

marzo-mayo de
2022



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



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

Superintendencia Delegada para
Energía y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA

Luis Alejandro Galvis Peñuela
Jorge Eduardo Zuluaga Orozco
Oscar Alejandro Páramo Rojas
José Lenin Morillo Carrillo

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres
Jorge Enrique Fonseca Aguirre
Diego Fernando Parra Benavides

EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO

Jorge Andrés Vanegas Ramírez
Juan Sebastián Alcina Rodríguez

COORDINADOR

Báisser Antonio Jiménez Rivera



Contenido

1.	Resumen ejecutivo	10
2.	Mercado de Gas	12
2.1.	Análisis de precios e indicadores del mercado.....	12
2.1.1.	Precios	12
2.1.2.	Índices de precios nacional vs importado	24
2.1.3.	Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico	25
2.1.4.	Participación en la contratación del mercado primario por productor	26
2.1.5.	Curva de oferta agregada de contratos	26
2.2.	Seguimiento a variables de mercado de gas	27
2.2.1.	Producción	27
2.2.2.	Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural	29
2.2.3.	Demanda	34
3.	Mercado de Energía Eléctrica	43
3.1.	Análisis de indicadores, contratación y restricciones.....	43
3.1.1.	Indicadores de concentración (HHI)	43
3.1.2.	Índice de Oferta Residual	44
3.1.3.	Fijaciones Precios de Bolsa	45
3.1.4.	Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente	47
3.1.5.	Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación	53
3.1.6.	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	55
3.1.7.	Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito	68
3.1.8.	Seguimiento Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme	69
3.2.	Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica	69
3.2.1.	Variables Mercado de Energía Eléctrica	69
3.2.2.	Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica	77
3.2.3.	Demanda	84
4.	Declaraciones de Producción 2022 y curvas de producción proyectadas	86
4.1.	Declaración Producción para los principales campos	88
4.2.	Observaciones y análisis:.....	91



5. Implicaciones del alza en el precio de los combustibles sobre el costo de la generación eléctrica en el MEM	93
5.1. Evolución del precio de los combustibles.....	93
5.2. Relación del costo de los combustibles con la formación del precio de bolsa	95
5.3. Relación con el costo de la remuneración de la generación por seguridad.....	99
5.4. Relación con el precio de escasez	100
5.5. Consideraciones finales	103



Lista de Figuras

Figura 2-1: Precio promedio ponderado de contratos Firme del mercado primario por fuente de producción.	12
Figura 2-2: Participación de fuente de producción en contratos Firmes del mercado primario.	13
Figura 2-3: Precio promedio ponderado de contratos Firme del mercado primario por sector de consumo.	13
Figura 2-4: Participación de sector de consumo en contratos Firmes del mercado primario.	14
Figura 2-5: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y OTMM.	15
Figura 2-6: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos Firme sector térmico para el mercado secundario y OTMM.	16
Figura 2-7: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos Firme sector no térmico para el mercado secundario y OTMM.	17
Figura 2-8: Precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción.	18
Figura 2-9: Precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por sector de consumo.	19
Figura 2-10: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones para el mercado secundario y OTMM.	20
Figura 2-11: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector térmico para el mercado secundario y OTMM.	21
Figura 2-12: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector no térmico para el mercado secundario y OTMM.	22
Figura 2-13: Precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente de producción.	23
Figura 2-14: Precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por sector de consumo.	23
Figura 2-15: Índices de precios nacional vs importado por campo de producción.	24
Figura 2-16: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	25
Figura 2-17: Comparación de precios del primario en firme entre el sector térmico y no térmico por campo.	25
Figura 2-18: Participación de los productores en la contratación del mercado primario.	26
Figura 2-19: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario.	26
Figura 2-20: Producción total de gas por campo durante el último trimestre.	27
Figura 2-21: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	28
Figura 2-22: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	29
Figura 2-23: Distribución de mantenimientos por campo de producción.	30
Figura 2-24: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.	30
Figura 2-25: Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.	31
Figura 2-26: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.	31
Figura 2-27: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.	32
Figura 2-28: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.	32
Figura 2-29: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.	33
Figura 2-30: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.	33



Figura 2-31: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.	34
Figura 2-32: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	34
Figura 2-33: Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.	35
Figura 2-34: Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.	36
Figura 2-35: Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	37
Figura 2-36: Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.	37
Figura 2-37: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.	38
Figura 2-38: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.	39
Figura 2-39: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.	40
Figura 2-40: Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.	40
Figura 2-41: Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.	41
Figura 2-42: Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.	41
Figura 2-43: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.	42
Figura 3-1 HHI disponibilidad	43
Figura 3-2 HHI Generación real	43
Figura 3-3 Índice de oferta residual.....	44
Figura 3-4 Frecuencia IOR menor a 1 por horas para el trimestre.....	44
Figura 3-5 Índice de oferta residual bipivotal.....	45
Figura 3-6 Fijación precios de bolsa	46
Figura 3-7 Precio de bolsa y Volumen útil.....	47
Figura 3-8 Precios representativos del mercado.....	47
Figura 3-9 Comparación variables ISAGEN	48
Figura 3-10 Comparación de variables ENEL	49
Figura 3-11 Comparación de variables EPM.....	50
Figura 3-12 Comparación de variables CELSIA	51
Figura 3-13 Comparación de variables CHIVOR	52
Figura 3-14 Porcentaje de cubrimiento agentes generadores.....	53
Figura 3-15 Ventas en contratos / OEF.....	54
Figura 3-16 Generación ideal / Ventas en contratos.....	55
Figura 3-17 resumen precios promedio y energía total por mercado	55
Figura 3-18 demanda mensual atendida por comercializador.....	56
Figura 3-19 porcentaje de cubrimiento de agentes comercializadores.....	57
Figura 3-20 Demanda regulada atendida por comercializador.....	57
Figura 3-21. Demanda regulada atendida por comercializador.....	58
Figura 3-22 Duración de contratos con destino al mercado regulado.....	59
Figura 3-23. duración de contratos con destino al mercado no regulado	60
Figura 3-24. Precios y energía adjudicada en el mecanismo SICEP	61
Figura 3-25. Senda de transición para el año 2022	66
Figura 3-26. Porcentaje de cumplimiento de comercializadores Resolución MME 40715.....	67
Figura 3-27 Costo de restricciones, reconciliación positiva y precio de bolsa	68
Figura 3-28. Generación fuera de mérito.....	68
Figura 3-29 comparación de disponibilidad comercial y OEF	69
Figura 3-30 Aportes de energía por región en el periodo de análisis	70
Figura 3-31 Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	70
Figura 3-32. Aportes por región vs media histórica de aportes	71
Figura 3-33 Aportes totales al sistema vs aportes totales de los años climáticos análogos.....	71
Figura 3-34. Aportes totales según tipo de embalse.....	71
Figura 3-35. comportamiento del embalse agregado en porcentaje.....	72



Figura 3-36 comportamiento del embalse agregado en energía.....	73
Figura 3-37. Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)	73
Figura 3-38 Distribución del volumen útil según la capacidad de regulación de los embalses	74
Figura 3-39. Distribución promedio del volumen útil disponible durante el periodo.....	74
Figura 3-40. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	75
Figura 3-41. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.....	75
Figura 3-42. Participación de generación térmica.....	76
Figura 3-43. Participación de la generación por recurso.....	76
Figura 3-44. Generación térmica por combustible.....	76
Figura 3-45. generación acumulada de cada fuente de generación	77
Figura 3-46. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación. Eventos de menor frecuencia y duración.	77
Figura 3-47. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación. Eventos de mayor frecuencia o duración	78
Figura 3-48. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas. Eventos de mayor frecuencia o duración.....	79
Figura 3-49. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas. Eventos de menor frecuencia o duración.	80
Figura 3-50. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	81
Figura 3-51. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Líneas de transmisión.	83
Figura 3-52. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Transformación.	83
Figura 3-53. Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME.....	84
Figura 3-54. Evolución de la demanda diaria del SIN	84
Figura 3-55. Demanda mensual y demanda no atendida	85
Figura 4-1. Declaración Potencial de Producción - PP (Años 2018 - 2022)	86
Figura 4-2. PP promedio anual para los Años 2017 a 2022.....	87
Figura 5-1. Evolución temporal de las cotizaciones internacionales de los principales combustibles	93
Figura 5-2. Costo promedio de combustibles	94
Figura 5-3. Precio oferta energéticos (Carbón, gas y líquidos).....	96
Figura 5-4. Diferencia entre la disponibilidad en la base de la curva de mérito vs la demanda del SIN.....	97
Figura 5-5. Curvas de Oferta Térmica para el 1ro de enero y 31 de mayo del 2022.....	99
Figura 5-6 Costo de generación Carbón, Gas y Fuel Oil	100
Figura 5-7 Costo de referencia de los combustibles para el precio marginal de escasez	101
Figura 5-8 Evolución precio marginal de escasez vs costo de racionamiento.....	102



Lista de Tablas

Tabla 2-1: Variación del precio promedio ponderado de contratos Firme del mercado primario por fuente de producción.....	13
Tabla 2-2: Variación del precio promedio ponderado de contratos Firme del mercado primario por sector de consumo.....	14
Tabla 2-3: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y OTMM por duración.....	15
Tabla 2-4: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme sector térmico para el mercado secundario y OTMM.....	16
Tabla 2-5: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme sector no térmico para el mercado secundario y OTMM.....	17
Tabla 2-6: Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción.....	18
Tabla 2-7: Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por sector de consumo.....	19
Tabla 2-8: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones para el mercado secundario y OTMM.....	20
Tabla 2-9: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector térmico para el mercado secundario y OTMM.....	21
Tabla 2-10: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector no térmico para el mercado secundario y OTMM por duración.....	22
Tabla 2-11: Variación del precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente.....	23
Tabla 2-12: Variación del precio promedio ponderado de contratos con otras modalidades del mercado primario por sector de consumo.....	24
Tabla 2-13: Variación de la producción total de gas (GBTUD).....	28
Tabla 2-14: Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	29
Tabla 2-15: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).....	35
Tabla 2-16: Variación de la demanda promedio para febrero 2022 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).....	36
Tabla 2-17: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis (GBTUD).....	38
Tabla 2-18: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis (GBTUD).....	39
Tabla 3-1 Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.....	46
Tabla 3-2 Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.....	48
Tabla 3-3 Resumen de precios plantas ISAGEN (\$/kWh).....	49
Tabla 3-4 Estadísticos precios de oferta plantas ENEL (\$/kWh).....	50
Tabla 3-5 Estadísticos precios de oferta plantas EPM.....	51
Tabla 3-6 Estadísticas básicas precios de oferta CELSIA.....	52
Tabla 3-7 Estadísticos básicos Chivor.....	53
Tabla 3-8: ranking de agentes con mayor atención de demanda.....	56
Tabla 3-9: Comercializadores atienden demanda regulada.....	58
Tabla 3-10: resumen estadísticas mercado regulado.....	59
Tabla 3-11: resumen estadísticas mercado no regulado.....	60
Tabla 3-12 Resumen convocatorias SICEP.....	61
Tabla 3-13 Convocatorias con limitación en la participación de vendedores.....	62



Tabla 3-14: Agentes generadores con mayor venta en el mercado regulado	63
Tabla 3-15: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado	63
Tabla 3-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado	64
Tabla 3-17: Agentes generadores con mayor venta en el mercado no regulado	64
<i>Tabla 3-18: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado</i>	<i>65</i>
Tabla 3-19: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado	65
Tabla 3-20. clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados	72
Tabla 3-21 Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis	78
Tabla 3-22. indisponibilidades de plantas hidroeléctricas por tipo de evento.	79
Tabla 3-23 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis	80
Tabla 3-24. Duración media y frecuencia de	82
Tabla 3-25 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	82
Tabla 4-1. Declaraciones de PP años 2018 a 2022	87
Tabla 4-2. Declaración producción para los campos	88
Tabla 5-1. Costos de referencia de combustibles	102



1. Resumen ejecutivo

El presente Boletín, corresponde al periodo de análisis marzo-mayo de 2022 y está dividido en cuatro partes; i) Análisis del mercado de gas, ii) Análisis del mercado de energía eléctrica, iii) Declaraciones de producción de gas, y iv) Análisis del impacto de los precios de los combustibles en el costo de la generación de energía eléctrica.

En relación con el primer capítulo, se revisaron las cantidades contratadas y sus respectivos precios para los mercados Primario y Secundario, así como para Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM). En este análisis se realizaron comparaciones de precios por fuentes de producción y por sectores de consumo. De manera complementaria, se presenta el indicador de comparación de precio de gas nacional vs gas importado, que continúa con los valores similares al trimestre anterior debido al comportamiento del precio del gas importado.

Igualmente, en el capítulo se presenta el seguimiento de las variables Producción (a nivel regional y por fuente), Demanda (regional y por sector de consumo), Importaciones y Disponibilidad y Uso de infraestructura de transporte.

Al revisar los registros del Mercado Primario – Firme se encuentra un comportamiento estable en los precios promedio, siendo los valores asociados al campo de producción Guajira los más altos (alrededor de 5,50 USD/MBTU), en contraste los valores de Otros Interior continúan con los menores precios (por debajo de 4,5 USD/MBTU).

Para el mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista – Firme, la mayor cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos del mercado Secundario con duración mayor a un día (precio medio cercano a los 6,0 USD/MBTU), seguido por el volumen de los contratos OTMM con duración mayor a un día. Así mismo, se encuentra que la mayor parte de este gas es contratado por el sector térmico.

En cuanto a los contratos Con Interrupciones se encuentra que para el mercado primario los contratos para los Generadores Térmicos continúan con los mayores registros de precio promedio cercano a 5,0 USD/MBTU.

En relación al indicador de precios internacionales, para este periodo no presenta variación considerable con respecto al periodo anterior debido a que no se realizaron nuevas importaciones y los precios nacionales se mantuvieron relativamente constantes.

En relación con el segundo capítulo, se presenta los indicadores de competencia correspondientes al HHI y al IOR; para los cuales se observa que en términos generales los mismos se mantienen dentro de los rangos adecuados que indican para el primer caso concentración moderada y para el segundo (IOR) no se observó dependencia de un agente en particular; ISAGEN, Emgesa (ENEL) y EPM se mantiene como los agentes más fijadores en el periodo.

Se presentan algunos indicadores de contratación para agentes generadores y comercializadores; para los agentes comercializadores que atienden demanda regulada y no regulada, los mínimos niveles de cobertura rondan el 67% para Ecopetrol, mientras que para la demanda regulada los niveles mínimos de cobertura se acercan al 65% para agentes como Central Hidroeléctrica de Caldas y Enel Colombia. Durante el trimestre se destacó la fusión de Enel Colombia, la cual tras adquirir la demanda regulada de sus filiales, registró niveles de cobertura cercanos al 77% aproximadamente de la demanda total atendida (regulada y no regulada).



Se realizó un seguimiento a las convocatorias del SICEP y el cumplimiento del artículo 296 de la ley 1955 de 2019, encontrado que según la información reportada por XM para el cumplimiento del artículo 296 de la ley 1955, 4 agentes tienen una contratación por encima del 10%.

Finalmente se realizó un seguimiento a las variables hidrológicas tales como embalse y aportes, así misma disponibilidad de las plantas de generación y de la infraestructura de transmisión; de lo cual destaca que para el trimestre de análisis se tuvo una buena hidrología que permitió un buen nivel de aportes y de embalse por encima de la senda de referencia.

En el capítulo 3, se realizó un análisis especial de las declaraciones de producción realizadas en el año 2022; donde se observa que, si bien las curvas se desplazan en el tiempo en cada declaración anual, las curvas de potencial de producción - PP decrecen para cada declaración.

Finalmente, el capítulo 4, presenta un análisis de las posibles implicaciones del alza en el precio de los combustibles sobre el costo de la generación eléctrica en el MEM, visto desde el punto de vista del mercado de corto plazo, restricciones y precio marginal de escasez; de lo cual se concluye que si bien en el trimestre de análisis se tiene una adecuada condición hidrológica, el alza de combustibles primarios tales como el carbón, gas y/o combustibles líquidos que son referencia para los agentes hidro (mayor capacidad instalad) en caso de que se necesite incorporar estos recursos térmicos, se observarán precios por encima de los 350 \$/kwh como mínimo.



2. Mercado de Gas

Este capítulo desarrolla un análisis de los mercados de gas en los mercados primario, secundario para las modalidades firme y con interrupciones, y otras transacciones del mercado; además de un seguimiento a la producción, demanda, disponibilidad de infraestructura; además de indicadores de comparación de precios por fuente de producción.

2.1. Análisis de precios e indicadores del mercado

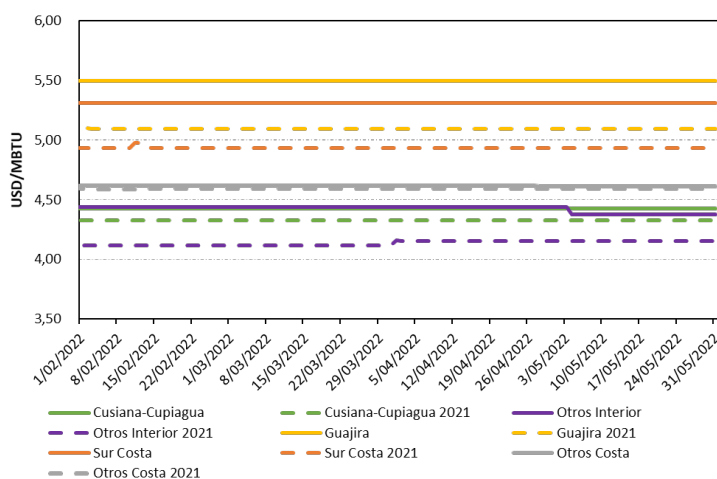
2.1.1. Precios

Esta sección analiza la información de los precios de los mercados primario, secundario y Otras transacciones del mercado para modalidades firme y con interrupciones.

2.1.1.1. Mercado Primario: Firme – Por Fuente de producción:

El precio promedio ponderado de los contratos firmes vigentes en el mercado primario permaneció estable durante el periodo de análisis (ver Figura 2-1). Se evidencia una leve variación en el mes de mayo para los contratos con fuente Otros Interior. Comparando con el mismo trimestre del año anterior se observa que la mayor variación se presenta en los precios de Sur Costa y Guajira.

Figura 2-1: Precio promedio ponderado de contratos Firme del mercado primario por fuente de producción.



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

De manera detallada, se encuentra que los precios promedio de Otros Interior registraron variación con respecto al nivel de precios del trimestre anterior, pasando de 4,5 USD/MBTU a 4,4 USD/MBTU, mientras que los contratos de las demás fuentes de producción se mantuvieron estables (ver Tabla 2-1).

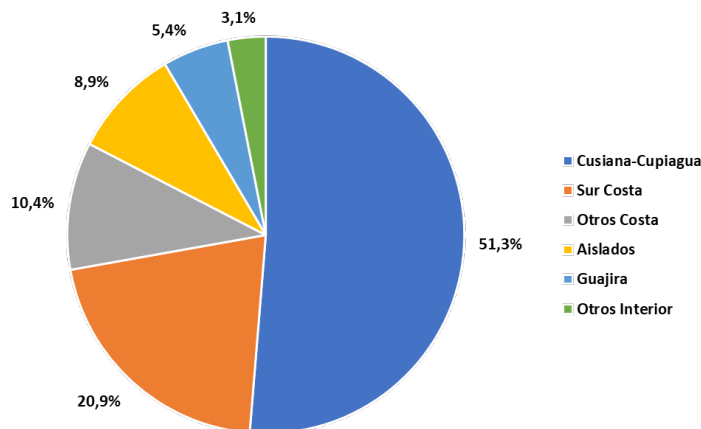
Tabla 2-1: Variación del precio promedio ponderado de contratos Firme del mercado primario por fuente de producción.

Fuente	Dic/21 –Feb/22	Mar/22 – May/22	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	4,4	4,4	0,0%
Sur costa	5,3	5,3	0,0%
Otros Costa	4,6	4,6	0,0%
Guajira	5,5	5,5	0,0%
Otros Interior	4,5	4,4	-1,1%

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

Figura 2-2: Participación de fuente de producción en contratos Firmes del mercado primario.

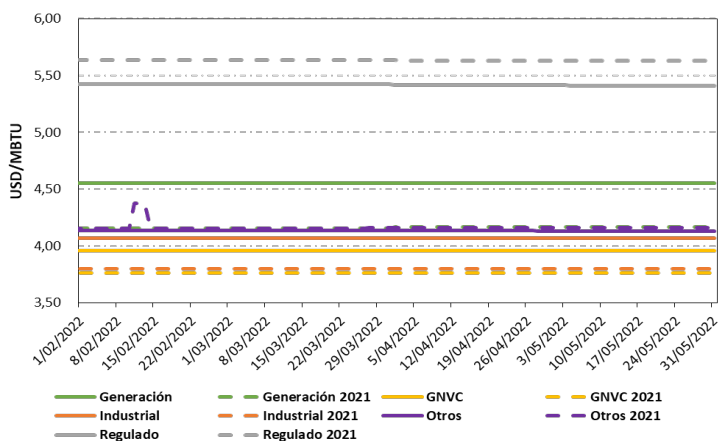
En la Figura 2-2 se presenta la participación de las diferentes fuentes de producción en la contratación en firme del mercado primario. Allí se puede observar que la mayor participación corresponde a la cantidad contratada de los campos Cusiana-Cupiagua con 51,3%, seguido por los campos de Sur Costa con 20,9%; esto denota una gran dependencia de estos campos para la demanda que se contrata en este segmento del mercado.



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

2.1.1.2. Mercado Primario: Firme - Por Sector de consumo:

Figura 2-3: Precio promedio ponderado de contratos Firme del mercado primario por sector de consumo.



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

El precio promedio ponderado de los contratos firmes del segmento regulado fue el mayor de todos los sectores, ubicándose alrededor de 5,4 USD/MBTU. Estos precios presentan una disminución con respecto al mismo periodo en el año anterior de 0,2 USD/MBTU.

Por otro lado, el precio del energético para la generación térmica estuvo alrededor de 4,6 USD/MBTU lo que representa un incremento de 9,5% respecto al mismo periodo del año anterior (ver Figura 2-3).



