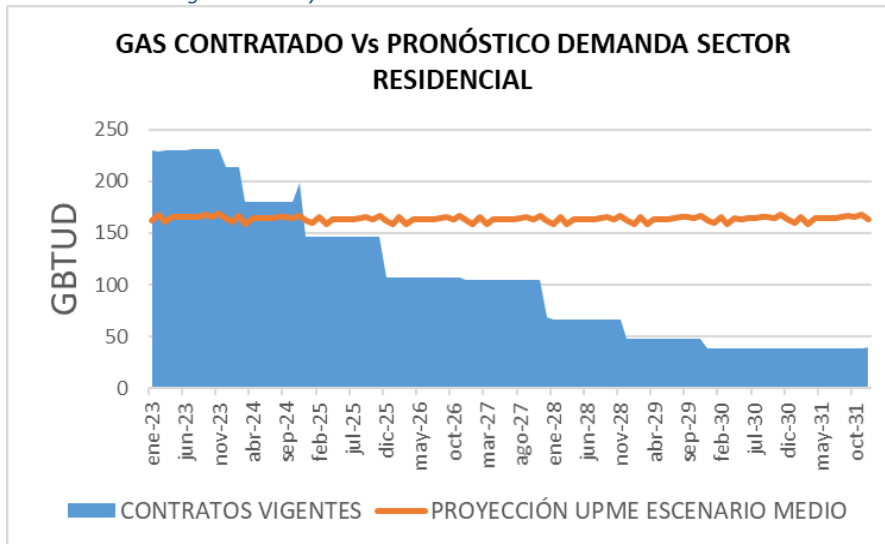
Con el perfil de contratación actual, el cual incluye gas suministrado desde campos mayores, campos menores, campos aislados y campos en pruebas extensas, se tendrían excedentes de gas contratado para la atención de la demanda Residencial del orden de 65 GBTUD hasta el mes de noviembre de 2023.

A partir de diciembre de 2023 y hasta noviembre de 2024, se presentan excedentes de 23 GBTUD en promedio.



No obstante, la demanda Residencial no cuenta con contratos firmados que le permitan alcanzar un perfil de contratación que se encuentre acorde con las estimaciones de demanda de la UPME a partir de diciembre de 2024.

Figura 4-7 Proyección de demanda Vs Contratación actual



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

En este sentido cobra relevancia la propuesta presentada en el proyecto de Resolución CREG 226 de 2021, en lo referente a la definición del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial – MADE.

El objetivo de este mecanismo es el de garantizar que los Agentes que atienden este tipo de demanda, tengan acceso de manera trimestral a los volúmenes de gas disponibles para ser negociados en contratos que garanticen firmeza a través del respaldo físico.



5. Pivotalidad y Precios de Oferta – Medición de Poder de Mercado Eléctrico

5.1. Introducción

Dadas las particularidades del mercado eléctrico, relativas al poder de mercado que pueden ejercer los agentes en este, y en especial en mercados de tipo oligopólico como el colombiano; es necesario contar con una serie de indicadores adicionales que permitan realmente detectar dicho poder de mercado y posibiliten los análisis sobre comportamientos que afecten la eficiencia del mismo.

A lo largo del presente boletín se ha presentado la evaluación de indicadores para el monitoreo del mercado, tales como: el índice de Concentración de Herfindahl Hirschmann (HHI), que, aunque puede ser de utilidad para medir la concentración de la capacidad y ofrecer una medida aproximada de las condiciones de competencia, para el caso colombiano puede ser insuficiente como indicador de poder de mercado

Así mismo, el Índice de Oferta Residual (IOR), que es de utilidad para evaluar cuándo un agente es necesario para atender la demanda en un determinado momento y que puede mostrar correlación con prácticas de ejercicio de poder de mercado, pero que tiene limitaciones para considerar condiciones coyunturales del mercado.

Recientemente, la UMMEG ha implementado un indicador de conducta de los actores, con el fin de hacer mediciones de poder de mercado, siguiendo una metodología para estimar la desviación del precio mayorista sobre el costo marginal en las ofertas a través del índice de Lerner¹² (IL).

El ejercicio a continuación incorpora un análisis de la relación entre los precios de bolsa observados en el trimestre de análisis versus el poder de mercado y la pivotalidad observada de algunos agentes, como una medida de supervisión para identificar el impacto del poder de mercado de los agentes sobre los precios, dado el tipo de competencia oligopólica actual.

Lo anterior complementa la información presentada en el presente documento sobre el funcionamiento real del mercado colombiano, no sólo según sus aspectos técnicos y operativos, sino también incorporando elementos sobre el comportamiento competitivo del mercado y los agentes.

Los resultados presentados de la evaluación del poder de mercado y de conducta de los agentes están basados en información general de la operación del sistema, e invitan a considerar aspectos diferenciales en su implementación práctica para el seguimiento al mercado, así como su utilidad en la definición de reglas o mecanismo de seguimiento y control.

¹² Las características del indicador y la metodología implementada se describen en el capítulo 5 del Boletín trimestral junio-agosto 2022 de la UMMEG. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-UMMEG-junio-agosto-2022.pdf>



5.2. Descripción del ejercicio realizado, supuestos y consideraciones

Se realiza la evaluación del IL y el IOR para 3 meses entre septiembre de 2022 y noviembre de 2022, sobre la muestra completa de la operación del mercado en ese año, es decir, hora a hora, considerando las siguientes variables:

- Precio en bolsa (\$/kWh)
- Precio de oferta (\$/kWh)
- Disponibilidad comercial (kW)
- Demanda real de energía (kWh)

En la evaluación del IL, dado que los costos marginales de los agentes no son conocidos, se evalúa a partir del cálculo de la elasticidad de la curva de demanda residual de cada agente, es decir, encontrando el IL como el equivalente al inverso de la elasticidad de esta curva.

En particular, para el presente ejercicio la elasticidad se estima como el cociente de variaciones de cantidades y precios en el punto de cierre del mercado (elasticidad arco). Para la formación de la curva de demanda residual, se ordena por mérito las ofertas de las plantas en cada hora del periodo de análisis, y se retiran de la curva las plantas correspondientes al agente cuyo IL se desea evaluar para determinar la demanda residual.

Adicionalmente, en la evaluación del IL se hace una diferenciación entre horas de alta y baja demanda dado que, dependiendo del nivel de demanda, la participación de aquellos agentes con una alta concentración de la capacidad instalada tiene diferentes impactos sobre el despacho horario.

Para ello, se determinan distintos bloques horarios de la curva de duración de carga. Estos bloques agrupan horas donde la demanda tiene similares niveles en magnitud.

Tabla 5-1 Caracterización de la curva de demanda en bloques horarios

Bloque	B1	B2	B3	B4	B5
Horas	0-6	7-9 y 22-23	10-17 y 21	18 y 20	19

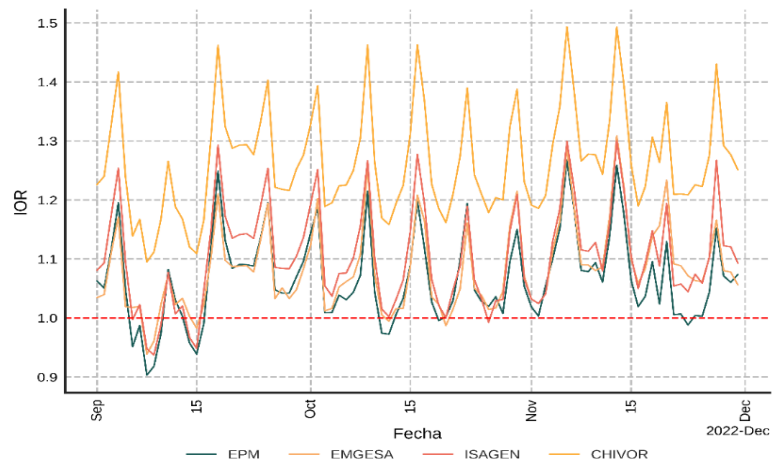
Finalmente, se utiliza la curva de promedio móvil del precio de bolsa como el precio de equilibrio de mercado durante los últimos siete días, así como el promedio móvil, con la misma ventana temporal, de los niveles de poder de mercado de los agentes pivotaes y del agente con el menor valor promedio de IOR sin que llegue a ser pivotal. Esta curva reduce el ruido de las fluctuaciones diarias y permite el seguimiento a las tendencias del aumento y disminución tanto del precio de bolsa como del poder de mercado que ostentan los agentes.