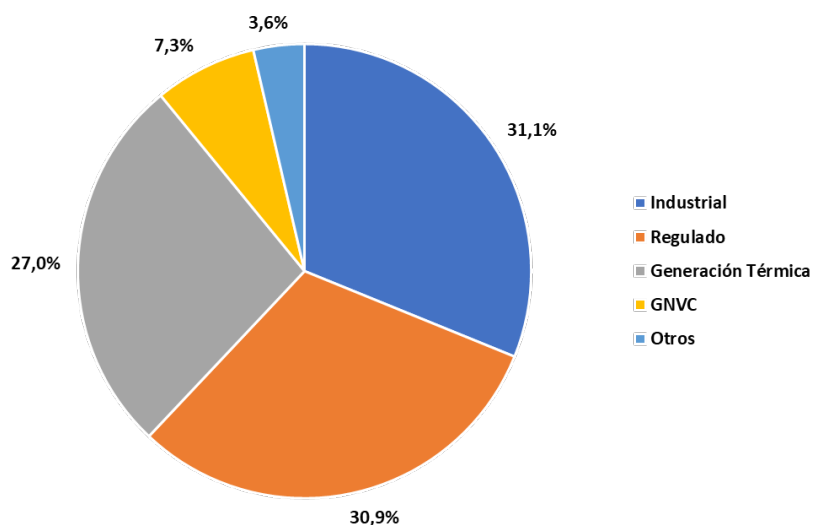
Comparado con el trimestre nov 21 – feb 22, el sector regulado no presenta variación con respecto al trimestre anterior. La principal variación de precios se registró en el sector térmico (ver Tabla 2-2).

Tabla 2-2: Variación del precio promedio ponderado de contratos Firme del mercado primario por sector de consumo.

Sector	Dic/21 –Feb/22	Mar/22 – May/22	Var (%)
Generación Térmica	4,6	4,6	0,0%
GNVC	4,0	4,0	0,0%
Industrial	4,1	4,1	0,0%
Otros	4,2	4,1	-0,9%
Regulado	5,4	5,4	-0,1%

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

Figura 2-4: Participación de sector de consumo en contratos Firmes del mercado primario.



En la Figura 2-4 se presenta la participación de los diferentes sectores de consumo en la contratación Firme del mercado primario. En este caso se encuentra que la mayor participación corresponde al sector Industrial (31,1%), seguido por el sector Regulado (30,9%) y la Generación Térmica (27,0%).

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

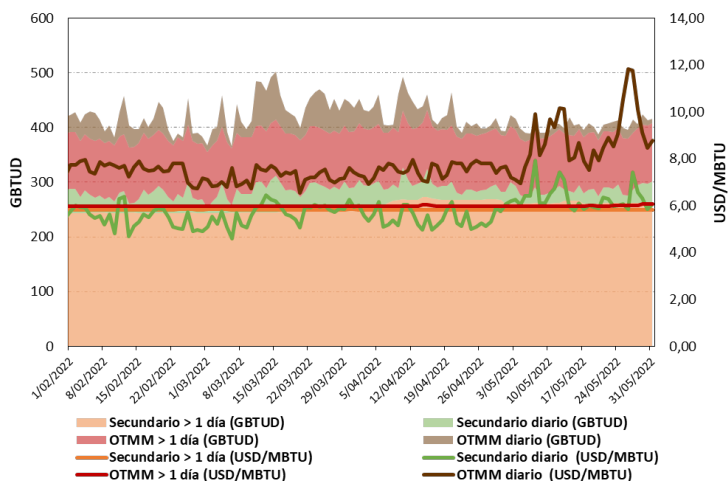
2.1.1.3. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista; Contratos en Firme (Total):

Según la información presentada en la Figura 2-5, la mayor cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes mayores a un día en el mercado secundario cuyo promedio trimestral fue de 257,8 GBTUD.

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM en firme diarios con un valor medio de 7,9 USD/MBTU.

Las cantidades y precios se presentan de manera detallada en la Tabla 2-3.

Figura 2-5: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y OTMM.



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

Tabla 2-3: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y OTMM por duración.

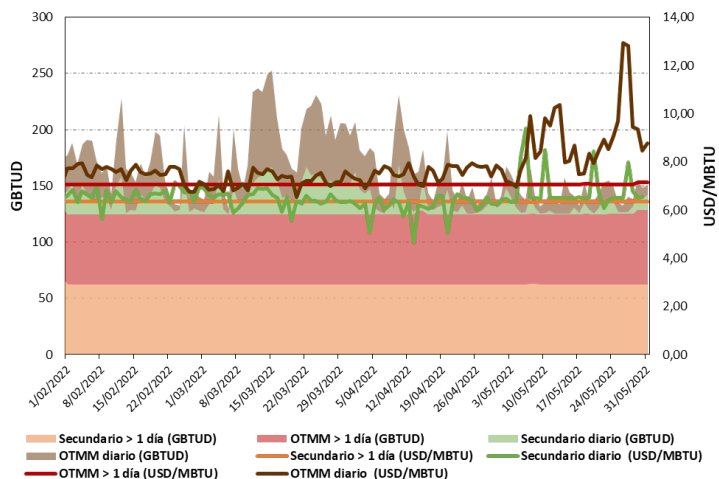
	Mar/22		Abr/22		May/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario diarios	41,6	5,8	29,2	5,6	24,2	6,3
Secundario > 1 día	245,2	5,8	265,2	5,8	262,0	5,8
OTMM diarios	47,3	7,3	28,2	7,5	14,9	8,8
OTMM > 1 día	102,9	6,0	103,3	6,0	103,5	6,0

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

¹ Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM), hace referencia a la información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados y que por lo tanto no corresponde a mercado primario o secundario de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.

2.1.1.4. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista: Contratos en Firme (Sector Térmico):

Figura 2-6: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos Firme sector térmico para el mercado secundario y OTMM.



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

Según la información presentada en la Figura 2-6, la mayor cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes mayores a un día en el mercado secundario y OTMM.

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM en firme diarios cuyo promedio fue de 7,6 USD/MBTU, llegando al final del periodo a tener precios por encima de los 12 USD/MBTU.

Las cantidades y precios se presentan con más detalle en la Tabla 2-4

Tabla 2-4: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme sector térmico para el mercado secundario y OTMM.

	Mar/22		Abr/22		May/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario diarios	23,1	6,5	10,8	6,2	6,3	6,9
Secundario > 1 día	62,6	6,3	62,6	6,3	62,6	6,3
OTMM diarios	46,9	7,3	27,3	7,5	13,2	8,6
OTMM > 1 día	62,0	7,0	62,2	7,0	62,6	7,1

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

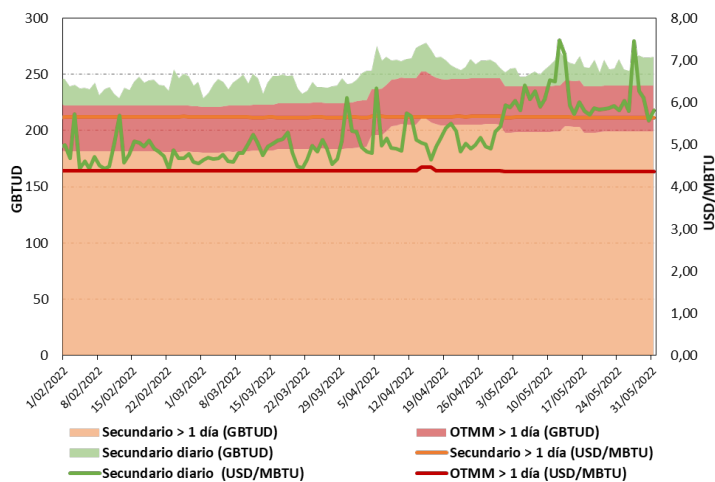


2.1.1.5. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista: Contratos en Firme (Sector No Térmico):

Según la información presentada en la Figura 2-7, la mayor cantidad de gas contratado para el sector No Térmico durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes en el mercado secundario con una duración mayor a 1 día.

Por otro lado, los mayores precios se presentan para los contratos firmes del secundario diario. Los menores precios se presentan para los contratos firmes en OTMM con duración mayor a 1 día.

Figura 2-7: Cantidades y precios promedio ponderados de contratos Firme sector no térmico para el mercado secundario y OTMM.



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

Las cantidades y precios se presentan con más detalle en la Tabla 2-5

Tabla 2-5: Cantidades y precios promedio ponderados de contratos en firme sector no térmico para el mercado secundario y OTMM.

	Mar/22		Abr/22		May/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario diarios	18,5	4,9	18,4	5,2	17,9	6,2
Secundario > 1 día	182,6	5,6	202,6	5,7	199,4	5,6
OTMM diarios	0,4	7,1	0,9	7,7	1,6	10,0
OTMM > 1 día	40,9	4,4	41,1	4,4	40,8	4,4

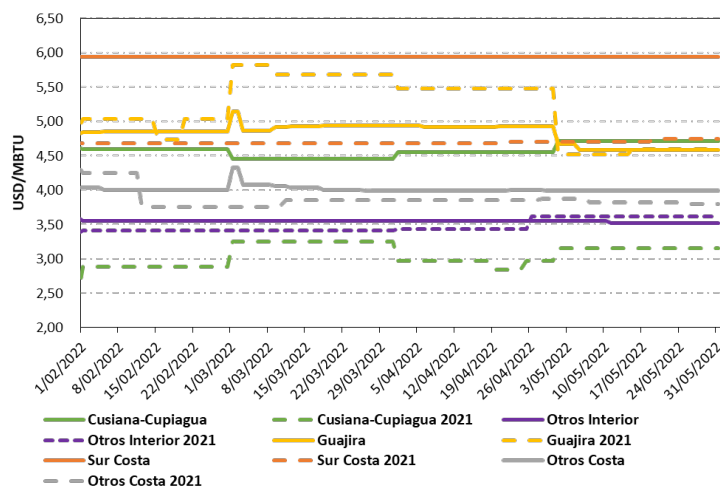
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.1.1.6. Mercado primario: Con Interrupciones - Por Fuente de producción:

Los precios promedio de los contratos Con Interrupciones para Sur Costa fueron los más altos durante el periodo ubicándose por cerca de 6,0 USD/MBTU. Es importante señalar, que estos valores son superiores en comparación al mismo periodo del año 2021, cuando se ubicaron alrededor de 4,7 USD/MBTU (1,3 USD/MBTU más costosos).

Los precios de las demás fuentes de producción no presentaron variaciones significativas durante el trimestre y se ubicaron en promedio por debajo de 5 USD/MBTU (ver Figura 2-8).

Figura 2-8: Precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción.



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

Comparado con el trimestre anterior, los precios de contratación Con Interrupciones de los principales campos permanecieron estables, tal y como se detalla en la Tabla 2-6.

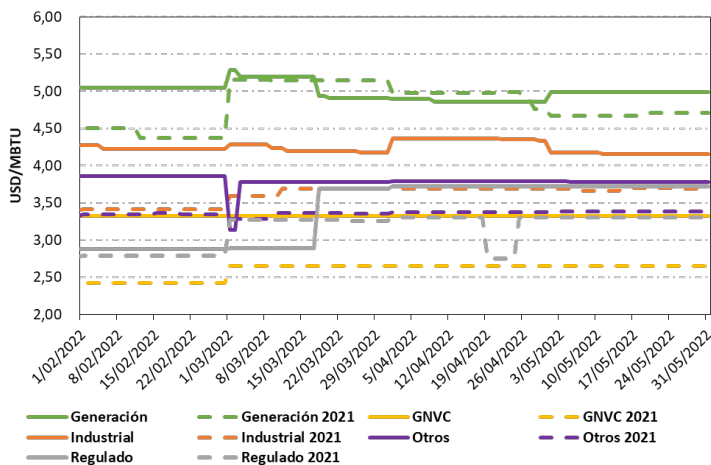
Tabla 2-6: Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción.

Sector	Dic/21 –Feb/22	Mar/22 – May/22	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	4,6	4,6	-0,9%
Sur costa	6,0	5,9	-0,2%
Otros Costa	4,0	4,0	-0,7%
Guajira	4,8	4,8	0,0%
Otros Interior	3,6	3,5	-1,1%

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

2.1.1.7. Mercado primario: Con Interrupciones – Por Sector de consumo:

Figura 2-9: Precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por sector de consumo.



Durante el periodo de análisis los contratos Con Interrupciones para los generadores Térmicos registraron el mayor precio promedio de todos los sectores, con valores que estuvieron alrededor de 5,0 USD/MBTU. En cuanto a los precios para los demás sectores de consumo estuvieron por debajo de los 4,5 USD/MBTU (ver Figura 2-9).

Al revisar los valores del mismo periodo del año anterior, se observan importantes variaciones para los sectores GNVC e Industrial; siendo para el último trimestre el gas con destino regulado el que presenta la

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

mayor variación con respecto al trimestre anterior tal como se observa en la Tabla 2-7.

Tabla 2-7: Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por sector de consumo.

Sector	Dic/21 –Feb/22	Mar/22 – May/22	Var (%)
Generación Térmica	5,1	5,0	-2,4%
GNVC	3,3	3,3	0,0%
Industrial	4,2	4,2	0,1%
Otros	3,8	3,8	-1,8%
Regulado	2,9	3,6	23,6%

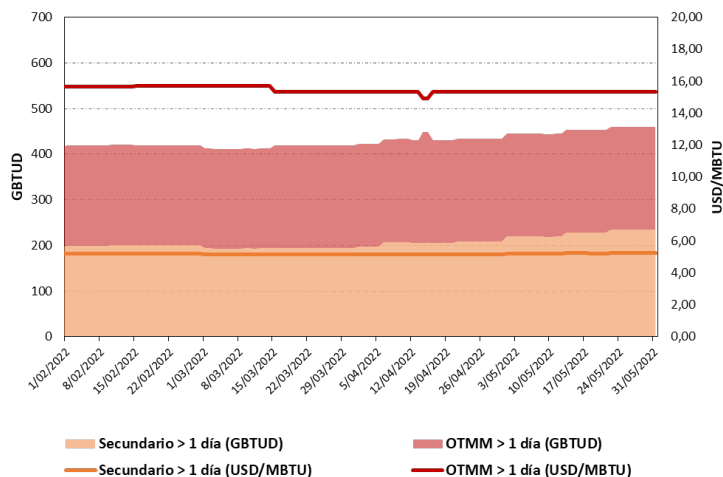
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.1.1.8. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista: Contratos Con Interrupciones (Total):

Según la información presentada en la Figura 2-10, la cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes mayores a un día en el mercado secundario y en OTMM.

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM en firme mayores a un día con un valor medio de 15,4 USD/MBTU. Y los menores corresponden a los contratos del secundario con duración mayor a 1 día.

Figura 2-10: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones para el mercado secundario y OTMM.



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

Las cantidades y precios se presentan con más detalle en la Tabla 2-8.

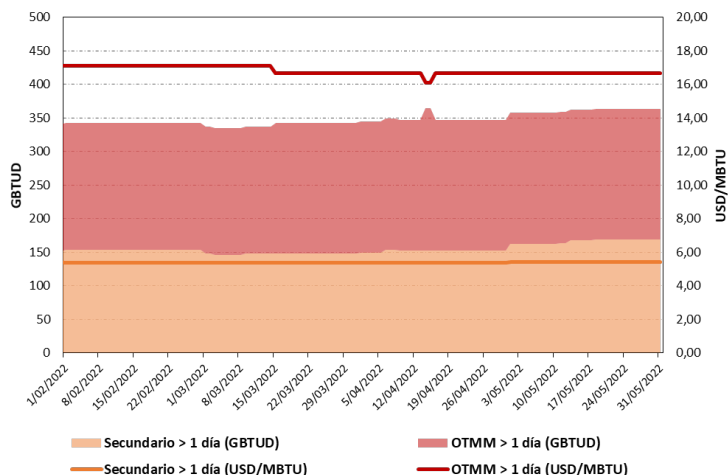
Tabla 2-8: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones para el mercado secundario y OTMM.

	Mar/22		Abr/22		May/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario > 1 día	194,1	5,1	205,8	5,2	226,6	5,2
OTMM > 1 día	222,3	15,5	226,2	15,3	225,1	15,3

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

2.1.1.9. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista: Contratos con Interrupciones (Sector Térmico):

Figura 2-11: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector térmico para el mercado secundario y OTMM.



Según la información presentada en la Figura 2-11, la cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes mayores a un día en el mercado secundario y OTMM. Durante este trimestre se incrementaron las cantidades contratadas se mantienen en niveles similares a los del trimestre anterior.

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM en firme mayores a un día (16.6 USD/MBTU), y los menores se presentan para contratos en el

Secundario con duración mayor a 1 día cuyo promedio fue de 5,4 USD/MBTU; es decir puede ser ineficiente en precios para el sector térmico acudir a OTM con interrupciones.

Las cantidades y precios se presentan con más detalle en la Tabla 2-9.

Tabla 2-9: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector térmico para el mercado secundario y OTMM.

	Mar/22		Abr/22		May/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario > 1 día	147,1	5,4	151,8	5,4	165,9	5,4
OTMM > 1 día	192,4	16,9	196,3	16,6	195,2	16,7

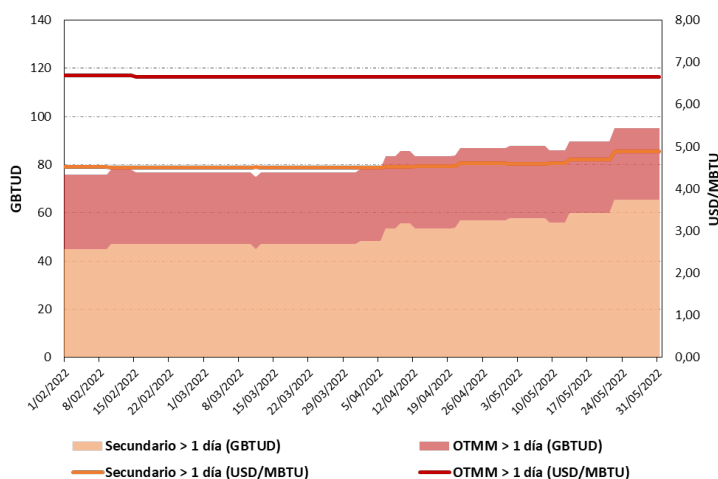
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.1.1.10. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista: Contratos con Interrupciones (Sector No Térmico):

Figura 2-12: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector no térmico para el mercado secundario y OTMM.

Según la información presentada en la Figura 2-12, la mayor cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos mayores a un día en el mercado secundario. Durante este trimestre las cantidades contratadas se incrementaron en 29,2% (13,7 GBTUD) desde el inicio del trimestre. La principal variación se presentó en las cantidades contratadas en la modalidad de Secundario > 1 día.

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM con duración superior a un día los cuales se ubicaron alrededor de 6,7 USD/MBTU.



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

Las cantidades y precios se presentan con más detalle en la Tabla 2-10.

Tabla 2-10: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector no térmico para el mercado secundario y OTMM por duración.

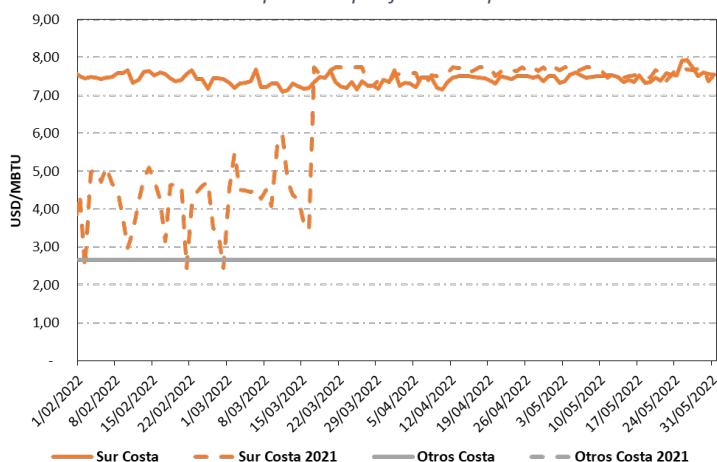
	Mar/22		Abr/22		May/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario > 1 día	46,9	4,5	54,1	4,6	60,6	4,7
OTMM > 1 día	29,9	6,7	29,9	6,7	29,9	6,7

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



2.1.1.11. Mercado primario - Otras Modalidades - Por Fuente de Producción:

Figura 2-13: Precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente de producción.



Los precios promedio de los contratos Otras Modalidades, se centran en Sur Costa y su valor medio del periodo se ubica alrededor de los 7,5 USD/MBTU (ver Figura 2-13) sin presentarse mayor variación frente al trimestre anterior.

Para los otros campos de la costa los precios se ubican por debajo de 3,0 USD/MBTU.

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

Frente al trimestre anterior no se registraron variaciones tal y como se observa en la Tabla 2-11.

Tabla 2-11: Variación del precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente.

Sector	Dic/21 –Feb/22	Mar/22 – May/22	Var (%)
Sur Costa	7,5	7,4	-1,4%
Otros Costa	2.7	2.7	0,0%

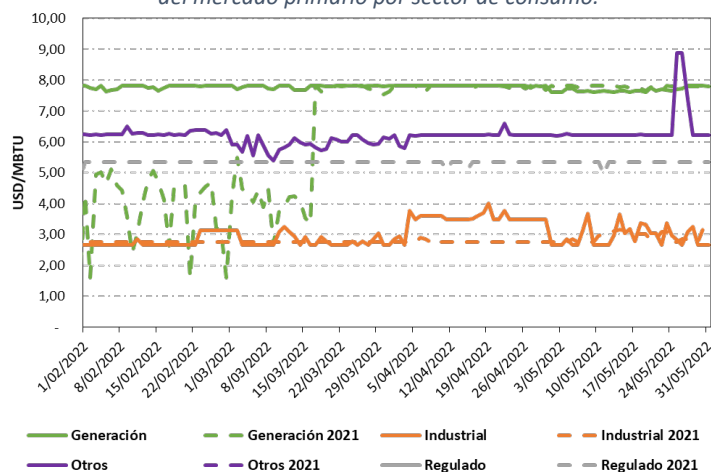
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.1.1.12. Mercado primario - Otras Modalidades - Por Sector de Consumo:

Analizando los precios promedios ponderados de contratos otras modalidades, se observa que los precios para el sector Térmico se ubicaron cerca de 8,0 USD/MBTU, mientras que para el sector industrial los precios estuvieron alrededor de 3,0 USD/MBTU, tal y como se presenta en la Figura 2-14.

Para este trimestre no se registraron contratos en el sector Regulado, bajo esta modalidad.

Figura 2-14: Precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por sector de consumo.



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

Al comparar los valores de los contratos con otras modalidades con los registros del trimestre anterior, se observa una estabilidad en todos los sectores de consumo (ver Tabla 2-12).

Tabla 2-12: Variación del precio promedio ponderado de contratos con otras modalidades del mercado primario por sector de consumo.

Sector	Dic/21 –Feb/22	Mar/22 – May/22	Var (%)
Generación Térmica	7,8	7,8	-0,1%
Industrial	2,8	3,1	10,3%
Otros	6,5	6,2	-4,1%

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

2.1.2. Índices de precios nacional vs importado

Este indicador corresponde a la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos 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:

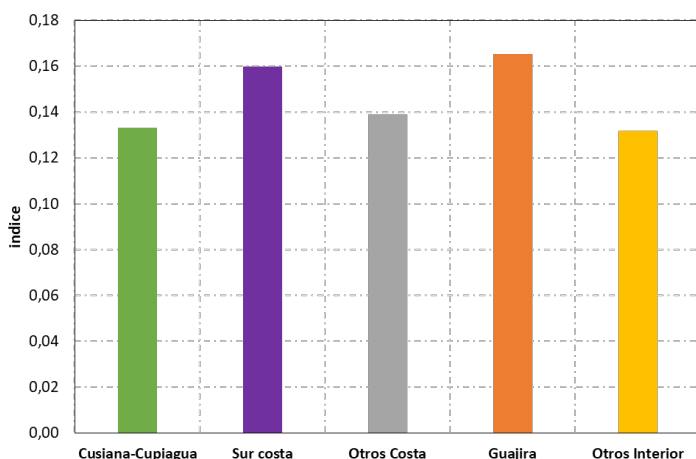
$$IPar_{Ni} = \frac{PPN_i}{PI}$$

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.

Figura 2-15: Índices de precios nacional vs importado por campo de producción.



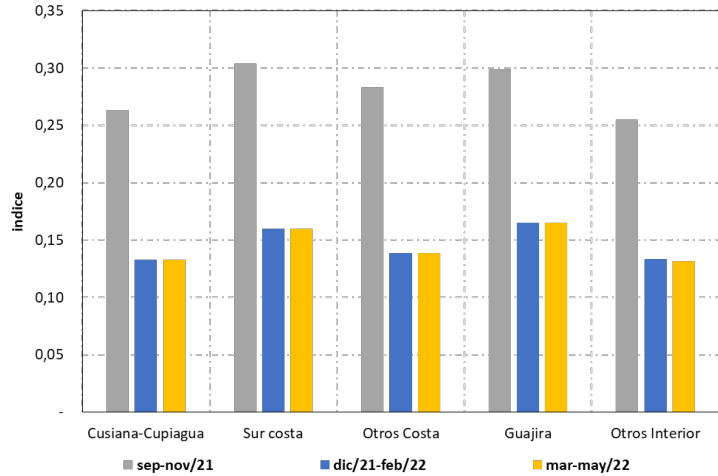
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

En la Figura 2-15 se observa que el indicador para el trimestre marzo – mayo/22 no presenta mayor variación con respecto al trimestre dic/21 - feb22. Lo anterior es explicado por ausencia de importaciones de gas natural durante el trimestre en análisis.

Al calcular el índice para los diferentes campos del análisis se encuentra una gran competitividad de los precios nacionales, dado los altos precios registrados a nivel energético internacional. De manera particular se encuentra que los campos del interior continúan siendo más competitivos que los campos de la Costa Atlántica.

Así mismo, en el análisis comparativo con los trimestres anteriores, se encuentra que se mantiene la tendencia en la disminución de la competitividad del GNL con respecto a otros campos nacionales, tal y como se observa en la Figura 2-16

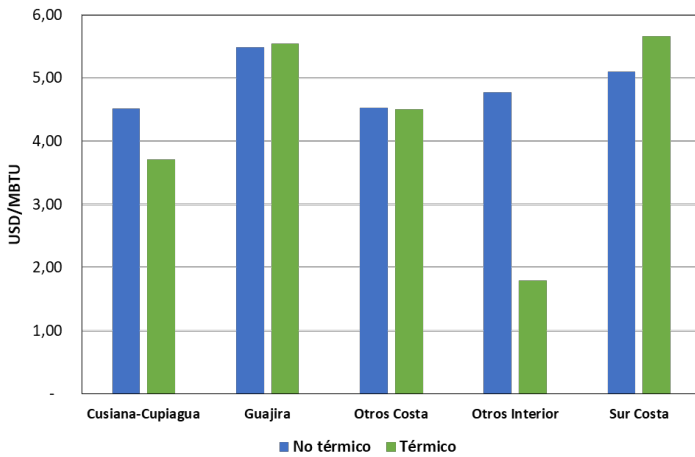
Figura 2-16: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



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

2.1.3. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico

Figura 2-17: Comparación de precios del primario en firme entre el sector térmico y no térmico por campo.



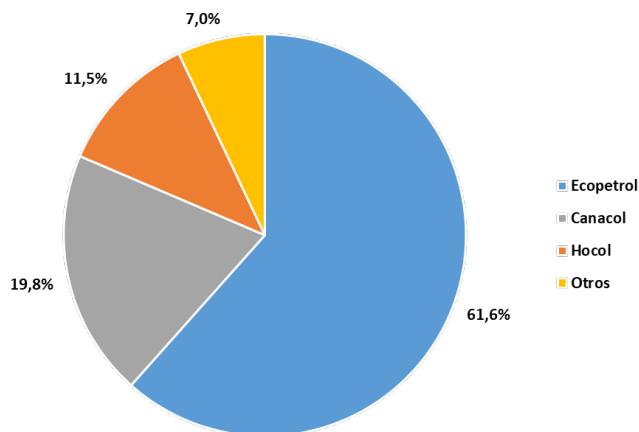
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En la Figura 2-17 se presenta la comparación de precios promedio ponderado del trimestre entre el sector Térmico y el sector No Térmico para los principales campos de producción del país. Para el caso de Guajira y Otros Costa los precios promedio no presentan mayores diferencias. Mientras que los precios del sector térmico para Sur Costa están por encima del sector No Térmico. Por otra parte, las otras fuentes los precios del sector térmico están por debajo. La mayor diferencia se registró en Otros Campos del Interior.

2.1.4. Participación en la contratación del mercado primario por productor

Figura 2-18: Participación de los productores en la contratación del mercado primario.

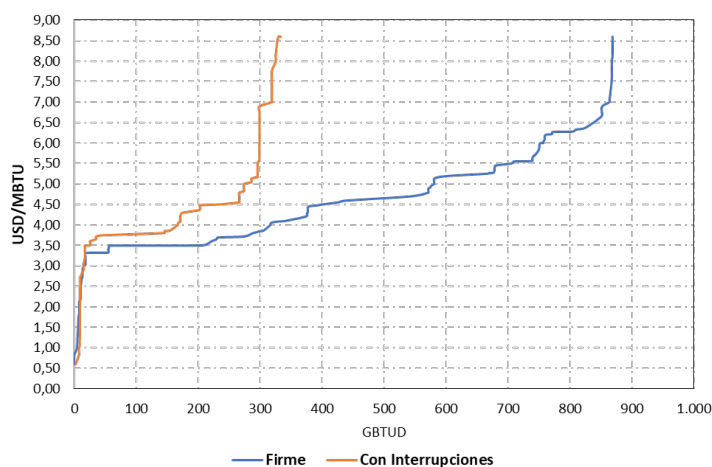
La Figura 2-18 muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor. Allí se puede ver que Ecopetrol tiene la participación más alta con 62%, seguido por Canacol con 20% y Hocol con 11%. Igualmente, se encuentra que los demás productores aportan alrededor de 7%.



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

2.1.5. Curva de oferta agregada de contratos

Figura 2-19: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario.



En la Figura 2-19 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas tanto para modalidad en Firme, como para Con Interrupciones. Este análisis se realiza para contratos que se encontraban vigentes en el mes de mayo de 2022.

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



De la curva de Contratos en Firme se puede observar lo siguiente:

- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (< 3,0 USD/MBTU) corresponde a cerca del 2%.
- Cerca del 64% de los contratos tienen precios entre 3,0 USD/MBTU y 4,0 USD/MBTU, consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 4,6 USD/MBTU.
- El 32% de la oferta está contratada a precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Por último, alrededor del 2% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 6 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje bajo de contratos.

Al analizar la curva acumulada de contratos Con Interrupciones se puede observar lo siguiente:

- La oferta de contratos de gas Con Interrupciones a precios menores que 3,0 USD/MBTU corresponde a cerca del 4%.
- La mayor proporción de los contratos Con Interrupciones (cerca del 78%) se encuentra entre precios de 3,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU. El precio promedio se encuentra alrededor de los 4,4 USD/MBTU.
- La contratación Con Interrupciones entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU corresponde al 8%.
- Por último, alrededor del 10% de los contratos de suministro Con Interrupciones tienen precios mayores que 6 USD/MBTU.

2.2. Seguimiento a variables de mercado de gas

En este capítulo se presenta el seguimiento a las diferentes variables del mercado de producción, demanda y disponibilidad de la infraestructura.

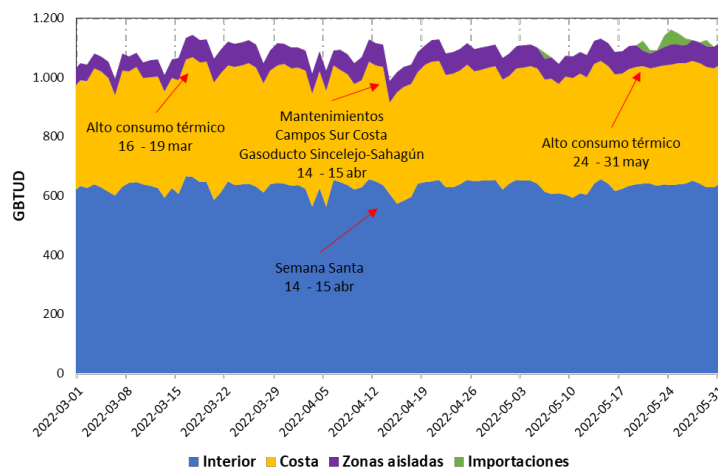
2.2.1. Producción

La producción promedio nacional de gas natural fue de 1.089,9 GBTUD durante el trimestre de análisis. En este periodo la oferta del interior se mantuvo como la mayor del sistema, seguida por la producción de los campos de la Costa (ver Figura 2-20).

En la gráfica se observa que la producción se vio afectada principalmente por los siguientes eventos:

- Alto consumo térmico del 16 al 19 de marzo.

Figura 2-20: Producción total de gas por campo durante el último trimestre.



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



- Mantenimiento programado en campos Sur Costa y gasoducto Sincelejo – Sahagún el 14 y 15 de abril (Semana Santa).
- Alto consumo térmico del 24 al 31 de mayo.

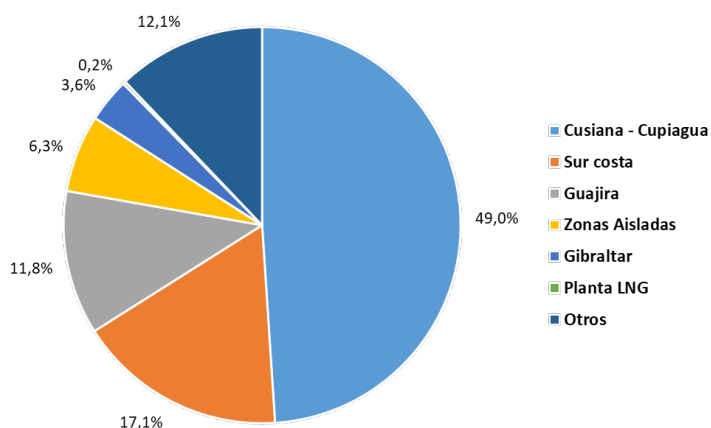
Comparado con el trimestre anterior el principal cambio de la producción promedio diaria se presentó en los campos del Interior con un valor de 19,4 GBTUD por encima del trimestre anterior. Así mismo, se registró una variación del 70,8% en el uso de gas importado asociado a la generación térmica del mes de mayo (ver Tabla 2-13).

Tabla 2-13: Variación de la producción total de gas (GBTUD).

Zona	dic/21-feb/22	mar/21-may/22	Var (%)
Interior	611,6	630,9	3,2%
Costa	381,6	387,4	1,5%
Importaciones	1,5	2,5	70,8%
Zonas aisladas	68,7	68,9	0,3%
Total	1.063,3	1.089,8	2,5%

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

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



Durante los meses marzo, abril y mayo, los campos de producción Cusiana y Cupiagua aportaron el 49,0 % de la producción total nacional. La producción nacional se complementó principalmente con el gas proveniente de los campos del sur de la costa, La Guajira y Gibraltar (ver Figura 2-21). Así mismo se observa una participación del 6,3% de los campos de Zonas Aisladas.

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



Gas Natural Importado:

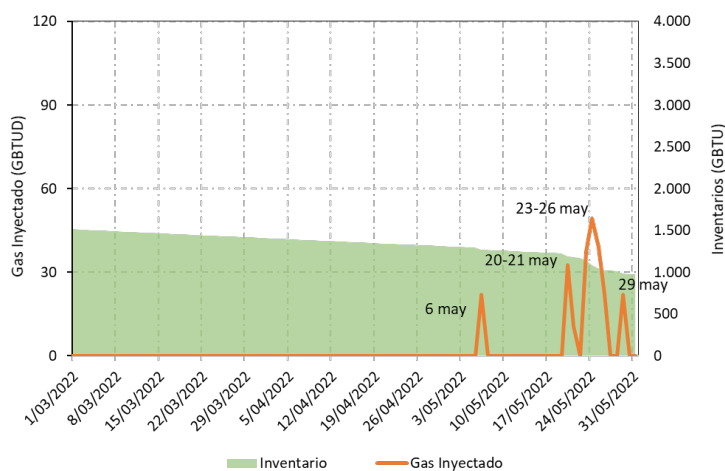
En la Figura 2-22 se presenta la evolución de inventarios en la planta de regasificación de Cartagena y los volúmenes de inyección de GNI durante el trimestre de análisis.

En este periodo se registraron eventos de inyección al SNT solamente en el mes de mayo, cuyo promedio se ubicó en 7,6 GBTUD (ver Tabla 2-14).

Respecto a los inventarios, se encuentra que al final del periodo el volumen almacenado fue cercano a 1.000,0 GBTU, lo cual representa una disminución aproximada en el inventario de 35,0% respecto al 01 de marzo de 2022.

Finalmente, no se reportó ninguna transacción asociada a importaciones de gas natural a la terminal de regasificación SPEC.

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



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

Tabla 2-14: Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.

Mes – Año	Energía (GBTUD)
Marzo – 2021	0,0
Abril – 2022	0,0
Mayo – 2022	7,6

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

2.2.2. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural

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

Para el periodo de comprendido entre marzo y mayo de 2022 se efectuaron 37 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 86,5% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 13,5% a la de transporte. Se resaltan los mantenimientos realizados por Canacol y Promigas durante Semana Santa, así como el mantenimiento del campo de producción Cusiana de Ecopetrol durante el mes de mayo; este mantenimiento cada día se está volviendo más crítico para el balance de gas.

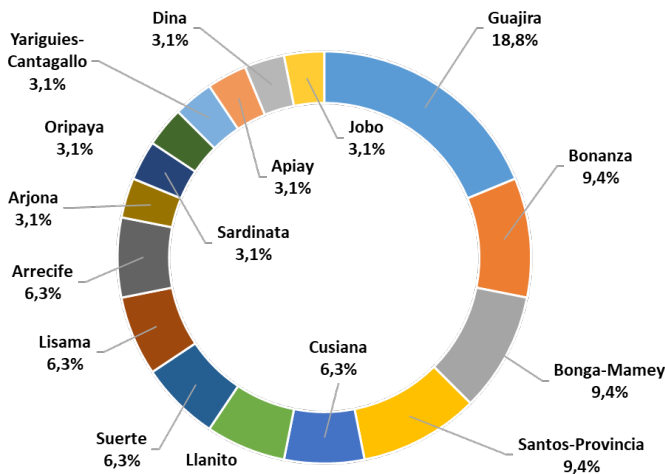
A continuación, se presenta las cifras de los mantenimientos relacionados con la infraestructura de producción y transporte que se llevaron a cabo durante el trimestre de análisis:

Producción:

La Figura 2-23 muestra la concentración (número de veces) de los mantenimientos por campo de producción. El campo de producción donde más se realizaron mantenimientos programados fue en Guajira con un total de 6 registros.

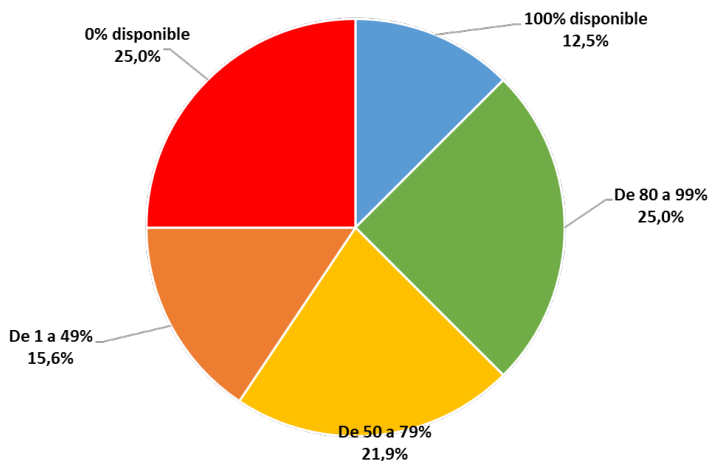
Del total de mantenimientos a la infraestructura de producción, el 50,0% se llevaron a cabo en campos menores de Ecopetrol (Bonanza, Santos-Provincia, Llanito, Suerte, Lisama, Oripaya, Yarigües-Cantagallo, Apiay y Dina). Lo anterior corresponde a un programa de mantenimientos planeado por Ecopetrol para estas instalaciones las cuales no generaron restricciones en la atención de la demanda.

Figura 2-23: Distribución de mantenimientos por campo de producción.



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

Figura 2-24: Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.

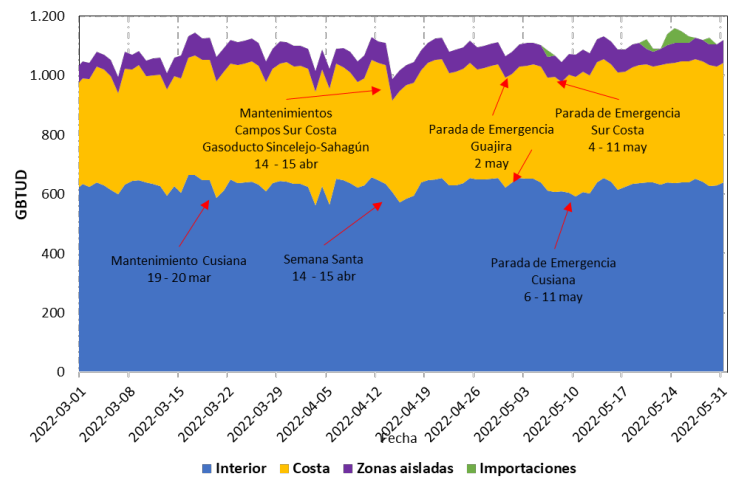


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En la Figura 2-24 se puede observar que el 12,5% de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción no presentaron restricción. En contraste, se encuentra que el 25,0% de los mantenimientos restringieron en su totalidad a los centros de producción.

Como se puede observar en la Figura 2-25, durante este trimestre se presentaron dos eventos de relevancia sobre la infraestructura de producción; el primero tuvo lugar el 14 y 15 de abril en los campos Sur Costa de Canacol, cuya indisponibilidad fue cercana al 58,0%, y el segundo, la parada de emergencia del campo Cusiana entre el 6 y 11 de mayo el cual represento una restricción máxima aproximada del 14,0% del total de su capacidad de producción. Durante estos eventos, no hubo desatención a la demanda esencial.

Figura 2-25: Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.



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

Transporte:

A continuación, se relacionan los siguientes eventos de mantenimiento de la infraestructura de transporte:

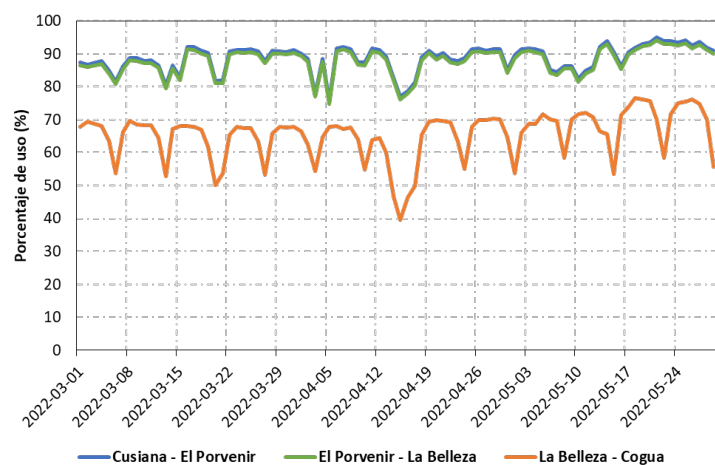
- Gasoducto Barrancabermeja - Payoa-Bucaramanga (27 de marzo): 32,2% indisponible.
- Gasoducto Barrancabermeja - Payoa-Bucaramanga (3 de abril): 32,2% indisponible.
- Gasoducto Sincelejo - Sahagún (14 de abril): 57,2% indisponible.
- Gasoducto Guando - Fusagasúga (23 al 24 de abril): 100,0% indisponible.
- Gasoducto Otero - Santana (28 al 29 de abril): Sin indisponibilidad.