5.3. Evaluación del IOR

Como se mencionó anteriormente, el IOR muestra la dependencia del sistema en un agente para atender la demanda. La Figura 5-1 muestra los resultados de la evaluación del IOR para los agentes que resultaron ser pivotaes en el trimestre, y el agente CHIVOR, que después de los pivotaes es el siguiente en magnitud de IOR con valores cercanos a 1 sin llegar a ser pivotal. Durante el trimestre, el indicador IOR fue menor a 1 en 4 días para ENEL, 11 días para EPM y 6 días para ISAGEN.

Figura 5-1 Agentes que presentaron pivotalidad en el trimestre



En la Tabla 5-2 se muestran los valores de IOR por agente en cada uno de los días donde se observó pivotalidad, y donde adicionalmente, se relacionan las condiciones operativas que tienen incidencia en una menor capacidad disponible y que puede provocar que aquellos agentes con mayor concentración de capacidad se vuelvan pivotaes.

Tabla 5-2 Valores de IOR en los días donde de los agentes resultaron ser pivotaes

	CHIVOR	EMGESA	EPM	ISAGEN
6-sep	1,14	1,02	0,95	1,00
7-sep	1,17	1,02	0,99	1,02
8-sep	1,09	0,94	0,90	0,95
9-sep	1,11	0,96	0,92	0,94
10-sep	1,17	1,02	0,97	0,99
14-sep	1,12	1,00	0,96	0,97
15-sep	1,11	0,98	0,94	0,95
16-sep	1,17	1,02	0,99	1,05
11-oct	1,17	1,01	0,97	1,01
12-oct	1,16	0,99	0,97	1,00
19-oct	1,19	1,02	1,00	1,02
20-oct	1,16	0,99	1,00	1,00
26-oct	1,18	1,01	1,02	0,99
23-nov	1,21	1,07	0,99	1,04

En un mercado competitivo, con los valores de pivotalidad observados en la Tabla 5-2, la indisponibilidad programada o no de capacidad juega un rol de restricción en la producción que toma la forma de retiro físico



de plantas o capacidad, que se solo podría considerarse ejercicio de poder de mercado cuando se comprueba que estas acciones tienen la intención de producir un aumento del precio de mercado. Cuando la capacidad de un agente sale del mercado la curva de oferta se eleva un escalón a otra oferta de mayor costo e incrementado el precio de mercado. Adicionalmente, aquellos agentes con parte de su portafolio dentro de programa operativo tendrían un beneficio extra.

Esto muestra que, considerar la pivotalidad para el desarrollo de estrategias de limitación de poder de mercado debe ir en dos direcciones: primero, para el en caso de que el agente con la capacidad indisponible ofrezca dentro de su portafolio capacidad de bajo costo, o exista un comportamiento colusivo entre agentes; segundo, que la restricción de capacidad no tiene intención de influir en el precio de mercado y solo se trata de eventos fortuitos o contingencias, por lo tanto la entrada de generación más costosa es necesario para garantizar la atención de la demanda y la pivotalidad en la que puede caer el agente bajo estas condiciones también es un evento circunstancial.

5.3.1. Precios de oferta de los agentes pivotaes vs IOR

Considerando la secuencia de los días donde se presenta pivotalidad, en la Tabla 5-2, se puede definir 6 momentos donde la oferta de los agentes es necesaria para atender la demanda. No obstante, solo dos de esos momentos están relacionados con precios de bolsa que se consideran altos respecto a lo observado en el trimestre. Estos periodos, como se puede observar en la Figura 5-2, son: primero, entre el 14 a 16 de septiembre, donde el precio de bolsa diario alcanzo los 434 \$/MWh; segundo, entre el 19 y 20 de octubre, donde el precio de bolsa diario alcanzo los 490 \$/MWh.

Adicionalmente, como se anotó anteriormente, una vez observada la pivotalidad es necesario considerar las condiciones operativas del sistema, las ofertas de los agentes y el comportamiento estratégico de los con su portafolio de generación. En la Figura 5-4 se presentan las diarias ofertas del agente que no llega a ser pivotal, las cuales se ubican en el margen inferior de la fluctuación del precio de bolsa diario.

Figura 5-2 Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)

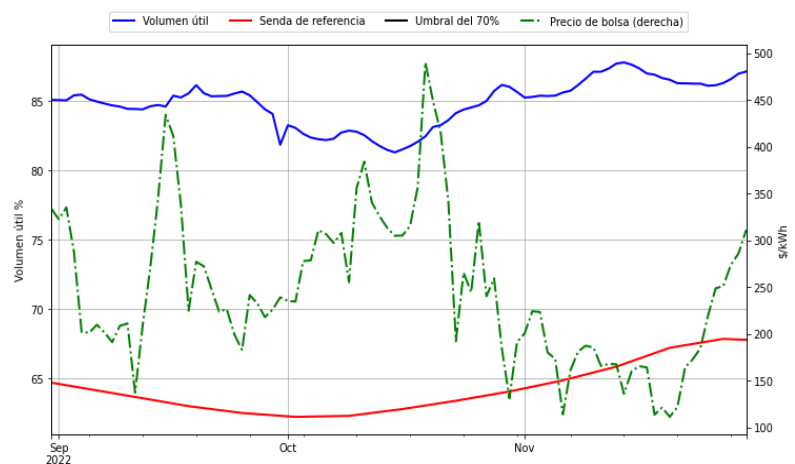
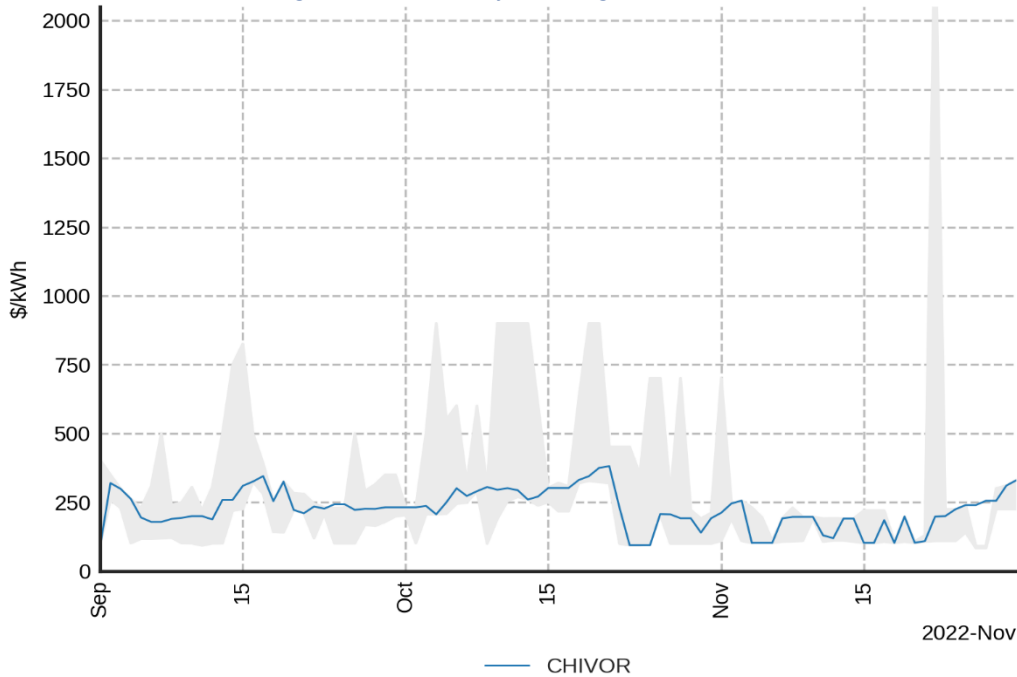