Así mismo, se presenta de manera detallada el comportamiento del porcentaje de uso de diferentes tramos del Sistema Nacional de Transporte:

- Cusiana – Cogua

En la Figura 2-26 se presenta el porcentaje de uso de los tramos del gasoducto que transportan el gas desde Cusiana hasta Cogua. Allí se puede observar que los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza tuvieron un porcentaje de utilización durante el trimestre que se ubicó entre 80,0% y 90,0% aproximadamente. En cuanto al tramo La Belleza – Cogua, su porcentaje de utilización osciló entre 50,0% y 70,0% aproximadamente.

Figura 2-26: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.



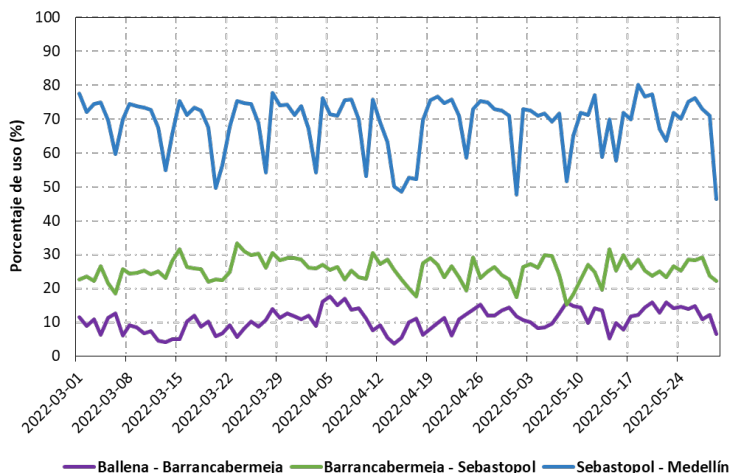
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

En los tres casos se observa una disminución de utilización en el mes de abril la cual

coincide con el periodo de Semana Santa. Igualmente, se observa un incremento respecto a la media del trimestre durante las últimas dos semanas del periodo de análisis.

- Ballena – Medellín

Figura 2-27: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.



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

En cuanto a los tramos de la ruta Ballena – Medellín se observa un comportamiento típico durante los meses comprendidos entre marzo y mayo de 2022. De manera particular se encuentra que la utilización del tramo Ballena – Barrancabermeja se ubicó por debajo del 20,0%, el porcentaje de uso del tramo Barrancabermeja – Sebastopol entre 20,0% y 30,0% y Sebastopol – Medellín que en algunos momentos del trimestre alcanzó una utilización aproximada al 80,0% (ver Figura 2-27).

durante el mes de abril, específicamente durante Semana Santa.

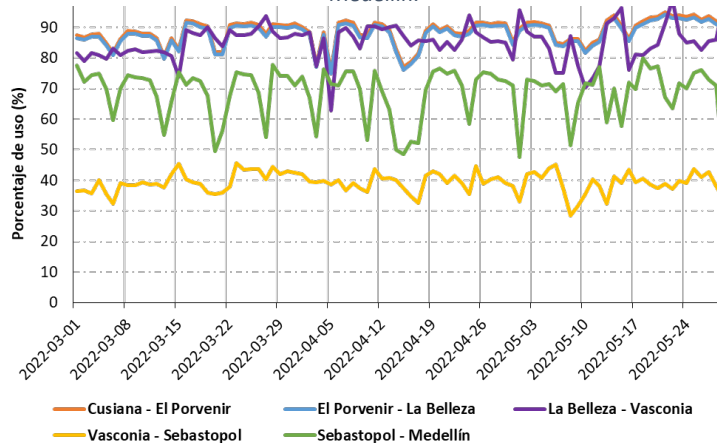
Para esta ruta también se puede observar una reducción en el porcentaje de utilización

- Cusiana – Medellín

En la Figura 2-28 se puede observar que los tramos Cusiana – El Porvenir, El Provenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia tuvieron un porcentaje de uso medio ubicado entre el 80,0% y 90,0% de su capacidad. En contraste, el porcentaje de uso de la capacidad del tramo Vasconia – Sebastopol osciló alrededor del 40,0%.

Para todos los tramos se observa afectación en el porcentaje de uso durante los días de Semana Santa, y de manera particular se observa que el porcentaje de uso de los tramos Cusiana – El Porvenir y El Provenir – La Belleza superaron el 90,0% durante los últimos días del mes de mayo.

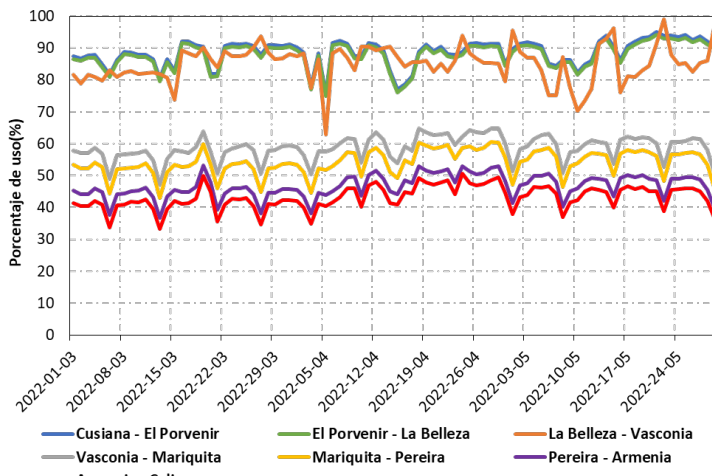
Figura 2-28: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.



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

- Cusiana – Cali

Figura 2-29: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.



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

De la ruta Cusiana – Cali se resalta el alto porcentaje de uso de los tramos Cusiana – El Provenir, El Provenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia, los cuales se ubicaron en la mayor parte del tiempo entre el 80,0% y el 90,0% con un incremento en los últimos días del mes de mayo (ver Figura 2-29).

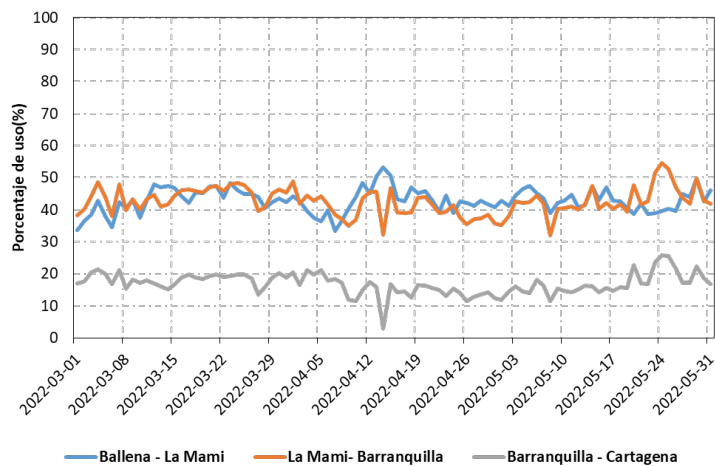
Por otro lado, se observa que los demás tramos de la ruta tuvieron un porcentaje de uso que se ubicaron alrededor del valor medio de su capacidad.

- Ballena – Cartagena

Para este gasoducto que hace parte de la infraestructura de suministro de gas natural en la Costa Atlántica, se observan que todos sus tramos tuvieron un porcentaje de uso medio inferior al 50,0% de su capacidad nominal (ver Figura 2-30).

De manera particular se resalta el porcentaje de uso del tramo Barranquilla – Cartagena el cual se ubicó la mayor parte del tiempo por debajo del 20,0%, con un incremento al final del mes de mayo.

Figura 2-30: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.

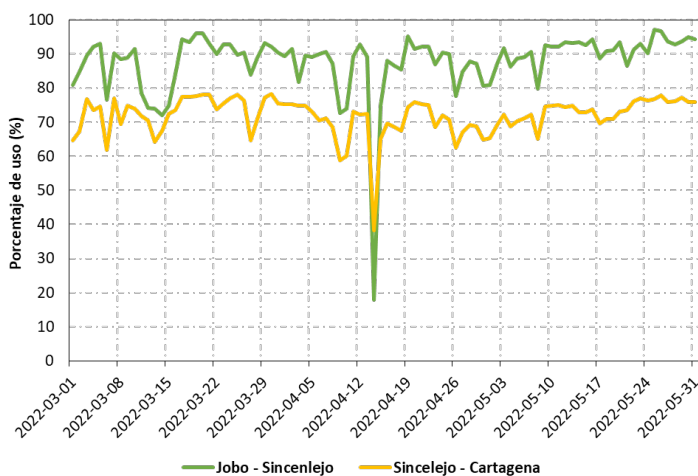


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.



• Jobo – Cartagena

Figura 2-31: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.



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

A diferencia del otro tramo de transporte de la costa atlántica (Ballena – Cartagena), los dos tramos de la ruta Jobo – Cartagena, registraron un porcentaje de uso medio superior al 60,0% de su capacidad, con excepción de los 2 días de mantenimientos realizados durante semana santa (ver Figura 2-31).

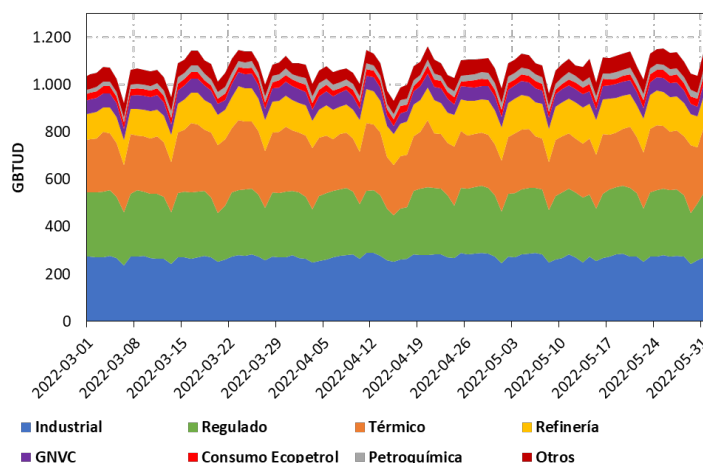
Al igual que para otros de los tramos presentados, este gasoducto tuvo un incremento en su porcentaje de uso durante los últimos días del mes de mayo.

2.2.3. Demanda

Para este trimestre, la demanda diaria de gas natural presentó un valor promedio de 1.077,6 GBTUD. Durante el periodo de análisis se registró un valor máximo de consumo de 1.163,8 GBTUD el día 20 de abril, mientras que el valor mínimo registrado fue de 923,5 el 6 de marzo.

Los mayores sectores de consumo fueron el Industrial, Regulado y Térmico que de manera agregada representaron cerca del 72,0% de la demanda media nacional (ver Figura 2-32)².

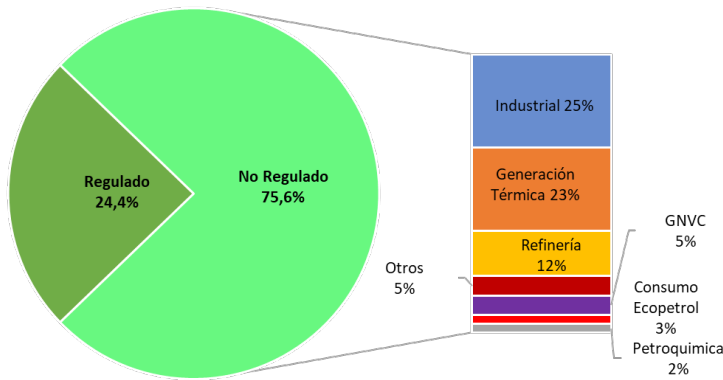
Figura 2-32: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

² El grupo Otros sectores, corresponde a los consumos de estaciones de compresión y demanda atendida por campos aislados y por gas natural comprimido

Figura 2-33: Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.



En cuanto a la distribución de la demanda nacional por sector, el 24,4% del gas natural fue consumido por demanda Regulada. El 75,6% restante fue por sectores No Regulados, de los cuales el industrial aportó alrededor del 25,0%, seguido por el consumo para la generación térmica (23,0% aprox.) y gas para la refinería (12,0% aprox.) tal y como se puede observar en la Figura 2-33.

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

Al revisar la evolución de la demanda, se evidencia que respecto al trimestre anterior la mayoría de los sectores incrementaron su consumo, a excepción de Consumo Ecopetrol que cayó en 5,2 GBTUD (-19,6%) y el Petroquímico cuya reducción se ubicó en 0,5 GBTUD equivalente a -1,9% (ver Tabla 2-15).

Tabla 2-15: Variación de la demanda promedio trimestre (GBTUD).

Sector	dic/21-feb/22	mar/22-may/22	Var (%)
Industrial	261,5	271,4	3,8%
Regulado	252,8	262,9	4,0%
Generación Térmica	242,6	245,8	1,0%
Refinería	124,0	132,3	6,7%
GNVC	55,0	55,1	0,1%
Consumo Ecopetrol	26,7	21,5	-19,6%
Petroquímica	25,6	25,1	-1,9%
Otros	56,9	57,9	1,7%

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

Igualmente, comparando la demanda media del mes de mayo de 2022 con la del mismo mes del año inmediatamente anterior, se evidencia una recuperación del consumo en todos los sectores resaltando el incremento del 43,9% en Consumo Ecopetrol (+8,5 GBTUD) y del 36,7% en Generación Térmica (+65,3 GBTUD) (ver Tabla 2-16). De manera agregada se encuentra que el consumo se incrementó en 190,4 GBTUD, lo que corresponde a una variación total de 21,1%.

Tabla 2-16: Variación de la demanda promedio para febrero 2022 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

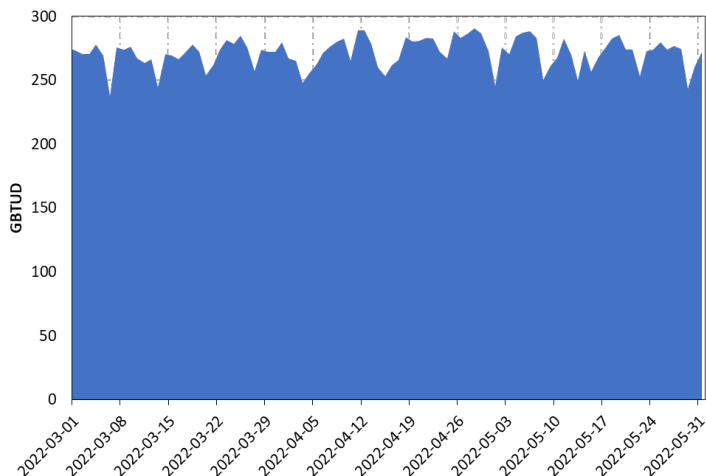
Sector	may-21	may-22	Var (%)
Industrial	220,6	270,4	22,6%
Regulado	243,2	265,1	9,0%
Generación Térmica	177,7	243,0	36,7%
Refinería	118,1	142,2	20,4%
GNVC	47,7	54,6	14,4%
Consumo Ecopetrol	19,4	28,0	43,9%
Petroquímica	26,3	27,1	3,3%
Otros	48,9	61,8	26,5%

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:

- **Industria:**

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



El consumo de gas natural del sector Industria (ver Figura 2-34) registro un valor medio de 271,4 GBTUD durante los meses de marzo, abril y mayo de 2022. El mayor registro durante este periodo fue de 290,6 GBTUD el 28 de abril y el menor fue de 237,7 GBTUD.

El consumo del sector industrial se vio afectado por la parada de emergencia del campo Cusiana durante la primera quincena del mes de mayo.

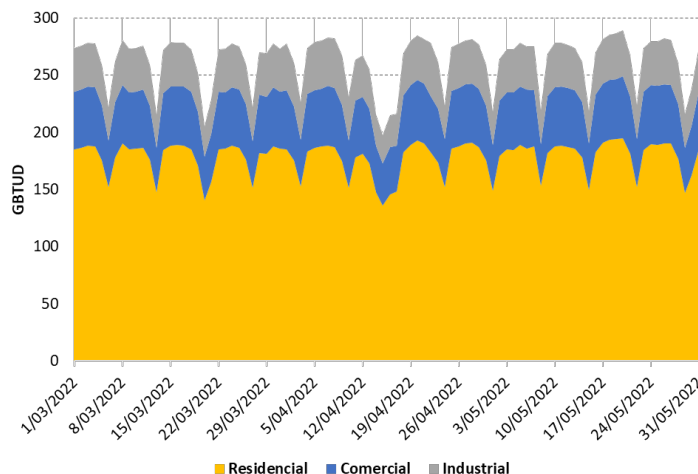
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

- Sector Regulado:

En cuanto al sector Regulado, se observa una participación predominante de la demanda Residencial (67,7%), seguida en proporciones similares por las demandas Comercial e Industrial (ver Figura 2-35).

De manera agregada las tres demandas tuvieron un valor medio de 262,9 GBTUD durante el periodo. En la gráfica se puede observar una disminución del consumo durante algunos días del mes de abril, los cuales coinciden con el periodo de semana santa.

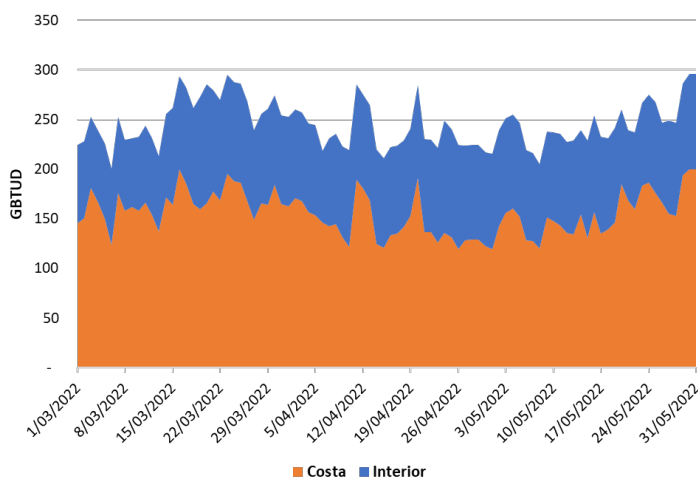
Figura 2-35: Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



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

- Sector térmico:

Figura 2-36: Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.



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

Durante el trimestre en análisis se registró una demanda media para la generación térmica de 245,8 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 (ver Figura 2-36) con un valor medio de 155,2 GBTUD (63,1%), mientras que el consumo de las plantas del interior se ubicó en 90,6 GBTUD.

El pico de consumo del sector durante el trimestre fue de 296,1 GBTUD el 31 de mayo.

- Sector térmico – Costa:

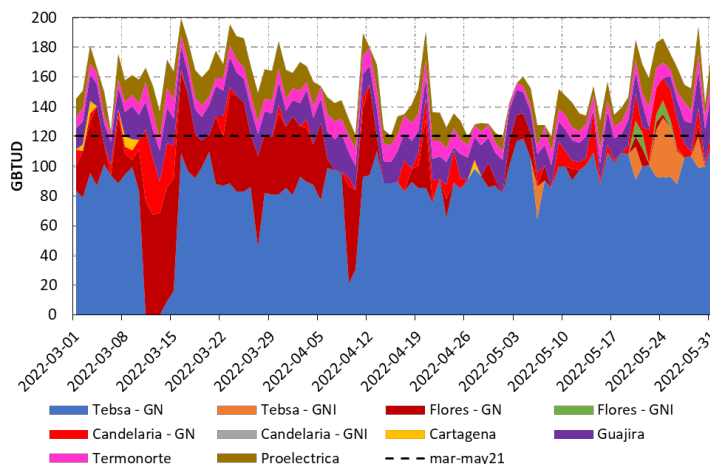
Al observar de manera detallada el consumo de gas para generación en la costa (Figura 2-37), se encuentra que el mayor consumo corresponde a GNN de la central de generación TEBSA con un valor medio de 86,2 GBTUD, seguido por Termoflores, Guajira y Proelectrica.

El pico de consumo de gas natural para la generación de energía en la costa atlántica estuvo cercano a los 200,0 GBTUD en el mes de marzo.

En la gráfica se puede observar que durante el trimestre se registraron consumos de GNI por parte TEBSA y Termoflores en el mes de mayo. Asimismo, se observa que durante el mes de marzo hubo una disminución del consumo de TEBSA la cual está relacionada a un mantenimiento interno de la central de generación.

Los consumos de gas natural para la generación en la costa tuvieron el mayor registro durante el mes de marzo, con un valor medio de 166,1 GBTUD. Asimismo, los datos muestran que en el mes de abril se registró una reducción en el consumo de 21,8 GBTUD. Finalmente, el periodo cierra con una recuperación en el consumo durante el mes de mayo respecto al mes de abril de 8,4 GBTUD (ver Tabla 2-17).

Figura 2-37: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.



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

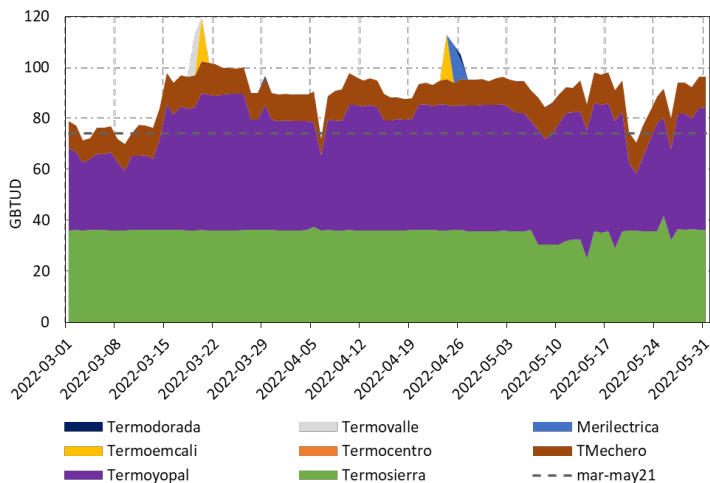
Tabla 2-17: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis (GBTUD).

Mes	Tebsa (GNN)	Tebsa (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Total
Mar22	75,2	0,0	42,1	0,0	7,3	0,0	0,9	17,1	8,2	15,3	166,1
Abr22	84,6	0,0	18,3	0,0	3,9	0,0	0,2	16,3	10,4	10,5	144,3
May22	98,8	6,2	4,1	1,3	7,9	0,0	0,0	14,3	8,3	11,6	152,6

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

- Generación térmica – Interior:

Figura 2-38: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.



De la misma manera, al detallar el consumo para la generación al interior del país, se evidencia que las plantas Termosierra, Termoyopal y Termomechero consumieron gas natural durante todo el periodo, siendo Termoyopal la planta con el registro más alto de todos con un valor medio de 43,4 GBTUD.