Figura 5-3 Precios de oferta del agente - CHIVOR



En la Tabla 5-3 se relaciona el número de horas en las que los recursos donde hubo fijación de precios, para las fechas donde el agente fue pivotal. En resumen, de los 14 días donde se observó pivotalidad, solo en 6 días los agentes pivotaes fijaron el precio y lo hicieron por un lapso de 47 horas acumuladas. Para los dos periodos donde se presentaron valores pico de precios bolsa, los agentes pivotaes fijaron el precio en 3 horas para el periodo entre el 14 a 16 de septiembre, y de 12 horas en el periodo entre el 19 y 20.

Tabla 5-3 Recursos que fijaron precios en los días en los que los agentes resultaron pivotaes

	EMGESA	EPM	ISAGEN
6-sep			
7-sep			
8-sep	El Quimbo: 6 hora Betania: 2 hora		
9-sep			MIEL 1: 2 horas
10-sep			MIEL 1: 1 horas
14-sep			MIEL 1: 1 horas
15-sep	El Quimbo:2 hora Betania: 4 hora Pagua: 1 hora		MIEL 1: 2 horas
16-sep			
11-oct			
12-oct	Guavio: 12 horas Betania 1: hora	Porce 2: 1 hora	
19-oct			
20-oct	Guavio: 11 horas Betania 1: hora		
26-oct			
23-nov			



Por otro lado, la Figura 5-4, Figura 5-4 y Figura 5-6 presentan los precios de oferta en relación con la banda de fluctuación de precios de bolsa. En este punto, se llama la atención a observar la línea punteada roja que indica el umbral de IOR igual a 1 en el que el agente pasa a ser pivotal. Este umbral señala los recursos del agente que pudieron marginar en algún momento del día, aquellos recursos despachados y aquellos que están por fuera del despacho. Esto es relevante por el hecho de que la posibilidad de fijar el precio se ve potencia por el hecho de ser pivotaes, por lo tanto, es importante conocer la dinámica de las ofertas en esos periodos para el portafolio de cada agente pivotal.

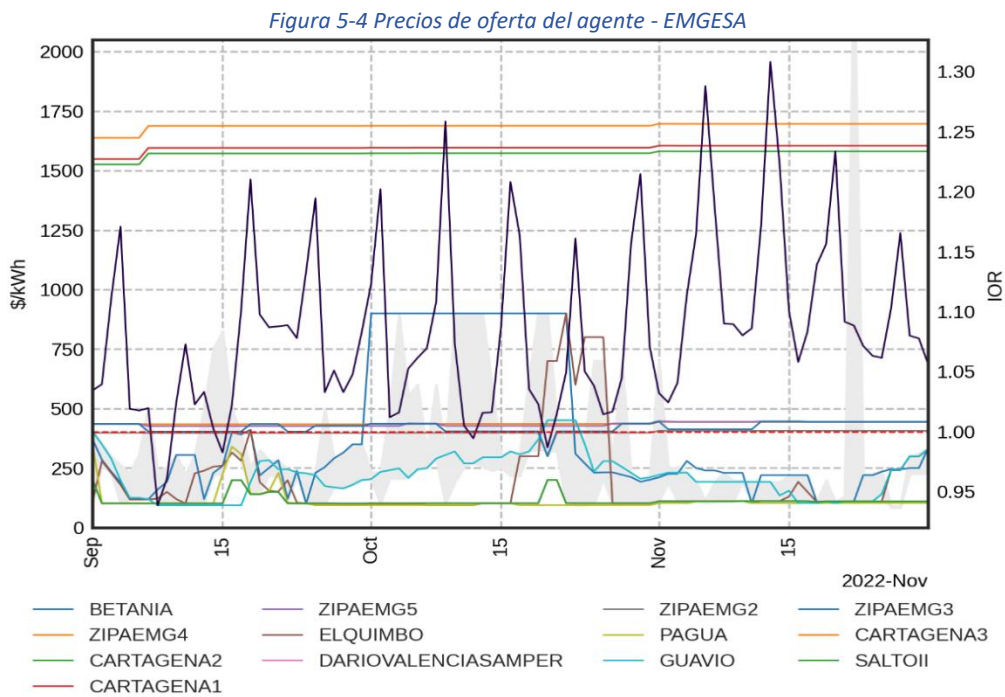




Figura 5-5 Precios de oferta del agente - EPM

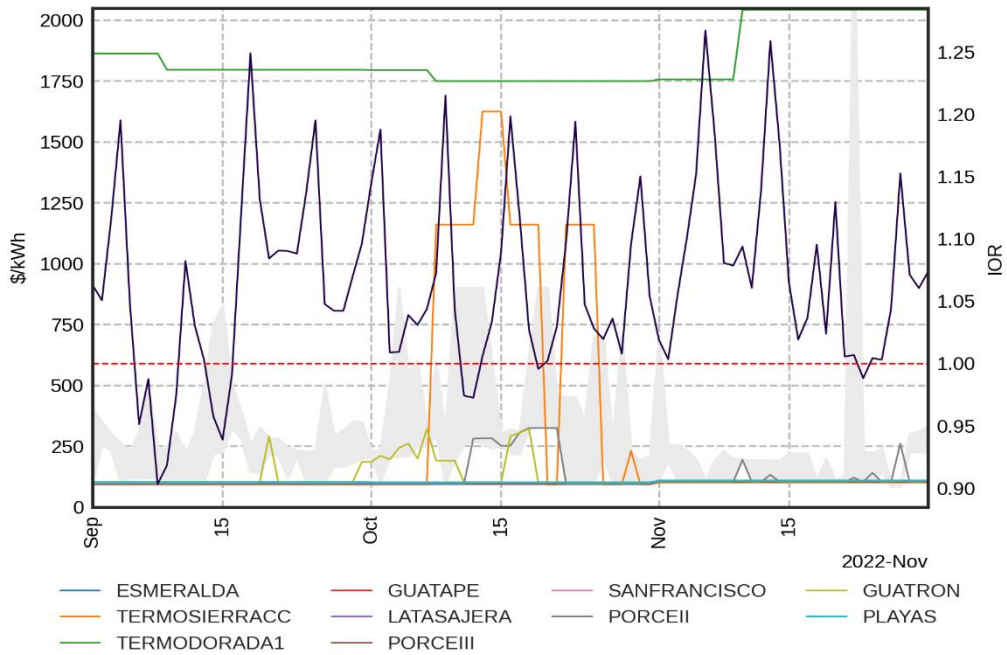
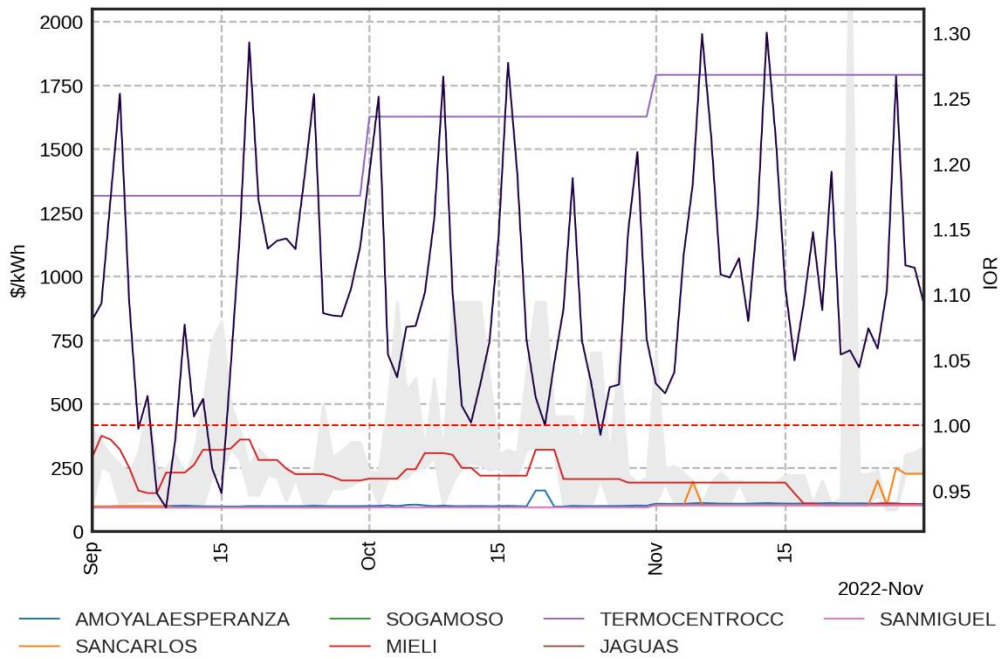