El pico de consumo de gas natural para la generación de electricidad de las plantas del interior del país se ubicó cerca de 120,0 GBTUD (ver Figura 2-38).

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

En la Tabla 2-18 se presenta de manera detallada los consumos de gas natural para la generación en el interior mes a mes. El promedio de consumo durante este periodo fue de 90,6 GBTUD y el mes con el mayor registro medio fue abril con 93,2 GBTUD.

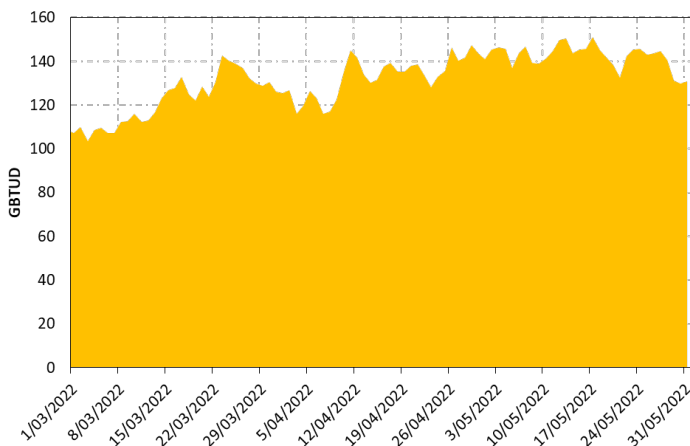
Tabla 2-18: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis (GBTUD).

Mes	Merilectrica	Termocentro	Termodorada	Termoemcali	Termosierra	Termovalle	Termoyopal	Termomechero	Total
Mar22	0,0	0,0	0,0	0,6	36,2	0,5	40,1	10,9	88,3
Abr22	0,8	0,0	0,1	0,6	36,2	0,0	45,9	9,8	93,2
May22	0,0	0,0	0,0	0,0	34,4	0,0	44,2	11,7	90,3

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

- Refinación:

Figura 2-39: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.



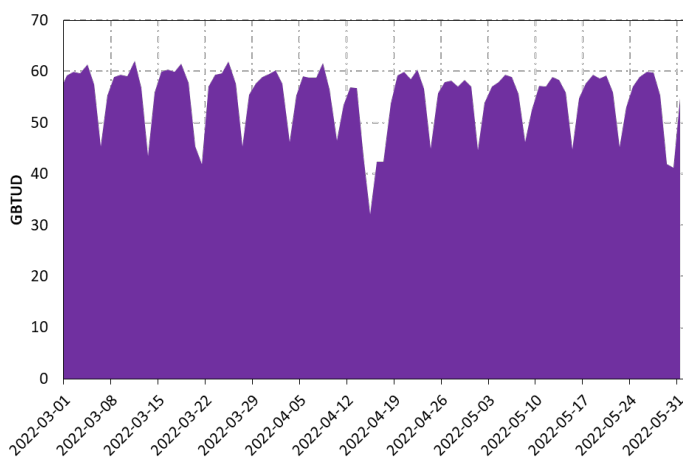
En el caso del sector de refinación se observa una tendencia incremental a lo largo del trimestre (ver Figura 2-39), la cual registró un valor medio de 121,9 GBTUD en el mes de marzo y terminó con un consumo de 142,2 GBTUD en el mes de mayo.

El consumo más alto del periodo fue de 151,2 GBTUD el día 17 de mayo.

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

- GNVC:

Figura 2-40: Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.



Gráfica. Respecto al consumo de GNVC, en la Figura 2-40 se observa un comportamiento típico del sector, con una estacionalidad semanal y una disminución en el mes de abril asociada al periodo de semana santa.

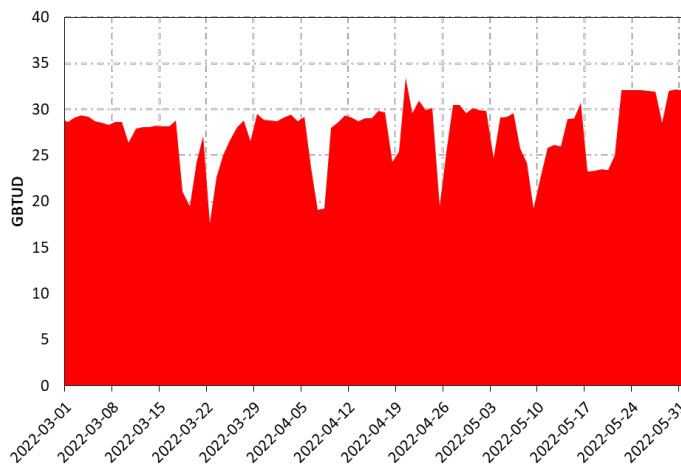
El consumo medio de este sector se ubicó en 55,1 GBTUD y el valor máximo fue de 62,0 GBTUD el cual se registró el 11 de marzo de 2022.

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

- Consumos Ecopetrol:

El promedio de consumo del sector Consumos Ecopetrol³ fue de 27,6 GBTUD, con un valor máximo de 33,5 GBTUD el cual se registró en la segunda quincena del mes de abril (ver Figura 2-41).

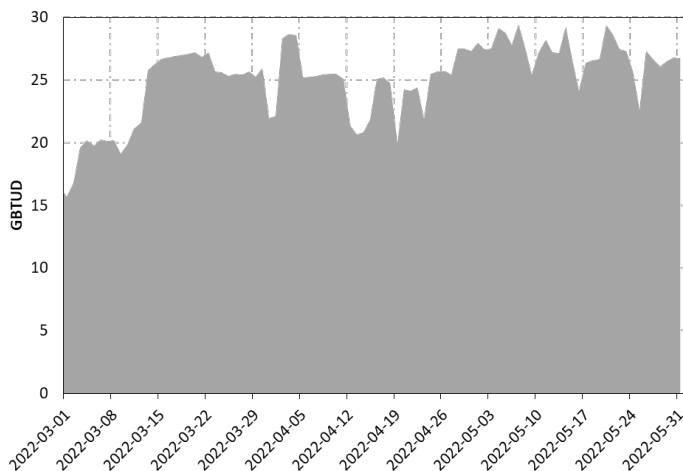
Figura 2-41: Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.



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

- Petroquímico:

Figura 2-42: Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.



El sector petroquímico tuvo un consumo medio de 25,1 GBTUD durante el semestre, periodo en el cual registro un máximo de 29,4 GBTUD y un mínimo de consumo de 15,7 GBTUD.

³ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria

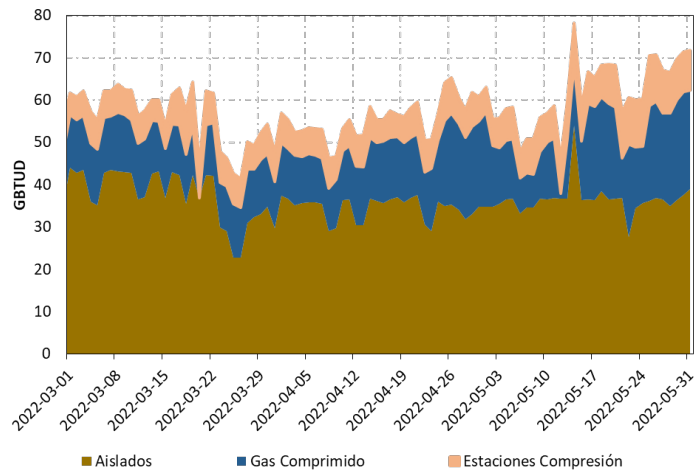
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

- Otros sectores:

En la Figura 2-43 se puede observar que esta demanda está conformada por los consumos denominados estaciones de compresión, demanda atendida por los campos aislados (mayor participación: 62,5%) y por gas natural comprimido.

Este grupo de demanda registró un valor medio de 57,9 GBTUD durante el trimestre, con un valor máximo cercano a 79,0 GBTUD registrado en el mes de mayo.

Figura 2-43: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

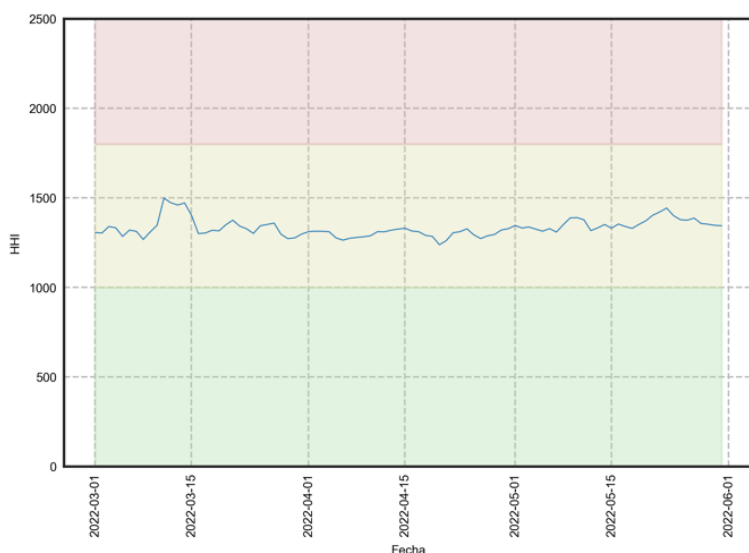
3. Mercado de Energía Eléctrica

3.1. Análisis de indicadores, contratación y restricciones

3.1.1. Indicadores de concentración (HHI)

3.1.1.1. Disponibilidad Real

Figura 3-1 HHI disponibilidad



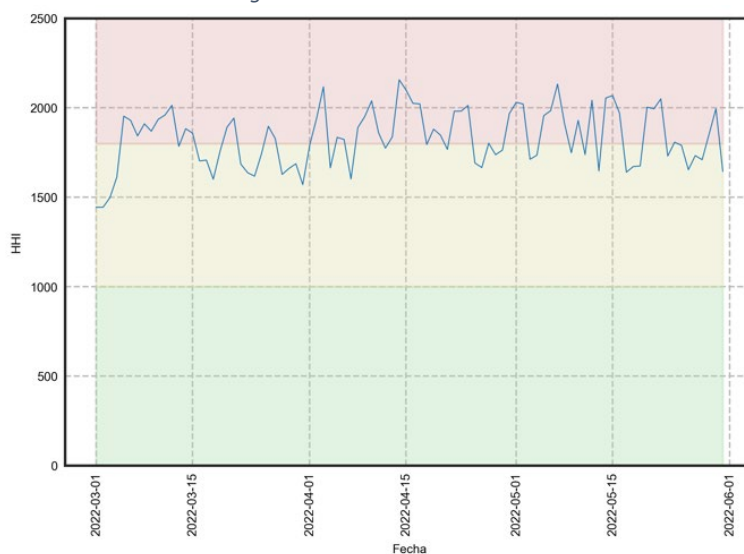
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el periodo, el HHI de disponibilidad real, se encontró en un nivel medio de concentración, con un promedio de 1332.52. Así mismo, su máximo fue de 1498.40, y su mínimo de 1238.31; es decir se observa una concentración media, lo cual indica que para el periodo el mercado tuvo un comportamiento adecuado desde el punto de vista de este indicador para la disponibilidad ofertada.

3.1.1.2. Generación Real

El HHI para generación real, se encontró en un nivel de concentración alto, con un promedio de 1830.90, un máximo de 2156.55, y un mínimo de 1443.78.; es decir para el periodo, se observó una alta concentración de la generación a pocos agentes del mercado, esto se debe a la gran cantidad de recurso hidroeléctrico que se presentó.

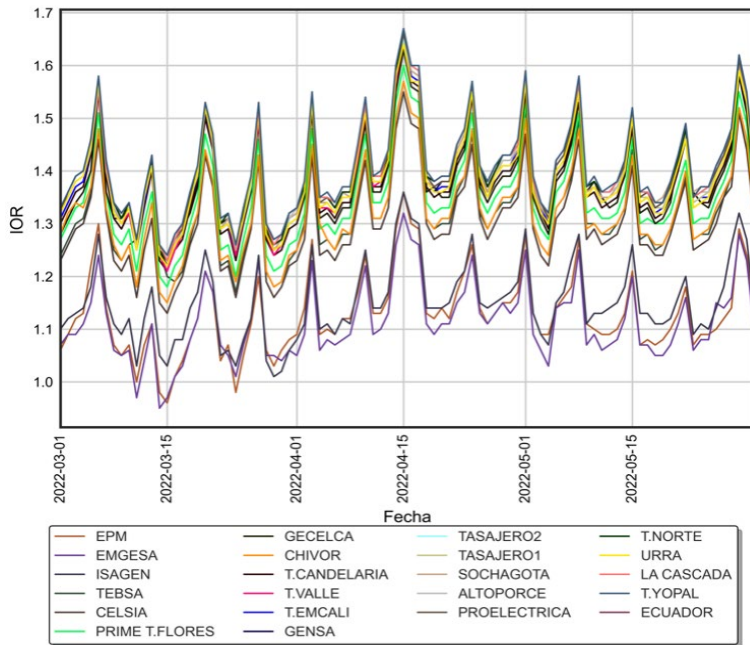
Figura 3-2 HHI Generación real



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.2. Índice de Oferta Residual

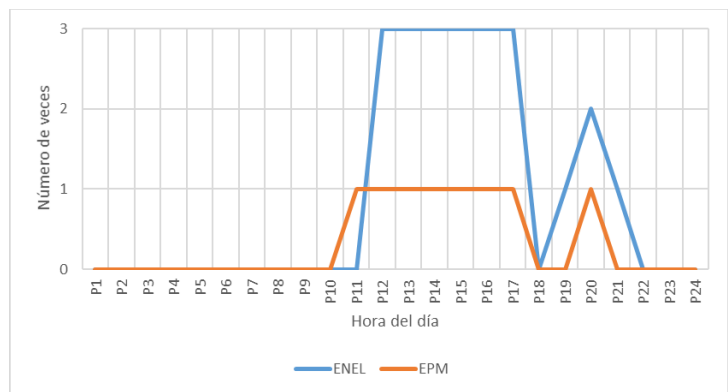
Figura 3-3 Índice de oferta residual



Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

La Figura 3-4 presenta las horas en que el IOR fue menor a 1 para los agentes mencionados, observándose, que esta situación se dio principalmente entre las 11 de la mañana y las 5 de la tarde.

Figura 3-4 Frecuencia IOR menor a 1 por horas para el trimestre



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 gráfica muestra el indicador mínimo diario para cada agente.

Para el agente EPM, el indicador fue menor a 1 en fechas marzo 14, marzo 15 y marzo 24 de 2022.

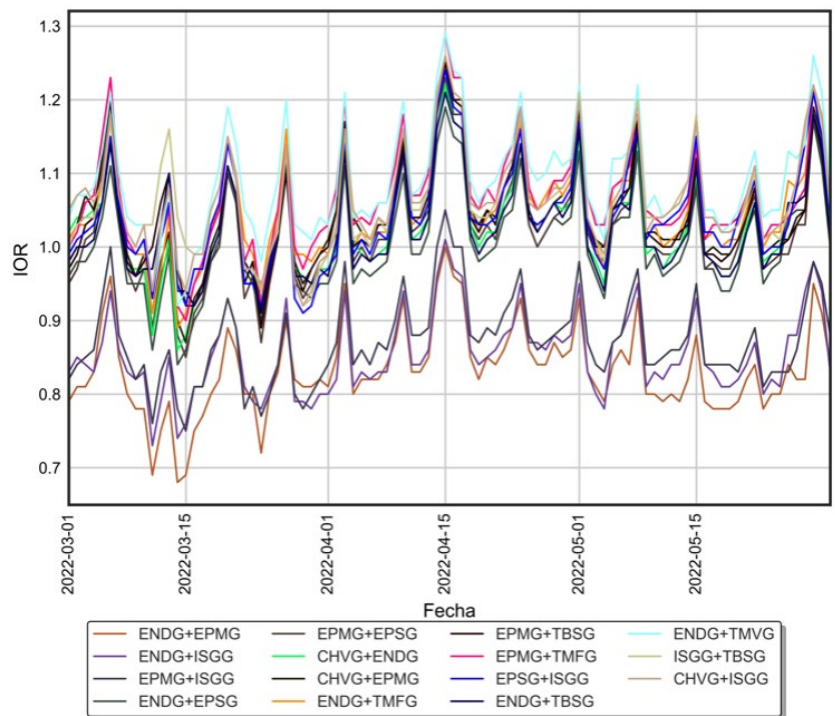
Para el agente EMGESA, este indicador fue menor a uno en fechas 11, 14 y 15 de marzo de 2022.

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.

Existen muchas combinaciones de agentes, y, en la Figura 3-4, se presentan las 15 con menores índices de oferta residual bipivotal.

Como se observa, existen muchas combinaciones de las cuales depende el sistema. En particular, si bien se pueden resaltar las combinaciones ENEL-EPM, ENEL-ISAGEN y EPM-ISAGEN, que tienen el IOR bipivotal en general por debajo de 0,9, se puede decir que hay muchas más combinaciones que pueden afectar el precio de bolsa. De esta forma, se puede dar que pocas plantas con capacidades importantes de diferentes agentes aumenten el precio de forma significativa, afectando el precio de bolsa consecuentemente.

Figura 3-5 Índice de oferta residual bipivotal

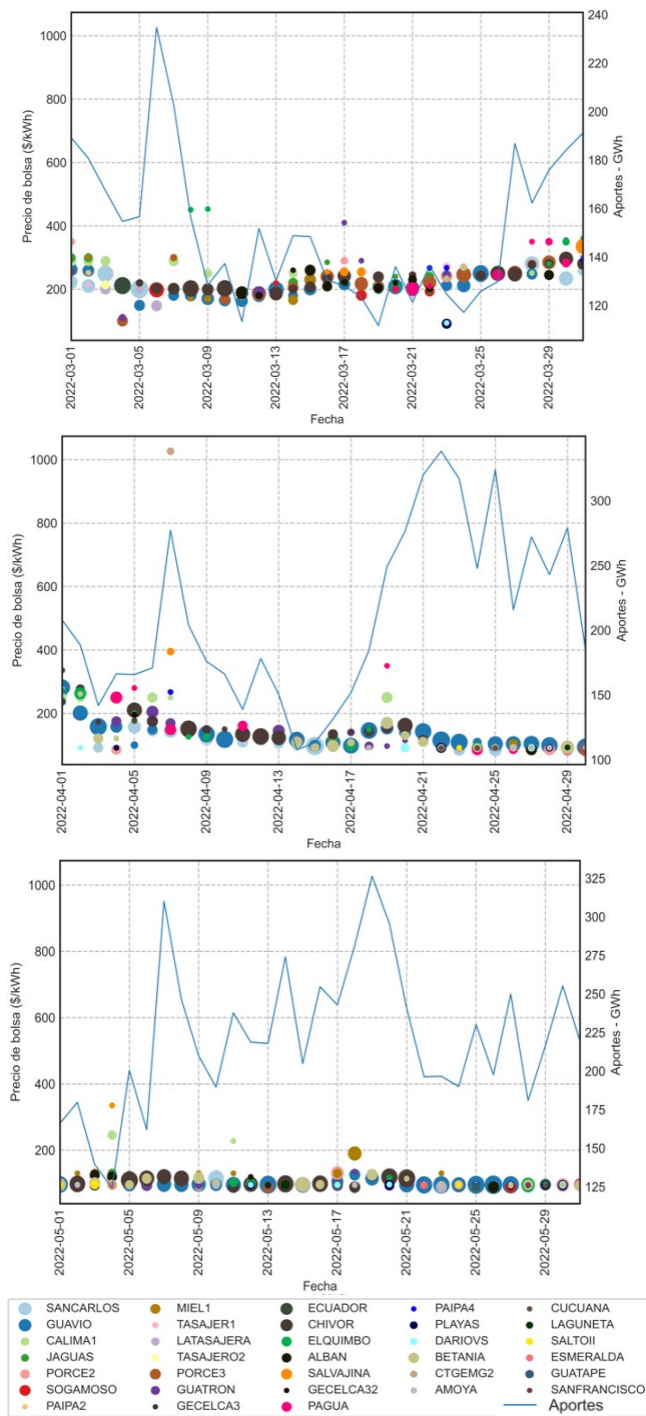


Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

3.1.3. Fijaciones Precios de Bolsa

Durante el trimestre, 33 plantas fijaron el precio de bolsa (Figura 3-6). Para marzo, el promedio de fijaciones estuvo alrededor de 225,97 \$/kWh. Para el mes de abril, el promedio de fijaciones disminuyó a 135,98 \$/kWh. Para el mes de mayo, el precio promedio de las fijaciones fue de 103,01 \$/kWh. Esto se dio principalmente por el aumento de aportes en el sistema durante los meses de abril y mayo.

Figura 3-6 Fijación precios de bolsa



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

Se observaron durante el mes de marzo, 7 días donde hubo una o varias horas en las que el precio de bolsa fue mucho mayor (1.6 veces o más) al precio promedio del día. En marzo, estas horas se dieron en los días 8, 9 y 17 de marzo de 2022, 7 y 19 de abril de 2022, y 4 y 11 de mayo de 2022. Estos aumentos en horas específicas se debieron principalmente a eventos de mantenimiento y/o pruebas, que disminuyen la disponibilidad del sistema.

Durante el periodo, 6 plantas (GUAVIO, CHIVOR, SAN CARLOS, GUATRON, BETANIA Y PORCE 3), tuvieron más del 70% de las fijaciones del periodo.