Figura 5-6 Precios de oferta del agente - ISAGEN





5.3.2. Precios de oferta de los agentes pivotaes vs promedio móvil del precio de bolsa

En un mecanismo de limitación de precios, como el propuesto por la CREG en su resolución 143 de 2021 para la limitación de poder de mercado, aquellos recursos de los agentes donde se presenta pivotalidad son susceptibles de ser estudiados o revisados considerando los precios de bolsa actuales o promedio que puedan considerarse altos.

En la Tabla 5-3 se relaciona para los recursos donde hubo fijación de precios, para las fechas donde el agente fue pivotal, aquellos que en su oferta superan la media móvil de los últimos siete días y la curva de media móvil afectada al 140%. En resumen, de las 47 horas donde se observó pivotalidad y los agentes pivotaes fijaron el precio, solamente en un lapso acumulado de 17 horas los precios de oferta superaron la media móvil de los últimos 7 días, y solo un lapso acumulado de 4 horas los precios de oferta superaron la media móvil de los últimos 7 días afectada al 140%. Estos es el 0.04% del total de horas en operación del sistema durante el trimestre. De las 4 horas donde los precios de oferta superaron la media móvil de los últimos 7 días afectada al 140%, solo 2 horas corresponden a los periodos donde se presentaron precios pico de bolsa (14 a 16 de septiembre y 19 y 20 de octubre), es decir, el 0.02% del total de horas en operación del sistema durante el trimestre.

Tabla 5-4 Recursos que fijaron precios en los días en los que los agentes resultaron pivotaes

	EMGESA		EPM		ISAGEN	
	Media móvil 7 días	Propuesta CREG	Media móvil 7 días	Propuesta CREG	Media móvil 7 días	Propuesta CREG
6-sep						
7-sep						
8-sep	El Quimbo: NO Betania: NO	El Quimbo: NO Betania: NO				
9-sep					MIEL 1: NO	MIEL 1: NO
10-sep					MIEL 1: SI	MIEL 1: SI
14-sep					MIEL 1: SI	MIEL 1: SI
15-sep	El Quimbo: NO Betania: NO Pagua: NO	El Quimbo: NO Betania: NO Pagua: NO			MIEL 1: SI	MIEL 1: NO
16-sep						
11-oct						
12-oct	Guavio: NO Betania: SI	Guavio: NO Betania: SI	Porce 2: NO	Porce 2: NO		
19-oct						
20-oct	Guavio: SI Betania: SI	Guavio: NO Betania: SI				
26-oct						
23-nov						



En Figura 5-8, Figura 5-9 y Figura 5-10 se presentan los precios de oferta en relación con la banda de fluctuación de precios de bolsa, indicado en la línea punteada la media móvil del precio de bolsa de los últimos 7 días, así como la misma media afectada al 140% de acuerdo con la propuesta de la CREG para la reestructuración de mercado como una medida de “precio fuera de mercado”. Las figuras permiten identificar los recursos del agente pivotal que pudieron marginar en algún momento del día, aquellos recursos despachados y aquellos que están por fuera del despacho, especialmente considerando la conjunción de eventos de pivotalidad y precios “fuera de mercado”.

Figura 5-7 Precios de oferta del agente – EMGESA vs promedio móvil del precio de bolsa

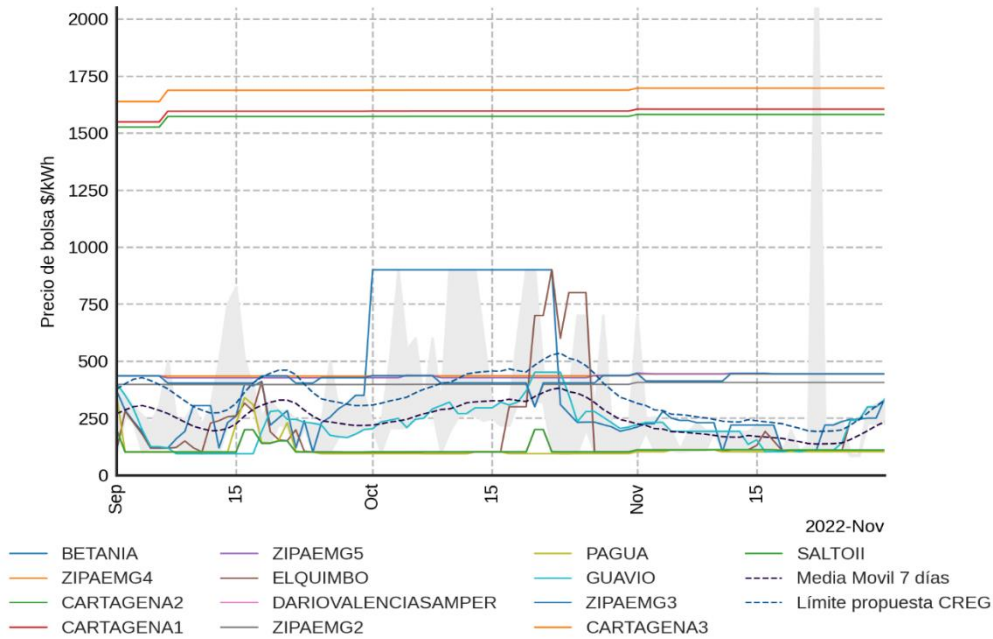


Figura 5-8 Precios de oferta del agente - EPM vs promedio móvil del precio de bolsa

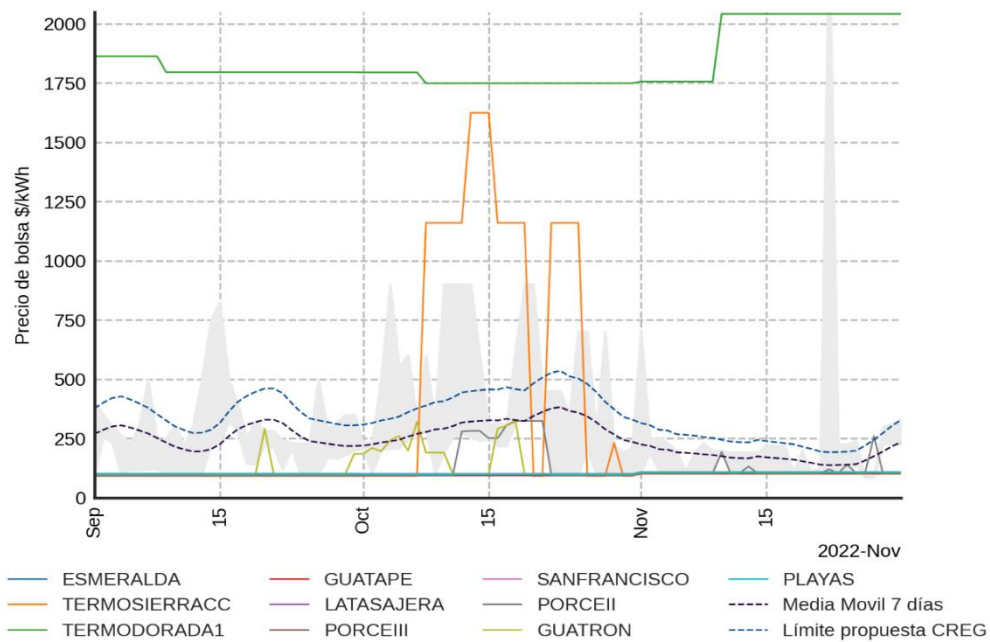
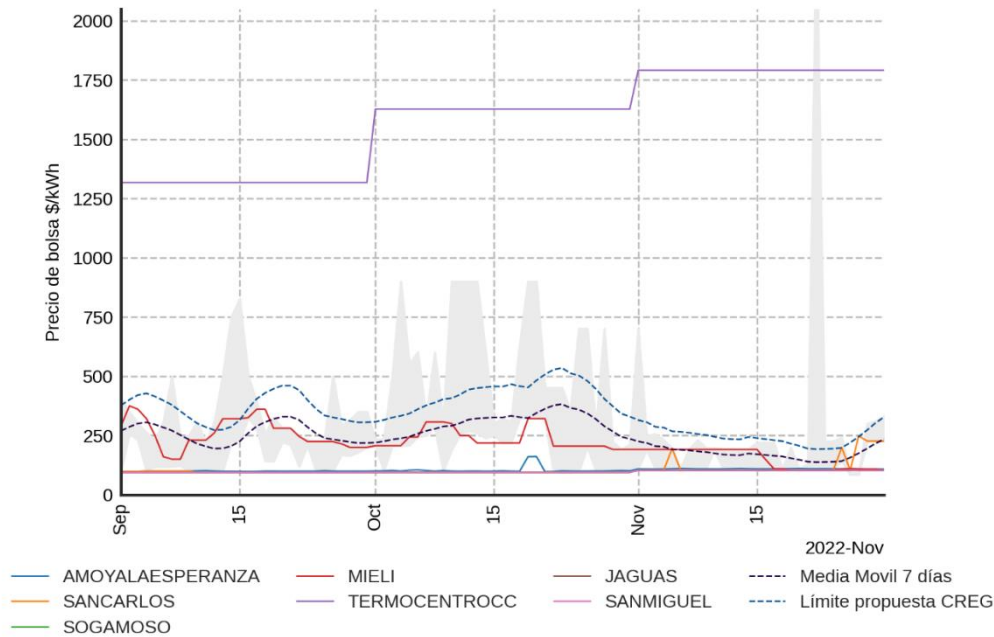




Figura 5-9 Precios de oferta del agente - ISAGEN vs promedio móvil del precio de bolsa



5.3.3. Evaluación del IL

Como se menciona anteriormente, el IL se evalúa para cada una de las horas del año en cuestión, para cada uno de los agentes pivotaes en el trimestre, incluyendo a Chivor como el agente más próximo en cuanto a pivotalidad sin llegar a serlo. La Tabla 5-5 presenta, para cada agente, las estadísticas más relevantes de la evaluación del IL. En primer lugar, se destaca el número de evaluaciones del IL (observaciones) que es posible realizar en el periodo por agente. Para los agentes EMGESA, EPM e ISAGEN la evaluación del IL fue posible en más del 90% de las 2.208 horas de trimestre bajo análisis. En el caso del agente CHIVOR, la observación fue posible en menos del 50% de las horas de año bajo análisis.

Tabla 5-5 Estadísticas del índice de Lerner para todas las observaciones del trimestre

	CHIVOR	EMGESA	EPM	ISAGEN
Observaciones	978	1958	2111	2105
Media	0,48	0,62	0,68	0,65
Desviación estándar	0,21	0,20	0,15	0,17
Min	0,06	0,06	0,06	0,06
Percentil 25%	0,39	0,54	0,58	0,56
Percentil 50%	0,55	0,70	0,72	0,70
Percentil 75%	0,64	0,77	0,79	0,76
Max	0,78	0,92	0,94	0,93

El número de observaciones depende de muchos factores, entre ellos, la disponibilidad y precio de oferta. En el caso de EMGESA, EPM e ISAGEN, cuyo valor medio del IL para todas sus observaciones es 0,62, 0,68 y 0,65, respectivamente, estos valores no solo son los más altos entre todos los agentes, sino que, dada su



participación, van a representar además la condición general del mercado en cuando a posición dominante y poder de mercado.

Como se observa en la Tabla 5-6, la desviación estándar de las observaciones se encuentra entre 0,15 y 0,2, sobre un rango de valores amplios del IL. Respecto a este comportamiento, la Figura 5-10 presenta la frecuencia en porcentaje de las observaciones del IL (sobre las 2.208 observaciones posible) que recaen en distintos rangos entre 0 y 1. Como se observa, una frecuencia significativa de observaciones para los agentes pivotaes en rangos entre 0,5 y 0,8 se observan para los agentes con mayor concentración de capacidad hidro y de participación en el mercado. Esto contrasta con la referencia de observaciones del agente CHIVOR, cuyas observaciones se encuentra en el rango entre 0 y 0,1.

Por otro lado, la Tabla 5-6 presenta, para cada agente, las estadísticas más relevantes de las observaciones del IL cuando se consideran los 5 bloques horarios de la curva de carga anteriormente descritos. De acuerdo con los valores en la tabla, para la mayoría de los agentes, los valores medios del IL observado para los bloques B3, B4 y B5 son superiores al promedio anual, es decir, demandas media y alta. Se observa, en consecuencia, que los niveles del IL crecen a medida que crece la demanda, dando lugar a mayores capacidades de control sobre el mercado en tales periodos para los agentes con mayor valor de IL.