Durante el trimestre marzo a mayo de 2022, diez agentes fijaron el precio de bolsa. Para todos los meses, cinco agentes fijaron más del 95% de los precios de bolsa en el mercado. 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

	ISAGEN	EMGESA	EPM	CELSIA	CHIVOR	OTROS
Marzo	20,70%	26,34%	20,03%	11,83%	17,20%	3,90%
Abril	16,94%	52,92%	11,94%	4,03%	13,06%	1,11%
Mayo	14,11%	48,12%	16,13%	3,90%	17,74%	0,00%

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

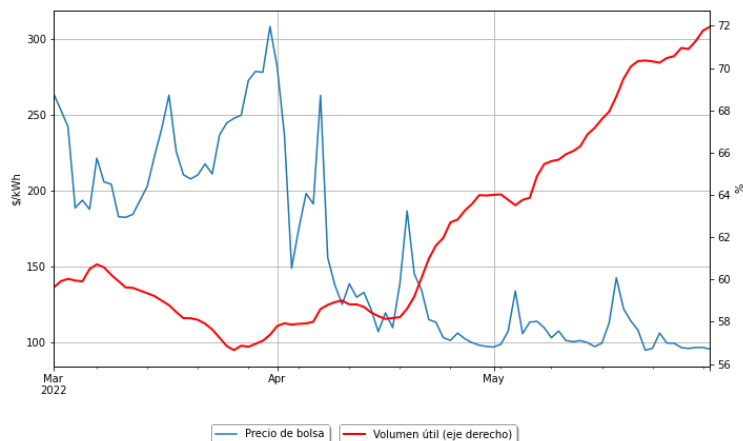
3.1.4. Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente

3.1.4.1. Precio de Bolsa Vs Volumen Útil

El volumen útil inició en marzo de 2022 en 59,61%, disminuyendo hasta finales de marzo, llegando a su mínimo en marzo 28, desde cuándo comenzó a aumentar durante los meses de abril y mayo, finalizando en 71,96% a mayo 31 de 2022.

Como se observa en la Figura 3-7, los precios guardan una correlación negativa con el precio de bolsa, y en la medida que el volumen útil aumentó, desde mediados de abril, los precios de bolsa han estado alrededor del mínimo regulatorio.

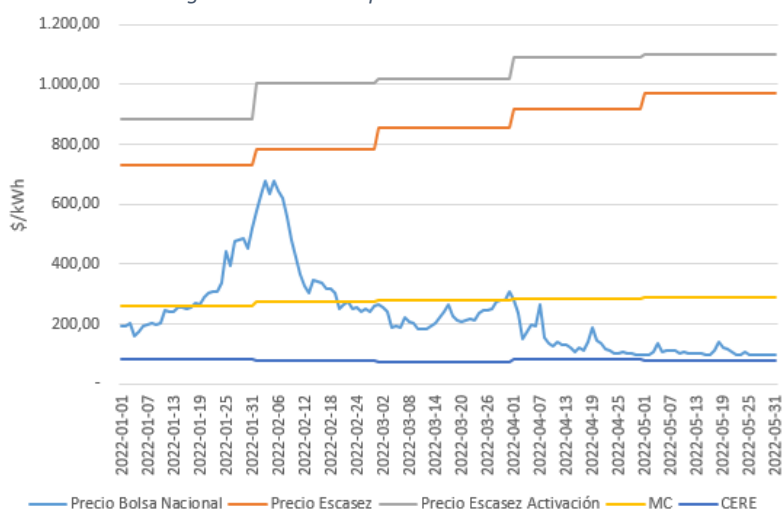
Figura 3-7 Precio de bolsa y Volumen útil



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.2. Precios Representativos del Mercado

Figura 3-8 Precios representativos del mercado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el trimestre, el precio de bolsa disminuyó con relación al trimestre anterior, esto debido al aumento de los aportes y el aumento del volumen útil del sistema.

El promedio para el trimestre marzo mayo de 2022 fue de 124,21 \$/kWh, mientras que para el trimestre diciembre 2021 a febrero 2022 fue de 310,86 \$/kWh (Ver Figura 3-8).

El MC promedio del trimestre fue 282,31 \$/kWh, 17,07 \$/kWh (6,29%) por encima del trimestre anterior (265,59 \$/kWh). Por su parte el CERE, tuvo un valor promedio de 77,20 \$/kWh durante el trimestre.

En cuanto al precio de escasez, tuvo un aumento de 13,70% durante el periodo marzo – mayo. Así mismo, el precio de escasez de activación aumentó 8,22% durante el periodo.

La Tabla 3-2 presenta una comparación de precios del mercado. Se puede observar que, el porcentaje del precio de bolsa comparado contra el CERE fue 209,61% durante marzo, disminuyendo a 35,17% en promedio durante mayo. Así mismo, el precio de bolsa promedio, comparado contra el MC fue negativo en el promedio mensual para cada uno de los meses del trimestre, mientras que para el trimestre anterior fue mayor a 0. En particular, es de resaltar, que el precio de bolsa fue 63,41% inferior al MC en mayo, cuando el precio de bolsa

estuvo en sus mínimos regulatorios, mientras que, en febrero, cuando el precio de bolsa alcanzó sus máximos en el trimestre anterior, el precio de bolsa fue 46,36% superior al MC.

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

Mes	Precio Bolsa Nacional	Precio Escasez	Precio Escasez Activación	MC	CERE	%PB mayor al CERE	%PB vs MC
dic-21	335,94	784,97	884,38	266,11	78,76	326,54%	26,24%
ene-22	289,91	731,05	885,73	257,97	80,84	258,64%	12,38%
feb-22	399,17	784,13	1.004,00	272,72	78,49	408,53%	46,36%
mar-22	227,00	854,16	1.016,59	277,24	73,32	209,61%	-18,12%
abr-22	143,77	915,62	1.090,84	281,93	80,50	78,60%	-49,00%
may-22	105,29	971,18	1.100,22	287,77	77,89	35,17%	-63,41%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.3. ISAGEN

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de ISAGEN fueron en promedio 97% superiores frente a sus obligaciones de energía firme del periodo.

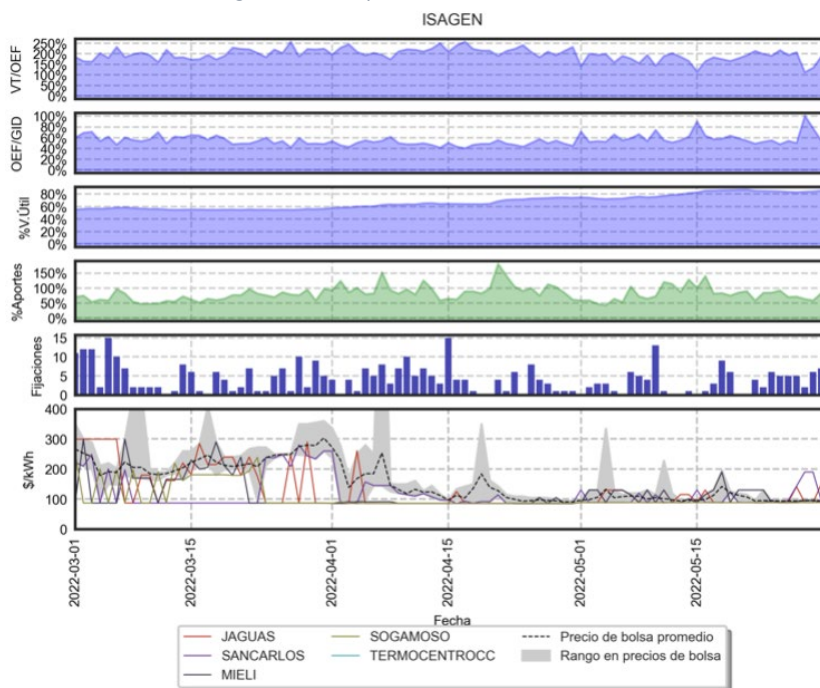
Por su parte, las obligaciones de energía firme de este agente, fueron en promedio, un 55% de su generación ideal.

En relación al volumen útil, ISAGEN tuvo un promedio de 56,17% durante marzo, aumentando a 66,23% en promedio durante abril, y 81,98% en promedio durante mayo.

Por su parte, los aportes del agente fueron superiores al trimestre anterior, para marzo fueron del 70,09% de su percentil 95 histórico, para abril, fueron del 96,95% y para mayo 80,90%.

Teniendo en cuenta el aumento de aportes y de volumen útil, se observó una disminución de los precios de oferta promedio de este agente para los meses de abril y mayo. Los estadísticos básicos se presentan en la siguiente tabla:

Figura 3-9 Comparación variables ISAGEN



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

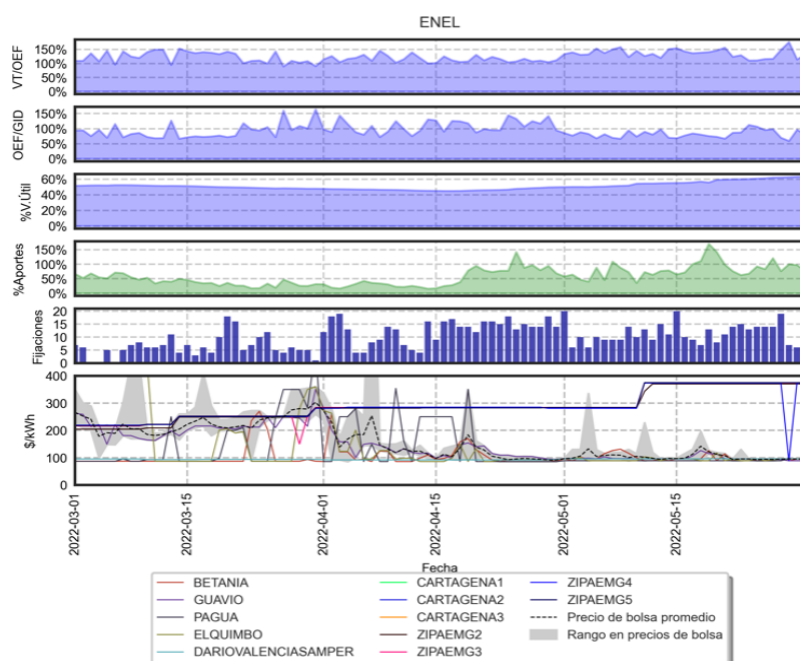
Tabla 3-3 Resumen de precios plantas ISAGEN (\$/kWh)

Planta	Promedio \$/kWh	mediana	Desviación. estandar	Mínimo	Máximo
JAGUAS	129.10	88.53	69.31	85.67	299.50
MIELI	115.85	88.53	50.29	85.67	300.00
SANCARLOS	119.38	88.53	54.49	85.67	280.00
SOGAMOSO	106.05	88.53	42.46	85.67	256.00
TERMOCENTROCC	1068.98	1090.84	37.75	1016.59	1100.22

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.4. ENEL

Para ENEL, las ventas totales representaron en promedio, un 25,52% más que sus obligaciones de energía en firme durante el periodo.

Figura 3-10 Comparación de variables ENEL


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Así mismo, las OEF fueron inferiores a su generación ideal, correspondiendo en promedio durante el periodo, a un 93,80% de la generación ideal.

En cuanto al volumen útil el agente, durante marzo fue de 50,90%, durante abril fue de 46,83% y durante abril aumentó con un promedio mensual de 56,32%.

Por su parte, los aportes del agente fueron, en general, superiores a los del trimestre anterior. Durante marzo, los mismos fueron 41,73% de su percentil 95 histórico, durante abril, fueron de 51,50% y aumentaron en mayo con un promedio alrededor de 82,75%.

En cuanto a los precios ofertados por las plantas de este agente, se observa que, producto del aumento en el volumen útil, así como por el aumento en los aportes, los precios para las plantas hidroeléctricas, disminuyeron en general, pasando de cerca de 200 \$/kWh durante marzo, a estar cerca de 100\$/kWh durante mayo. Por su parte, el portafolio de plantas a carbón, aumentó sus precios pasando de cerca de 200 \$/kWh a principios de marzo, a estar alrededor de 380 \$/kWh al finalizar mayo. Los estadísticos básicos se presentan en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4 Estadísticos precios de oferta plantas ENEL (\$/kWh)

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
BETANIA	102.82	91.70	34.15	85.67	270.00
CARTAGENA1	1041.90	1041.20	1.05	1041.20	1043.69
CARTAGENA2	1032.52	1026.56	14.13	1026.56	1070.56
CARTAGENA3	1096.58	1099.24	10.10	1066.24	1101.73
DARIOVALENCIASAMPER	93.73	93.55	1.65	91.67	96.29
ELQUIMBO	151.73	95.00	120.86	85.67	475.00
GUAVIO	147.40	118.65	58.30	88.53	350.00
PAGUA	132.52	88.53	87.80	85.67	500.00
ZIPAEMG2	285.19	281.45	52.74	204.32	370.26
ZIPAEMG3	288.27	283.98	53.43	150.00	374.14
ZIPAEMG4	285.86	280.92	54.46	88.53	373.36
ZIPAEMG5	289.17	282.36	51.72	217.46	374.91

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.5. EPM

Las ventas totales de EPM en el periodo analizado, fueron en promedio un 24,16% superiores a sus obligaciones de energía en firme, teniendo un aumento desde marzo cuando sus ventas iniciaron siendo un 13,74% superiores a sus OEF y finalizando en mayo con ventas totales superiores en un 35,11% a sus OEF.

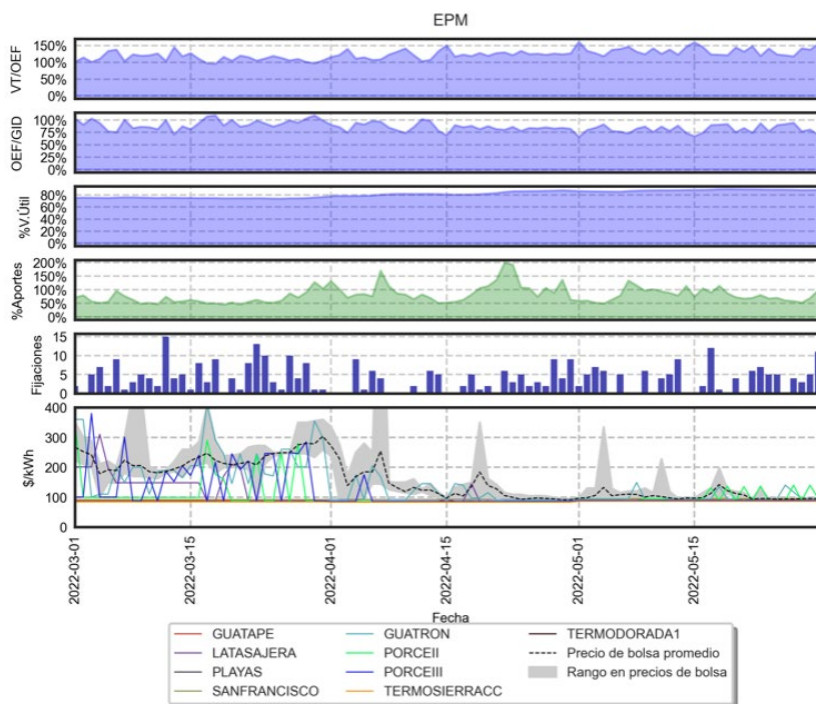
De otra parte, las obligaciones de energía en firme, fueron en promedio un 13,23% inferiores a la generación ideal de este agente durante el trimestre.

Para EPM, el volumen útil aumentó durante todo el periodo, pasando de 75,29% en marzo, a 82,55% en durante abril, y a 88,12% en promedio durante mayo.

Los aportes del agente fueron del 65,82% de su percentil 95 en promedio para marzo, 99,24% durante abril y 81,69% durante mayo de 2022.

Se observa que, durante el periodo, el agente tuvo en su portafolio, plantas con precios que alcanzaron precios superiores a 250 \$/kWh durante marzo, disminuyendo a menos de 200 \$/kWh en abril y a precios entre 100 y 150 \$/kWh durante mayo.

Figura 3-11 Comparación de variables EPM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Los estadísticos básicos para las plantas de este agente se presentan a continuación:

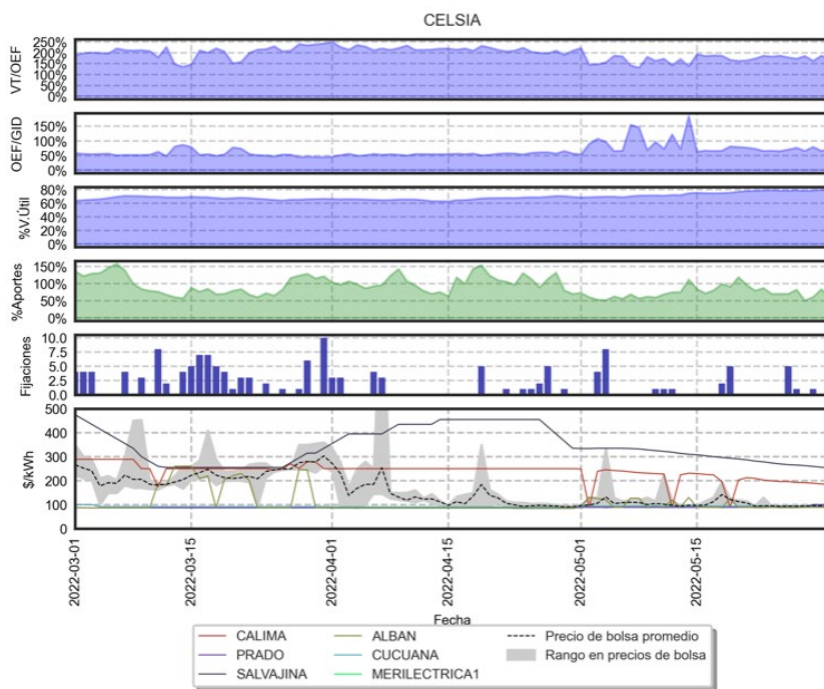
Tabla 3-5 Estadísticos precios de oferta plantas EPM

planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
GUATAPE	87.05	86.75	1.29	85.67	92.10
GUATRON	142.51	97.00	72.84	88.53	410.00
LATASAJERA	106.00	88.53	40.49	85.67	310.00
PLAYAS	92.34	91.47	1.41	91.25	94.33
PORCEII	104.80	88.53	46.62	85.67	350.00
PORCEIII	115.90	88.53	61.61	85.67	380.00
SANFRANCISCO	92.34	91.47	1.41	91.25	94.33
TERMODORADA1	1477.47	1355.20	147.67	1278.19	1686.82
TERMOSIERRACC	84.45	84.21	1.19	83.12	85.98

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.6. CELSIA

Figura 3-12 Comparación de variables CELSIA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el trimestre, las ventas totales del agente fueron en promedio 97,28% superiores a sus obligaciones de energía firme.

En relación a las obligaciones de energía firme, las mismas fueron 34,06% inferiores a su generación ideal en promedio durante el trimestre marzo-mayo de 2022.

En cuanto al volumen útil de CELSIA, durante los meses de marzo y abril fue similar, cercano a un 67%, aumentando durante mayo a un 74,7 % en promedio.

Los aportes de este agente fueron relativamente altos contra su histórico (entre 96 % y 104 % de su percentil 95 histórico), disminuyendo en mayo a 74,54 %.

No obstante, pese a los altos aportes de marzo y abril, el volumen útil solo aumentó de forma importante en mayo, esto debido a, que, durante los meses de marzo y principios de abril, el agente entró en merito en varias oportunidades, mientras que en mayo no.

Los estadísticos básicos se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 3-6 Estadísticas básicas precios de oferta CELSIA

planta	Promedio	Mediana	Desv. Estandar	Mínimo	Máximo
ALBAN	110.12	86.75	49.46	85.67	260.00
CALIMA	237.96	250.00	37.38	88.53	289.00
CUCUANA	92.27	91.75	1.85	90.67	100.00
MERILECTRICA1	864.74	865.70	25.65	831.32	913.04
PRADO	87.37	86.75	2.61	85.67	100.00
SALVAJINA	342.49	333.20	74.01	252.70	475.00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4.7. CHIVOR

Para el agente CHIVOR, las ventas totales de este agente para el trimestre fueron en promedio 91,19% superiores a sus obligaciones de energía en firme.

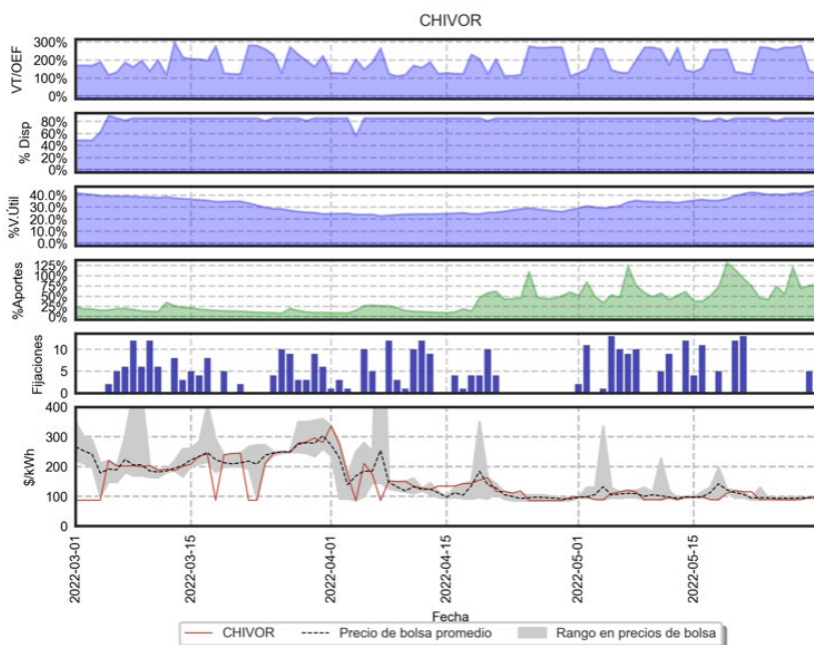
Para este agente, no se muestra el indicador OEF/GID, dado que este agente cuenta con solo una planta en su portafolio, por lo que se muestra su porcentaje de disponibilidad contra su capacidad efectiva neta, el cual estuvo en 83,66% durante el periodo en promedio.

El volumen útil promedio fue de 34,84% para marzo, disminuyendo en abril cuando fue de 25,49% en promedio, y aumentando nuevamente en mayo, logrando en promedio, un volumen útil de 36,86%.

En cuanto a los aportes, durante el periodo, aumentaron progresivamente, pasando de 16,94% en promedio para marzo, a 32,06% en abril y aumentando a 67,66% en mayo.

Para este agente, con un único recurso de generación, sus precios ofertados para marzo estuvieron principalmente entre 200\$/kWh y 300\$/kWh, disminuyendo en abril y mayo, con precios cercanos a 100 \$/kWh. La Tabla 3-7 presenta los estadísticos básicos para los precios de este agente.

Figura 3-13 Comparación de variables CHIVOR



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Tabla 3-7 Estadísticos básicos Chivor

Planta	Promedio	Mediana	Desv. Estándar	Mínimo	Máximo
CHIVOR	144.54	116.40	64.84	85.67	336.00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.5. Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación

En esta sección se presentan varios indicadores para los agentes generadores. El indicador porcentaje de cubrimiento, representa el porcentaje de los respaldos con los que cuenta un agente generador para cubrir sus obligaciones que es diferente a bolsa.