Esta última condición se observa con más claridad en la Figura 5-11. En la figura se comparan los valores medios del IL para los agentes pivotaes respecto al agente CHIVOR en distintos bloques de demanda. En primer lugar, los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda crecen

Tabla 5-6 Estadísticas del índice de Lerner para las observaciones en cada bloque de demanda para el periodo de análisis

	CHIVOR	EMGESA	EPM	ISAGEN
BLOQUE 1				
Observaciones	208	536	619	618
Media	0,26	0,43	0,55	0,52
Desviación estándar	0,22	0,19	0,14	0,17
Min	0,06	0,06	0,06	0,06
Percentil 25%	0,08	0,34	0,46	0,43
Percentil 50%	0,09	0,47	0,56	0,55
Percentil 75%	0,48	0,57	0,65	0,65
Max	0,70	0,72	0,92	0,92
BLOQUE 2				
Observaciones	168	412	445	443
Media	0,46	0,60	0,67	0,63
Desviación estándar	0,20	0,17	0,12	0,15
Min	0,06	0,06	0,08	0,06
Percentil 25%	0,39	0,55	0,59	0,56
Percentil 50%	0,48	0,64	0,70	0,67
Percentil 75%	0,61	0,73	0,75	0,74
Max	0,75	0,87	0,93	0,93
BLOQUE 3				
Observaciones	431	749	784	780
Media	0,55	0,73	0,75	0,72
Desviación estándar	0,16	0,13	0,10	0,12
Min	0,06	0,06	0,34	0,09
Percentil 25%	0,47	0,71	0,72	0,69
Percentil 50%	0,59	0,76	0,77	0,74
Percentil 75%	0,66	0,80	0,81	0,80
Max	0,78	0,92	0,94	0,93
BLOQUE 4				
Observaciones	118	175	176	177
Media	0,58	0,75	0,79	0,76
Desviación estándar	0,14	0,10	0,07	0,08
Min	0,06	0,35	0,53	0,45
Percentil 25%	0,52	0,73	0,75	0,72
Percentil 50%	0,61	0,77	0,79	0,77
Percentil 75%	0,67	0,81	0,83	0,81
Max	0,78	0,91	0,92	0,91
BLOQUE 5				
Observaciones	53	86	87	87
Media	0,57	0,76	0,79	0,77
Desviación estándar	0,15	0,08	0,07	0,07
Min	0,07	0,39	0,56	0,53
Percentil 25%	0,52	0,74	0,76	0,73
Percentil 50%	0,57	0,78	0,79	0,78
Percentil 75%	0,67	0,81	0,83	0,82
Max	0,77	0,91	0,93	0,91



con el número del bloque, es decir, los polígonos son más grandes en los bloques de mayor demanda. En segundo lugar, los agentes pivotaes tienen valores del IL en los bloques B1 y B2 que se ubican en los ejes radiales entre 0,4 y 0,6, y que se asemejan a los máximos obtenidos por el agente CHIVOER en los bloques B3, B4 y B5, que son aquellos donde se presenta la mayor demanda. Para los agentes pivotaes, en los bloques B3, B4 y B5 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0,3 y 0,5. En tercer lugar, la figura permite visualizar la presencia de valores del IL particularmente altos y en niveles similares en todos los bloques de demanda para los agentes EMGESA, EPM e ISAGEN.

Figura 5-10 Histograma del índice de Lerner para todas las observaciones del año

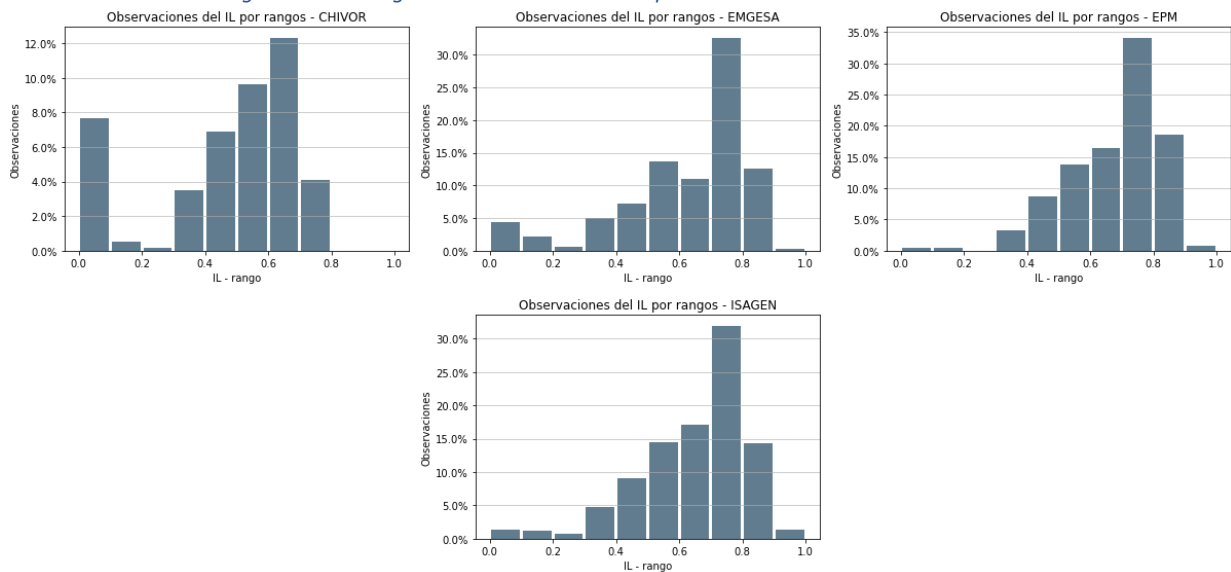
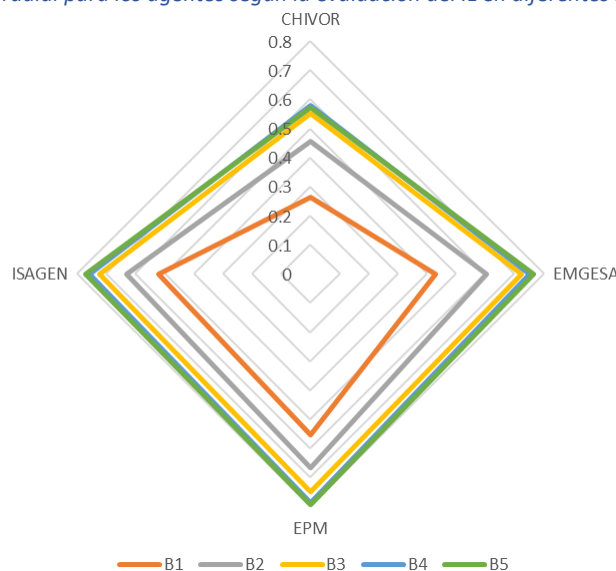


Figura 5-11 Gráfico radial para los agentes según la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda



Estos resultados, evidencian diferentes niveles de poder de mercado en relación con el nivel de demanda, posibilitado por las características operativas del mercado, la alta concentración de capacidad en los agentes



evaluados y la curva de demanda típica del sistema eléctrico. Estos niveles de poder de mercado pueden estar influenciados por las estrategias de oferta de los agentes.

5.3.4. Evaluación del IL en relación con los índices HHI e IOR

A partir de la evaluación anual del IL, se establece su relación con nivel de concentración real del mercado eléctrico colombiano y la posición dominante de los agentes en el mercado eléctrico colombiano. Para esto se evalúan los índices de Hirschmann-Herfindahl (HHI) y de Oferta Residual (IOR) en cada uno de los meses durante el trimestre bajo análisis. Como se describen en la Tabla 5-7, cada mes muestra diferentes fases de la operación del sistema en términos de precios (ver Figura 5-2), volumen útil y percepción del riesgo sobre la disponibilidad del recurso.

Tabla 5-7 Momentos relevantes sobre la operación del mercado en el periodo de análisis

Momento	Características
Septiembre	Volumen útil disponible alrededor de 85%, precios alrededor de 250\$/kWh y un pico en precio que alcanza los 450\$/kWh
Octubre	Volumen útil disponible alrededor de 82% y decreciendo hacia la mitad del mes, precios altos que alcanzan un pico de 480 \$/kWh y la expectativa del periodo de verano.
Noviembre	Volumen útil crece y se sitúa alrededor de 87%, precios bajos de 150 \$/kWh en promedio, y la expectativa del periodo de verano.

En primer lugar, en la Figura 5-12 se comparan los valores medios del IL para los agentes en distintos bloques de demanda, en cada uno de los meses. En general, se observa que los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda crecen con el número del bloque, es decir, los polígonos son más grandes en los bloques de mayor demanda. Características particulares de los hallazgos en cada uno de los meses bajo estudio se describe a continuación.

Septiembre: Para los agentes pivotaes, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0,4 y 0,5, mientras que en los bloques B3, B4 y B5, que son aquellos donde se presenta la mayor demanda, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0,6 y 0,8.

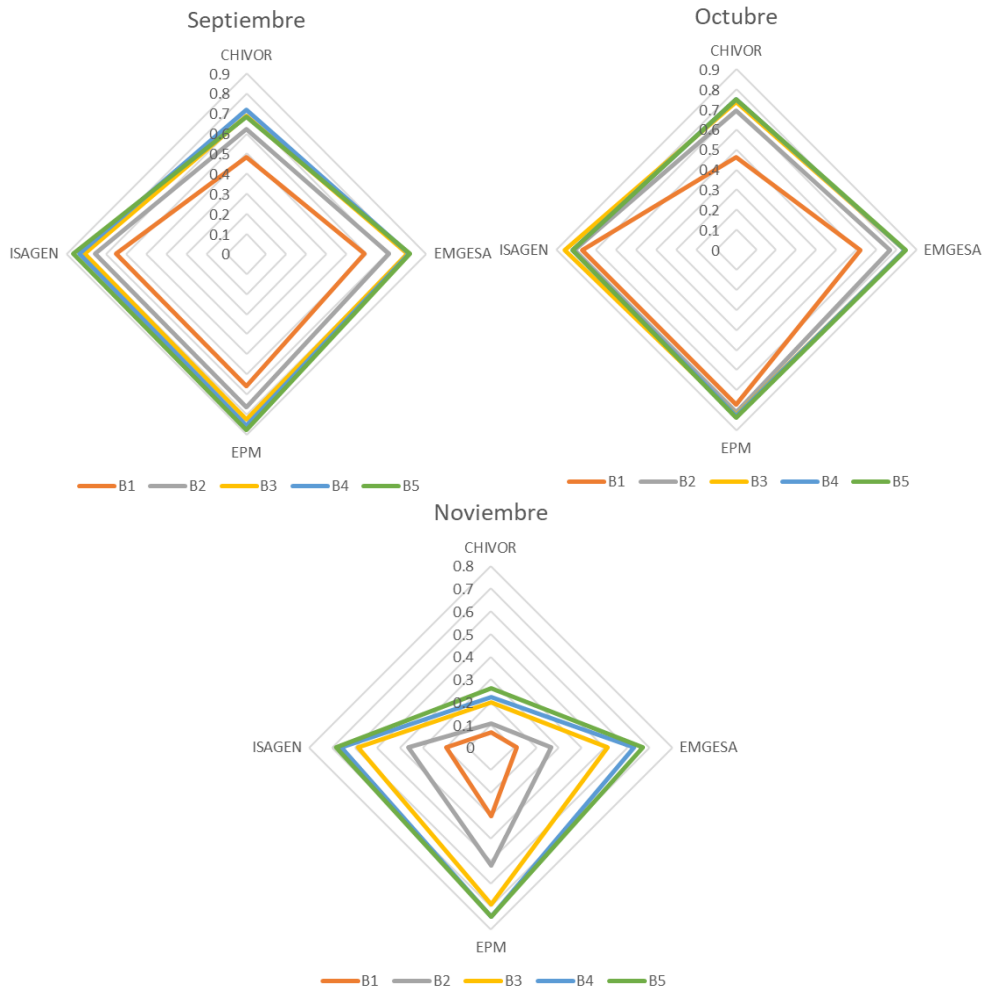
Octubre: Motivado en la tendencia decreciente de volumen útil y un aumento en los precios, los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda se expanden respecto a los observado en el septiembre. Esto implica que con la disminución del recurso primario hidro, se genera una tendencia creciente en el indicado de poder de mercado. Para los agentes pivotaes, los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0,6 y 0,8 en los bloques B2, B3, B4 y B5. En este caso, también se observan valores altos de IL para el agente CHIVOR. En consecuencia, las condiciones del sistema conducen a mayores capacidades de control sobre el mercado para todos los agentes observados, es decir, se empieza a generar un equilibrio en los valores altos del IL.

Noviembre: Una tendencia creciente del volumen útil disponible los polígonos formados por el conjunto de datos en cada bloque de demanda se contraen a los mínimos observados en el trimestre, especialmente para el agente CHIVOR. Para los agentes observados, en los bloques B1 y B2 los valores del IL se ubican en los ejes radiales entre 0 y 0,4, mientras que para los agentes pivotaes, en los bloques B3, B4 y B5 los valores



del IL se ubican en los ejes radiales entre 0,5 y 0,7. Esto muestra que se acentúan las capacidades de control sobre el mercado para los agentes pivotaes. Es decir, cuando hay abundancia en la disponibilidad de recurso hidro, el poder de mercado se exagera en estos agentes.

Figura 5-12 Gráfico radial en 6 momentos para los agentes según la evaluación del IL en diferentes bloques de demanda



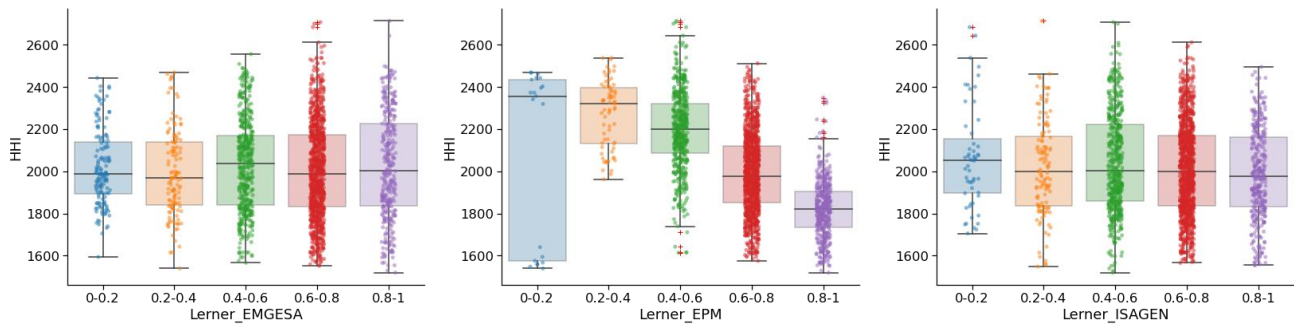
La comparación entre índices genera un conjunto de datos, los cuales se visualizan a través de sus cuartiles y la variabilidad fuera de los cuartiles superior e inferior. De esta forma, alejamos el análisis de los valores atípicos y nos centramos en los sesgos de los datos y su dirección.

La Figura 5-13 presenta, para cada observación del IL, clasificado en rangos, la medida del índice IHH asociado. La concentración de las observaciones en los rangos del IL entre 0,4 y 0,8 representan el 60% del total. En el caso del agente EPM se observa además una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IHH. Aunque la variación de la media del IHH es menor al 10%, la figura sugiere que el poder de mercado de los agentes aumenta a pesar de una menor posición dominante basada en la participación. Adicionalmente, a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IHH en cada uno de los rangos. Esto podría sugerir que, bajo las condiciones operativas durante el trimestre, determinados niveles de concentración del mercado favorecen el poder de mercado del agente en cuestión.