El indicador de generación para ventas, representa el porcentaje de generación ideal con que el agente cuenta, comparado contra sus 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.

El indicador de 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.

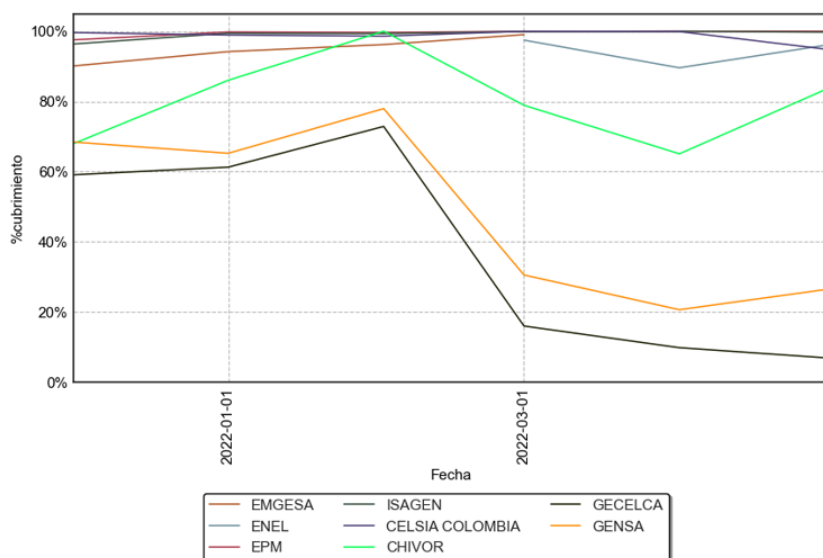
3.1.5.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

El porcentaje de cubrimiento indica que tanto de los respaldos que tiene un agente para cubrir sus obligaciones es diferente a bolsa, y se expresa como:

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

Donde CC son las compras de energía en contratos, CB son las compras de energía en bolsa, y GI es la 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, para fines de comparación.

Se observa que los agentes GENSA Y GECELCA, que tiene portafolios térmicos principalmente, disminuyeron este indicador. Esto debido a que estos agentes cubren principalmente sus contratos con compras en bolsa cuando el precio de bolsa es bajo y cuando el precio de bolsa es alto, cubren estos contratos con generación propia. Por lo mismo,



dado que el precio de bolsa ha disminuido durante el trimestre, los agentes tienden a cubrir sus obligaciones comprando en bolsa.

Se observa también, que para CHIVOR, el indicador disminuyó durante el mes de abril, aumentando nuevamente en mayo por encima del 80%.

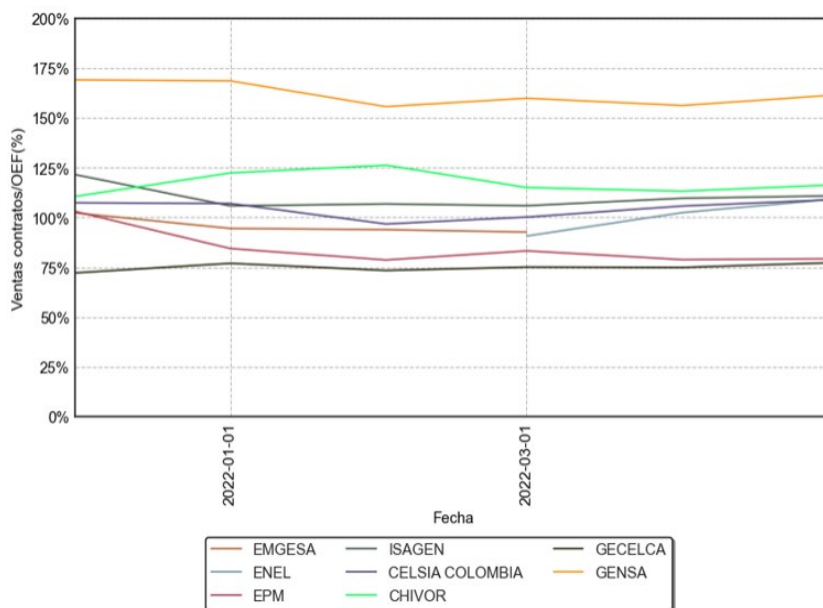
3.1.5.2. Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme

El Indicador de ventas en contratos sobre obligaciones de energía firme, permite entender como 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 GENSA, sus ventas en contratos estuvieron en promedio, un 59,12% por encima de sus obligaciones de energía en firme, disminuyendo frente al trimestre anterior cuando estuvieron en un 64,39% por encima de sus OEF. Es importante resaltar que, lo anterior, unido a su porcentaje de cubrimiento, indica que este agente pudo asumir una posición en el trimestre diciembre-febrero, al tener que comprar en bolsa lo faltante para cubrir sus ventas de energía. Así mismo, dado que este indicador es alto en los dos trimestres, es importante resaltar, que, ante un eventual fenómeno del niño, este agente tiene una exposición importante al riesgo de precios de bolsa altos que se extiendan durante un periodo amplio.

Para el agente ENEL y CELSIA, sus ventas en contratos fueron muy similares a sus OEF, mientras que los agentes CHIVOR e ISAGEN tuvieron ventas en contratos entre 17% y 19% por encima de sus OEF. Finalmente, el agente GECELCA, presenta los valores más bajos dentro de los agentes presentados, con unas ventas en contratos menores a sus obligaciones de energía en firme en cerca de un 25%.

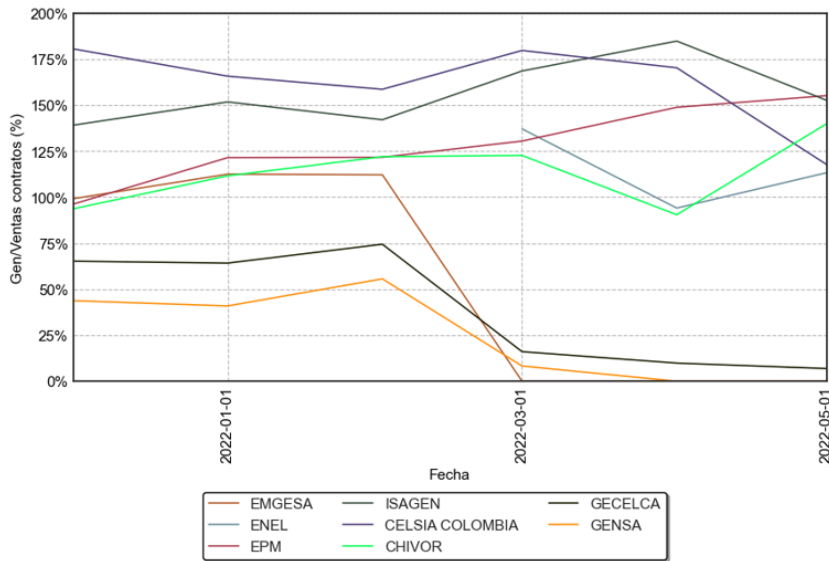
Figura 3-15 Ventas en contratos / OEF



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sineraox-XM

3.1.5.3. Generación para ventas para agentes generadores

Figura 3-16 Generación ideal / Ventas en contratos



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

promedio cerca 10,91% para GECELCA y 2,75% para GENSA.

Cabe resaltar, que estos últimos con generación térmica a carbón, disminuyeron su generación, aprovechando el precio de bolsa bajo para comprar en bolsa y cubrir sus obligaciones contractuales.

La relación generación ideal sobre ventas en contratos presenta una visión de la posibilidad de un agente de vender energía en bolsa.

CELSIA, ISAGEN y EPM tuvieron al menos un 44% más energía para vender en bolsa que sus ventas en contratos, en promedio durante el periodo.

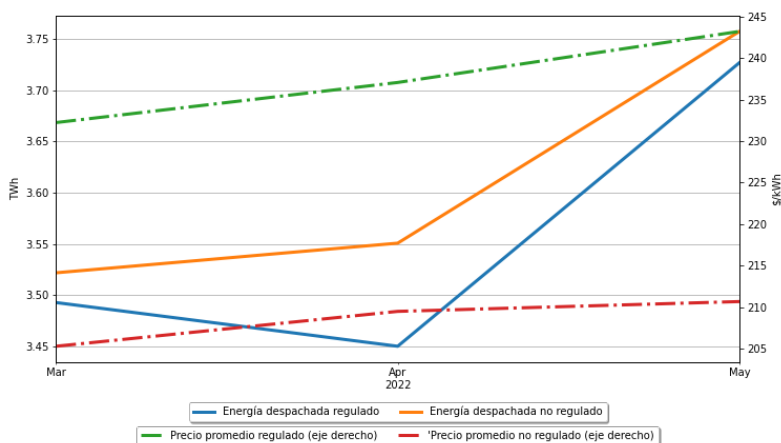
Por su parte, ENEL y CHIVOR, tuvieron un 15% en promedio más energía en generación ideal, que sus ventas en contratos.

Finalmente, los agentes GENSA y GECELCA disminuyeron este indicador en el trimestre, pasando de un promedio de cercano al 50%, a un

3.1.6. Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

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

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



Durante el trimestre se despacharon 1087 contratos, con una cantidad total de energía despachada en el intervalo de 21.49 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 disminuye en la transición de marzo a abril, pasando de 3.49 TWh-mes a 3.45 TWh, para luego incrementar hasta 3.72 TWh-mes. El precio promedio ponderado presenta un

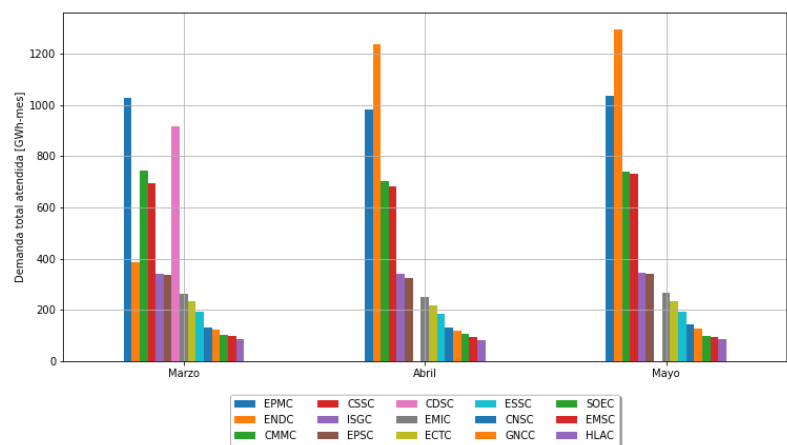
incremento de aproximadamente 5 \$/kWh mes a mes, cerrando el trimestre con un promedio de 243.21 \$/kWh. Para el mercado no regulado la energía se mantiene relativamente constante en los meses de marzo y abril con 3.5 TWh-mes, aumentando en mayo hasta 3.75 TWh-mes. En tanto, el precio para este mercado aumenta en menor medida, pasando de 205.27 \$/kWh a 210.65 \$/kWh.

Por otra parte, en el trimestre de análisis finalizaron 96 contratos, de los cuales 57 corresponden al mercado regulado y 39 al mercado no regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 146 contratos, de los cuales 83 corresponden al mercado regulado y 63 al mercado no regulado.

3.1.6.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

El porcentaje de cubrimiento de comercializadores representa la cantidad de demanda atendida por los agentes que tienen cubierta con contratos bilaterales, de tal manera que los usuarios no se vean expuestos a la volatilidad de los precios de bolsa. Para estos análisis se toman los 15 comercializadores con mayor demanda atendida, inicialmente se seleccionan los comercializadores que atienden demanda de cualquier tipo (regulada y no regulada), los cuales se muestran en la Tabla 3-8. Por otro lado, en la Figura 3-18 se puede ver la energía total por cada comercializador para cada mes asociada a atención de demanda, donde en el mes de marzo se ve que el comercializador EPM es el que más atiende demanda en el sistema, con una energía superior a los 1000 GWh-mes. Para abril se da la fusión de las empresas vinculadas al grupo ENEL, que se agrupan en la empresa ENEL COLOMBIA S.A E.S.P., la cual queda como el agente con mayor atención de demanda para los meses de abril y mayo más de 1200 GWh-mes.

Figura 3-18 demanda mensual atendida por comercializador



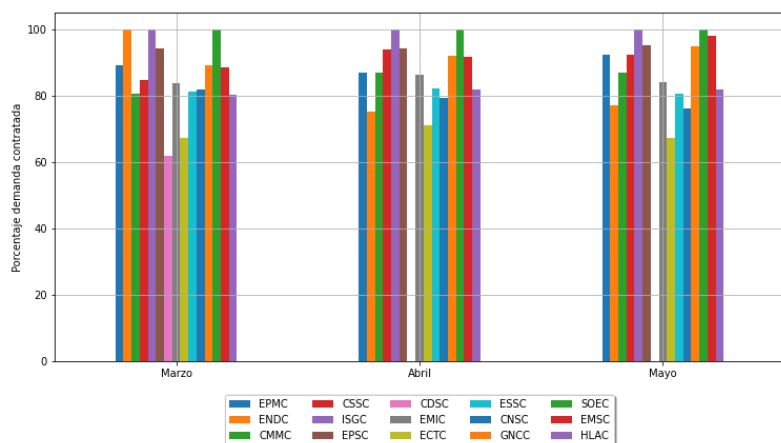
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Tabla 3-8: ranking de agentes con mayor atención de demanda

Ranking	Código SIC	Nombre
1	EPMC	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
2	CDSC	CODENSA S.A. E.S.P.
3	CMMC	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
4	CSSC	AIR- E S.A.S. E.S.P.
5	ENDC	ENEL COLOMBIA SA ESP
6	ISGC	ISAGEN S.A. E.S.P.
7	EPSC	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
8	EMIC	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
9	ECTC	ECOPETROL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.

10	ESSC	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
11	CNSC	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
12	GNCC	VATIA S.A. E.S.P.
13	SOEC	SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P
14	EMSC	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
15	HLAC	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

Figura 3-19 porcentaje de cubrimiento de agentes comercializadores



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 3-19 muestra los niveles de cobertura de los comercializadores, tomando en cuenta la energía que cada comercializador tiene contratada respecto a su demanda atendida. Destaca el cambio presentado por ENEL, ya que en el mes de marzo atiende solo demanda no regulada asociada a Emgesa, con una cobertura del 100%; para abril, luego de la fusión de las empresas, disminuye su cobertura a 75%. Por otro lado, las empresas con mayor nivel de cubrimiento al cierre del trimestre son Isagen, South32 Energy, Electrificadora del Meta y Celsia con 100%, 100%, 97% y 95%,

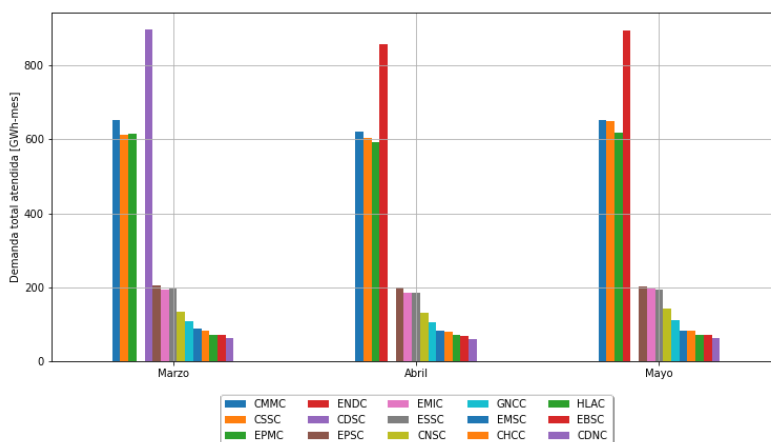
respectivamente. Así mismo, las empresas con menor cobertura son Ecopetrol, Centrales Eléctricas del Norte de Santander y Enel Colombia con 67%, 76% y 77% respectivamente.

3.1.6.2. Porcentaje de cubrimiento de agentes en el mercado regulado

Para este análisis nuevamente se toman los 15 comercializadores que más atienden demanda, pero en este caso de tipo regulada únicamente, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 3-20.

En este caso Condensa aparece como el comercializador que más demanda regulada atiende con 898 GWh-mes para el mes de marzo, cambiando a Enel Colombia con 856 GWh para abril y 895 GWh-mes para mayo, seguido por Caribemar de la Costa, EPM y Air-e con cerca de 600 GWh-mes cada uno en el

Figura 3-20 Demanda regulada atendida por comercializador



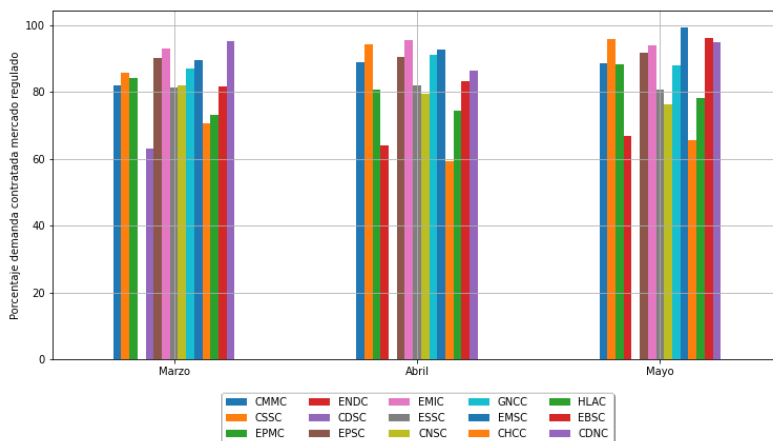
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

trimestre. En la Tabla 3-9 se muestra el ranking de los agentes comercializadores para facilidad de visualización de las gráficas.

Tabla 3-9: Comercializadores atienden demanda regulada

Ranking	Código SIC	Nombre
1	CDSC	CODENSA S.A. E.S.P.
2	CMMC	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
3	EPMC	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
4	CSSC	AIR- E S.A.S. E.S.P.
5	EPSC	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
6	ESSC	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
7	EMIC	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
8	CNSC	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
9	GNCC	VATIA S.A. E.S.P.
10	EMSC	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
11	CHCC	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
12	HLAC	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
13	EBSC	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.
14	CDNC	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
15	ENDC	ENEL COLOMBIA SA ESP

Figura 3-21. Demanda regulada atendida por comercializador



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 3-21 muestra los niveles de cobertura en el caso del mercado regulado, donde el mínimo valor lo presenta Central Hidroeléctrica de Caldas con 59% en abril. En la gráfica se puede destacar el comportamiento de Electrificadora del Meta, la cual aumenta sus niveles de cobertura de 89% a 99%, cerrando el trimestre con el nivel más alto de cobertura, seguido de Empresa de Energía de Boyacá, Air-e y Centrales Eléctricas de Nariño con 96%, 95% y 94% respectivamente.

Por otro lado, los mínimos niveles de cobertura se dan en los agentes Central Hidroeléctrica de Caldas, Enel Colombia, Centrales Eléctricas de Norte de Santander y Electrificadora del Huila con 65%, 66%, 76% y 78% respectivamente.

3.1.6.3. Caracterización de Contratos con destino al mercado regulado

Para los contratos con destino al mercado regulado se tienen 637 contratos despachados, de los cuales 611 corresponden al tipo pague lo contratado y 26 al tipo pague lo demandado. En cuanto a los precios, los contratos tipo pague lo contratado presentan un precio promedio ponderado de 269.22 \$/kWh, lo cual representa un incremento de 14.92 \$/kWh comparado con el trimestre anterior. Ahora bien, los contratos tipo pague lo demandado muestran un promedio ponderado de 332.35 \$/kWh, evidenciando un incremento de 48.25 \$/kWh frente al trimestre anterior. Si se comparan ambos tipos de contrato, se obtiene una diferencia de aproximadamente 63.12 \$/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.

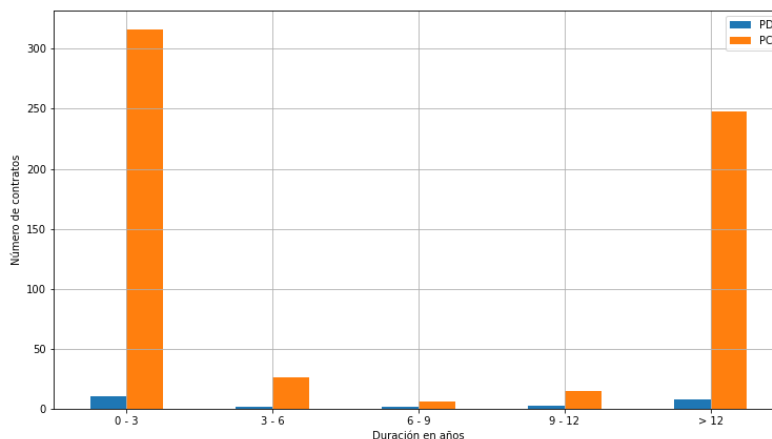
Tabla 3-10: resumen estadísticas mercado regulado

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	611	269.22	197.72	17
PD	26	332.35	191.009	13

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-22 se presenta una clasificación en función de la duración de los contratos en grupos de 0 a 3 años, 3 a 6 años, 6 a 9 años, 9 a 12 años y mayores a 12 años para los tipos pague lo contratado y pague lo demandado; en este sentido, se observa que 312 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 248 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 11 contratos entre 0 y 3 años y 8 con duración mayor a 12 años.