En el caso de los agentes pivotaes ENEL e ISAGEN no se observa un cambio apreciable del valor medio del nivel de concentración entre rangos, sugiriendo que los niveles de poder de mercado pueden cambiar independiente del nivel de concentración de capacidad en el sistema, o que, bajo las condiciones operativas observadas durante el trimestre, los niveles de concentración pierden protagonismo en la determinación del poder de mercado.

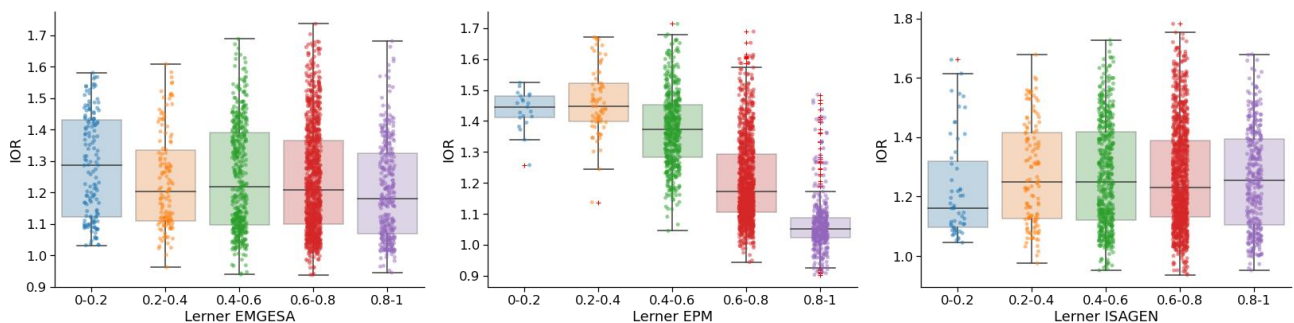
Figura 5-13 Índice de Lerner vs índice HHI en el trimestre



Por otro lado, la Figura 5-14 presenta, para cada observación del IL, clasificado en rangos, la medida del índice IOR asociado. En el caso del agente EPM, nuevamente se observa una correlación estadística entre el aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IOR. La figura también muestra que a medida que aumenta el poder de mercado con el IL, aumenta la agrupación de las observaciones alrededor de la media del IOR en cada uno de los rangos. Esto significa que a medida que las ofertas de cantidades del agente se vuelven más necesarias para la atención de la demanda, el poder de mercado de este agente aumenta. Dado que este efecto combinado se produce generalmente en los bloques de demanda alta, esto podría sugerir que para algunos agentes se puede aumentar el poder de mercado aun sin llegar a ser pivotaes.

Por otro lado, en el caso de los agentes pivotaes ENEL e ISAGEN, la correlación estadística del aumento del valor del IL con la disminución del valor medio del IOR no se observa. Sin embargo, a medida que aumenta el poder de mercado con el IL aumenta la agrupación de las observaciones en valores de IOR cercanos a 1. Similar a lo que ocurre con el IHH, a pesar de que las cantidades ofertadas del agente tienden a volverse más necesarias para la atención de la demanda, las condiciones relacionadas con la disponibilidad de recurso hídrico parecen mostrar prevalencia en la determinación de poder de mercado.

Figura 5-14 Índice de Lerner vs índice IOR en el trimestre

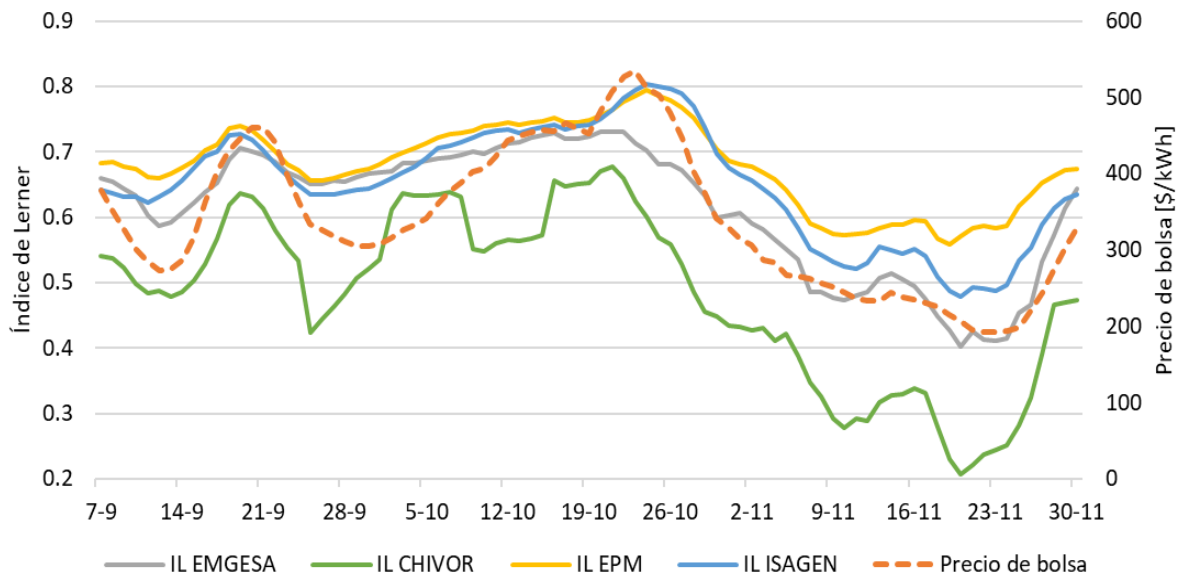




5.3.5. Precios de oferta de los agentes pivotaes

Finalmente, en la Figura 5-15 se presenta el promedio móvil de los últimos 7 días del nivel de poder de mercado de los agentes pivotaes. Estas curvas permiten poner en perspectiva la utilidad de usar valores o análisis combinados de IOR con IL, por cuanto, a pesar de las limitaciones para controlar precios “fuera de mercado” usando solamente el IOR, es claro a través de la figura que hay una correlación entre el precio de bolsa y el poder de mercado de los agentes pivotaes.

Figura 5-15 Promedio móvil del Índice de Lerner vs promedio móvil del precio de bolsa



En la Tabla 5-8 se muestra el promedio móvil del IL para los agentes pivotaes y los valores de correlación con el promedio móvil del precio de bolsa, ambos en una ventana de tiempo de 7 días. La grafica muestra una correlación positiva, que, según la tabla, alcanza en algunos agentes valores de 0,93. Esto da unas señales fuertes a los organismos de vigilancia para seguir abordando la problemática de poder de mercado, pues en este caso los agentes pivotaes, que son principalmente hídricos, pueden ejercer poder de mercado no sólo por la vía de las limitaciones de disponibilidad sino también distorsionando la valoración intertemporal del agua de los embalses. En particular, es necesario, como trabajo futuro, analizar los incentivos a sub-utilizar el agua disponible en períodos en que la demanda es menos elástica, es decir, cuando hay mayor nivel de poder de mercado, comparado con el comportamiento de los agentes en un mercado competitivo.

Tabla 5-8 Correlación entre precio de bolsa y poder de mercado de los agentes pivotaes

	CHIVOR		ENEL		EPM		ISAGEN	
	IL	Correlación	IL	Correlación	IL	Correlación	IL	Correlación
Trimestre	0,48	0,86	0,62	0,88	0,68	0,93	0,65	0,93
Septiembre	0,54	0,82	0,66	0,78	0,69	0,83	0,66	0,82
Octubre	0,56	0,35	0,68	0,65	0,74	0,95	0,73	0,90
Noviembre	0,33	0,90	0,51	0,95	0,61	0,77	0,55	0,91



DEPARTAMENTO
NACIONAL DE PLANEACIÓN

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

www.superservicios.gov.co