Figura 3-22 Duración de contratos con destino al mercado regulado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.6.4. Caracterización contratos con destino al mercado no regulado

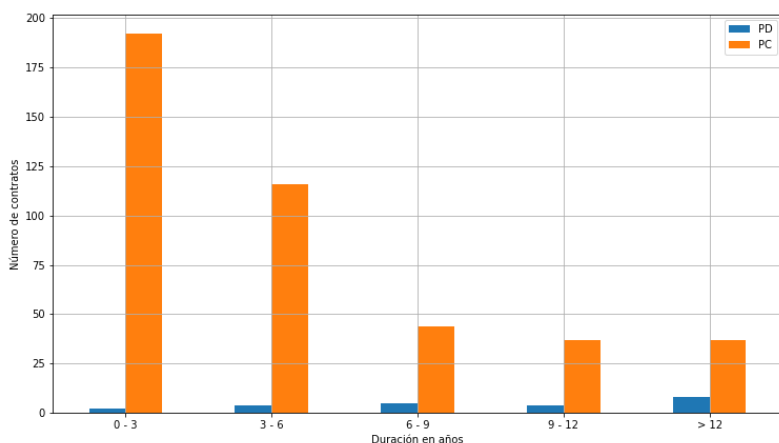
Para los contratos con destino al mercado no regulado, se tienen 449 contratos despachados, de los cuales 426 corresponden a tipo pague lo contratado y 23 a tipo pague lo demandado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo pague lo contratado presentan un precio promedio de 259.99 \$/kWh, contrastado con 245.63 \$/kWh promedio del trimestre anterior. Para los contratos tipo pague lo demandado el promedio ponderado es de 228.57 \$/kWh, mientras que para el trimestre anterior fue de 213.04 \$/kWh, lo cual mantiene la tendencia de contratos tipo pague lo contratado con un precio ponderado menor a los contratos tipo pague lo demandado. 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 [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	426	259.99	215.93	43
PD	23	228.57	2173.43	4

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 3-23. duración de contratos con destino al mercado no regulado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

De la Tabla 3-11 se destaca, que si bien la cantidad de contratos tipo pague lo contratado es mayor que los contratos pague lo demandado, la energía asociada a los contratos pague lo demandado es cercana a 10 veces la energía de los contratos pague lo contratado. Al revisar esta condición se encontró que este tipo de contratos (pague lo demandado) son usados por grandes agentes integrados como EPM, Isagen y Enel para trasladar su energía de su agente generador a su agente comercializador a precios inferiores que los del mercado, lo cual desvía el

promedio hacia abajo.

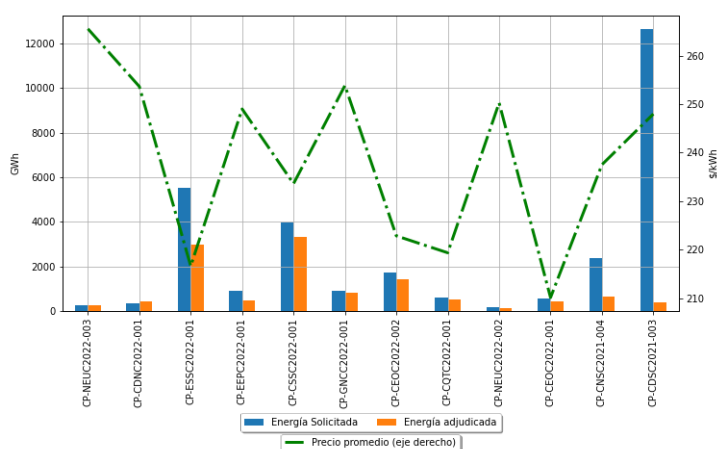
Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 3-23 se utiliza la misma clasificación que la usada para el mercado regulado. En este sentido, se observa una distribución más homogénea, donde la mayor cantidad de contratos tipo pague lo contratado está en el horizonte de 0 a 3 años; no así para los contratos tipo pague lo demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos está en el horizonte superior a 12 años.

3.1.6.5. Convocatorias Presentadas en el SICEP

Para el análisis de la información reportada en el SICEP, se tomaron las convocatorias que tuvieron audiencia pública durante el trimestre, de tal manera que en la Figura 3-24 se muestran las cantidades de energía solicitada (barra azul) y adjudicada (barra naranja) para las convocatorias en estado cerrada y adjudicada, así como el precio promedio ponderado con el cual cerró la convocatoria.

Así mismo, en la Tabla 3-12 se presenta un resumen de todas las convocatorias.

Figura 3-24. Precios y energía adjudicada en el mecanismo SICEP



Fuente: Portal SICEP

Tabla 3-12 Resumen convocatorias SICEP

Convocatoria	Comercializador	Periodo a Contratar	Estado	Energía solicitada [GWh]	Energía adjudicada [GWh]	Precio ponderado [\$/kWh]
CP-TPLC2022-003	TERPEL	01/08/2022 al 31/12/2032	Abierta			
CP-CNSC2022-001	CENS	01/07/2022 al 31/12/2037	Abierta			
CP-NEUC2022-003	NEU	01/06/2022 al 31/12/2024	Cerrada y adjudicada	280,34	280,34	265,53
CP-CDNC2022-001	CEDENAR	01/01/2023 al 31/12/2032	Cerrada y adjudicada	325,21	439,71	253,64
CP-ESSC2022-001	ESSA	01/01/2023 al 31/12/2040	Cerrada y adjudicada	5518,34	2963,13	216,64
CP-RTQC2022-001	RUITOQUE	01/06/2022 al 31/12/2030	Cerrada y desierta			
CP-TPLC2022-002	TERPEL	01/09/2022 al 31/12/2025	Cancelada			
CP-EPMC2022-001	EPM	01/01/2023 al 31/12/2032	Abierta			
CP-ENIC2022-001	ENELAR	01/07/2022 al 31/12/2029	Abierta			
CP-EEPC2022-001	EEP	01/05/2022 al 31/12/2029	Cerrada y adjudicada	921,52	484,19	249,01
CP-CSSC2022-001	Air-e	01/05/2022 al 31/12/2027	Cerrada y adjudicada	3966,72	3308,85	233,62
CP-QIEC2022-001	QI ENERGY	01/06/2022 al 31/12/2032	Cerrada y desierta			
CP-TPLC2022-001	TERPEL	01/11/2022 al 31/12/2032	Abierta			
CP-GNCC2022-001	VATIA	06/05/2022 al 31/12/2026	Cerrada y adjudicada	916,62	813,79	253,84
CP-PEEC2022-001	PEESA	01/05/2022 al 31/12/2023	Cerrada y desierta			
CP-CEOC2022-002	CEO S.A.S E.S.P.	01/01/2023 al 31/12/2027	Cerrada y adjudicada	1748,75	1431,4	222,86
CP-CQTC2022-001	ELECTROCAQUETA	01/05/2022 al 31/12/2030	Cerrada y adjudicada	623,6	511,1	219,37



Convocatoria	Comercializador	Período	Estado	Energía demandada (GWh)	Energía adjudicada (GWh)	Precio promedio ponderado (\$/kWh)
CP-NEUC2022-002	NEU	01/05/2022 al 31/12/2024	Cerrada y adjudicada	192,5	108,84	250,27
CP-CEOC2022-001	CEO S.A.S E.S.P.	01/05/2022 al 30/04/2032	Cerrada y adjudicada	568,05	424,23	210,14
CP-CNCS2021-004	CENS	01/05/2022 al 31/12/2037	Cerrada y adjudicada	2386,58	659,73	237,53
CP-CDSC2021-003	CODENSA	01/04/2022 al 31/12/2036	Cerrada y adjudicada	12636,3	379	247,98

Fuente: Portal SICEP

De los datos presentados en la Figura 3-24 y en la tabla anterior, podemos encontrar que en promedio se adjudicó el 39.96% de la energía solicitada; así mismo, el precio promedio ponderado de cierre de las convocatorias se ubicó en 230.95 \$/kWh. Por otro lado, la convocatoria CP-NEUC2022-003 cerró con el precio más alto para los datos analizados con 265.6 \$/kWh, además de ser la segunda convocatoria con menor energía solicitada, seguida por otra convocatoria del mismo comercializador CP-NEUC2022-002, la cual cerró con 250.27 \$/kWh. La convocatoria con mayor energía adjudicada fue CP-CSSC2022-001, con 3308.85 GWh, mientras que la convocatoria con menor porcentaje de adjudicación fue CP-CDSC2021-003 con 2.99%.

Por otro lado, de las convocatorias analizadas en el numeral anterior, las convocatorias mostradas en la Tabla 3-13 presentaron limitación en la participación de agentes interesados, específicamente en lo relacionado con participación de generadores con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable. En la columna limitación se especifica si la limitación fue para la convocatoria completa o si solo aplica para un producto definido en la convocatoria, mientras que las columnas relacionadas con energía muestran solo la porción de energía con participación limitada.

Tabla 3-13 Convocatorias con limitación en la participación de vendedores

Nombre	Comercializador	Limitación	Estado	Mercado	Energía demandada (GWh)	Energía adjudicada (GWh)	Precio adjudicado (\$/kWh)	Tipo Despacho
CP-CEOC2022-001	CEO	Completa	Cerrada y adjudicada	Regulado	568,05	424,23	210,14	Pague lo Contratado
CP-CNCS2021-004	CENS	Producto	Cerrada y adjudicada	Regulado	1316,52	659,73	237,53	Pague lo Contratado
CP-CDNC2022-001	CEDENAR	Producto	Cerrada y adjudicada	Regulado	88,57	26,08	249,96	Pague lo Contratado
CP-ESSC2022-001	ESSA	Producto	Cerrada y adjudicada	Regulado	1496,08	1223,15	205,03	Pague lo Contratado
CP-NEUC2021-003	NEU ENERGY	Completa	Cerrada y desierta	Regulado	1932,494			Pague lo Contratado
CP-QIEC2022-001	QI ENERGY	Completa	Cerrada y desierta	Regulado	464,04			Pague lo Contratado
CP-TPLC2022-001	TERPEL	Completa	Abierta	No Regulado	122			Pague lo Contratado
CP-EPMC2022-001	EPM	Producto	Abierta	Regulado	6117,32			Pague lo Contratado
CP-CNCS2022-001	CENS	Producto	Abierta	Regulado	1370			Pague lo Contratado

Fuente: Portal SICEP

Los porcentajes de adjudicación de este tipo de convocatorias oscilan entre 29 y 81 %, con precios promedio de adjudicación entre 205.03 \$/kWh y 249.96 \$/kWh. Finalmente, con excepción de la convocatoria de CEO, podría establecerse una correlación negativa entre la cantidad de energía y el precio ponderado de cierre, ya que, al aumentar la cantidad de energía solicitada, disminuye el precio ponderado de cierre.

3.1.6.6. 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 e integrados.

- Mercado regulado

Para el análisis del mercado regulado, se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos con destino al mercado regulado, la Tabla 3-14 muestra los agentes analizados en orden de nivel de demanda atendida.

Tabla 3-14: 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.
GECC	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
JMWG	JEMEIWAA KA I S.A.S. E.S.P.
CHVG	AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.
SPRG	ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en las Tabla 3-15, Tabla 3-16.

Tabla 3-15: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	3	252,79	10600,13	31	282,05	11464,2
EPMG	13	232,55	13387,61	18	278,24	8175,79
ISGG	-	-	-	66	280,79	16361,85
NTCG	-	-	-	35	288,69	10016,84
EPSG	9	308,39	1522,96	84	252,99	4752,05
EMIG	5	303,28	5457,57	-	-	-
GECC	-	-	-	17	281,79	3600
JMWG	-	-	-	49	207,03	3239,36
CHVG	-	-	-	10	282,32	3315,84
SPRG	-	-	-	20	296,23	2377,01

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Tabla 3-16: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ENDG	-	-	-	-	-	-
EPMG	-	-	-	-	-	-
ISGG	-	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-	-
EPSG	2	295,99	242,94	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-	-	-
JMWG	-	-	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-	-	-
SPRG	-	-	-	1	287,84	9,13

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En este análisis, el comportamiento ideal es que no exista una diferencia entre el precio a agentes vinculados y no vinculados, es decir, que no exista una discriminación ni positiva ni negativa al momento de establecer contratos de energía. De las tablas anteriores se puede resaltar que EPM tiene el mayor número de contratos con vinculados, así como el menor precio promedio ponderado con 232.55 \$/kWh, mientras que para los no vinculados presenta un precio de 278.24 \$/kWh. Caso contrario de Celsia, ya que el precio con vinculados es de 308.39 \$/kWh frente a 252.99 \$/kWh para los no vinculados. Isagen por su parte es quien provee la mayor cantidad de energía diaria con agentes no vinculados, con 16.36 GWh/día. Finalmente es importante mencionar que el mayor número de contratos se da entre agentes no vinculados, lo cual permite evidenciar diversidad en la contratación con destino al mercado regulado.

- 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 3-17 muestra los agentes analizados en orden de demanda atendida.

Tabla 3-17: Agentes generadores con mayor venta en el mercado no regulado

Agente generador	Nombre empresa
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
ENDG	ENEL COLOMBIA S.A. 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 CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.
EPSG	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
HIMG	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.
GNCG	VATIA S.A. E.S.P.
EMIG	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
NRCG	ENERCO S.A. E.S.P.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en Tabla 3-18 y Tabla 3-19

Tabla 3-18: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	1	254,4	59,28	20	270,03	3980,65
ENDG	10	198,04	4659,05	16	275,2	4975,6
ISSG	-	-	-	30	263,44	7640,04
GECG	-	-	-	14	264,57	6281,002
CHVG	1	246,07	1109,79	18	269,96	5431,43
EPSG	-	-	-	6	216,29	168,72
HIMG	-	-	-	13	257,93	4449,63
GNCG	1	159,16	132,71	2	275,64	384
EMIG	2	259,14	1296,53	1	257,51	390
NRCG	1	158,1	120	10	279,05	764,43

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Tabla 3-19: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado

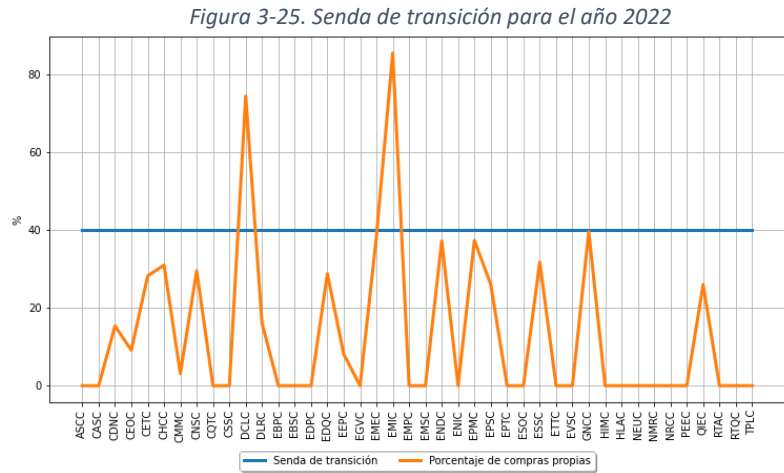
Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	1	254,75	13023,54	1	250,37	3263,75
ENDG	1	218,53	7866,19	-	-	-
ISSG	1	188,45	11199,44	3	252,6	47,92
GECG	1	176,84	15,55	1	264,11	494,62
CHVG	-	-	-	-	-	-
EPSG	2	260,64	4325,57	1	224,02	81,51
HIMG	-	-	-	-	-	-
GNCC	-	-	-	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-	-
NRCG	1	158,78	257,66	2	162,4	69,58

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Para este mercado, tal como se mencionó en la sección “Contratos con destino al mercado no regulado”, se puede ver que los agentes EPM, Isagen y Emgesa tienen un solo contrato tipo pague lo demandado con vinculados, en los cuales transfieren la energía del generador al comercializador. Para los contratos tipo pague lo demandado Celsia presenta nuevamente precios superiores para los agentes vinculados comparados con los no vinculados (260.64 \$/kWh frente a 224.02 \$/kWh), mientras que EPM muestra precios similares de 254 y 250 \$/kWh. Para los contratos tipo pague lo contratado, todos los agentes que tienen contratos con vinculados y no vinculados presentan precios mayores para los vinculados, con rangos de variación entre 15.63 y 120.95 \$/kWh, a excepción de Empresas Municipales de Cali, que mantiene precios similares de 259 y 257 \$/kWh

3.1.6.7. Porcentaje de compras propias

La Resolución CREG 130 de 2019 en su artículo 18 estableció que los agentes comercializadores que atienden demanda regulada, no pueden superar el 10% de compras propias para atención de su demanda para el año 2027 en adelante. En este sentido, se establece una senda de transición que estipula que para el año 2022, el límite de compras propias es de máximo 40% de su demanda. Cualquier agente que no cumpla con este límite no puede suscribir nuevos contratos con empresas vinculadas ni tampoco prorrogar los contratos existentes. En la Figura 3-25 se muestra el estado actual porcentajes de compras propias con corte a marzo de 2022.



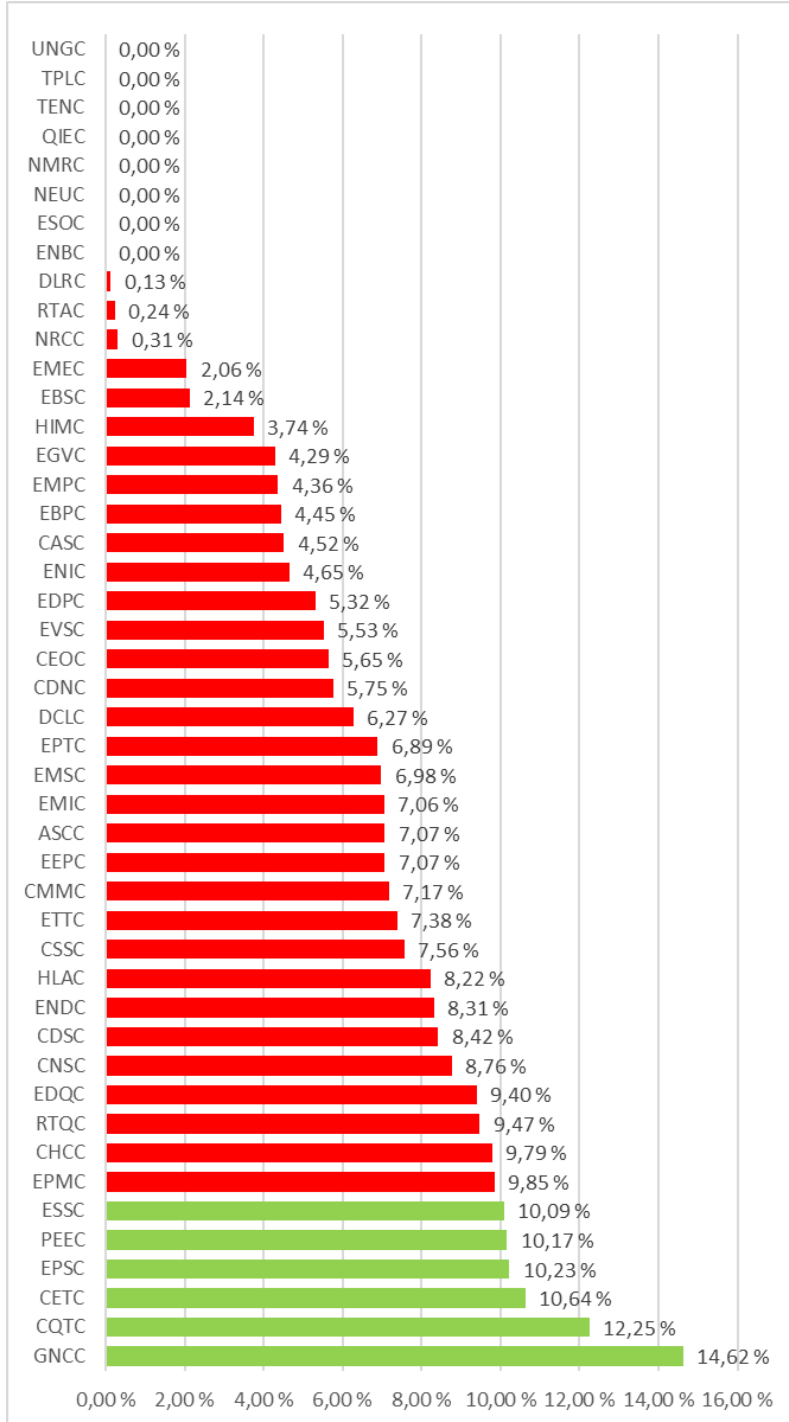
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

De la gráfica anterior se puede concluir que Empresas Municipales de Cali y Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica - Dixel son los agentes comercializadores que superan el límite máximo con 85.39% y 74.33% respectivamente; de igual manera, Vatia se encuentra muy cerca al límite de contratación con 39.5%, seguido de Empresa Municipal de Energía Eléctrica con 38.25% y finalmente EPM y Enel Colombia con 37.3% y 37.1%; frente a lo cual se realizará el respectivo seguimiento.

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

Frente a 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 del mercado regulado, deben provenir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable. A la fecha de corte del trimestre analizado, 6 agentes tendrían una contratación por encima del 10% de FNCER con base en la información reportada por XM en concordancia con el artículo 6 de la mencionada Resolución, tal como se muestra en la Figura 3-26. Estos agentes son Vatia, Electrificadora del Caquetá, Compañía de Electricidad de Tuluá, Celsia y Electrificadora de Santander.

Figura 3-26. Porcentaje de cumplimiento de comercializadores Resolución MME 40715



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

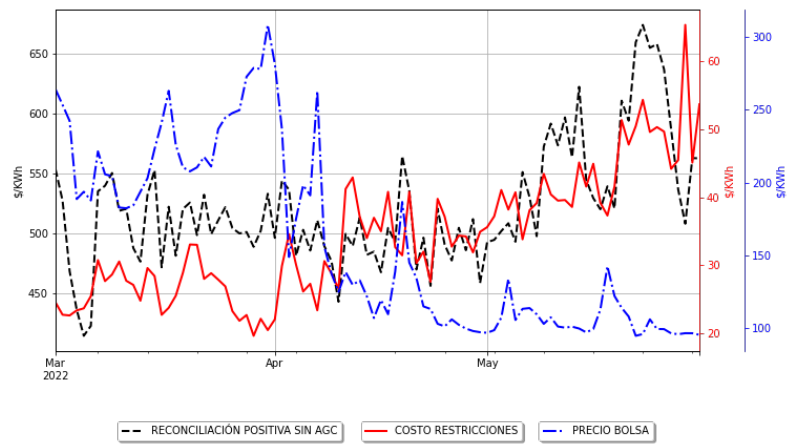
Estaremos realizando seguimiento constante a la información reportada con el fin de dar señales oportunas a los agentes del mercado y el cumplimiento regulatorio de las mismas.

3.1.7. Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito

En la Figura 3-27 se puede ver el comportamiento del costo de restricciones (rojo), la reconciliación positiva (negro) y el precio de bolsa (azul) expresados en \$/kWh, con el fin de poder identificar posibles relaciones entre estas variables.

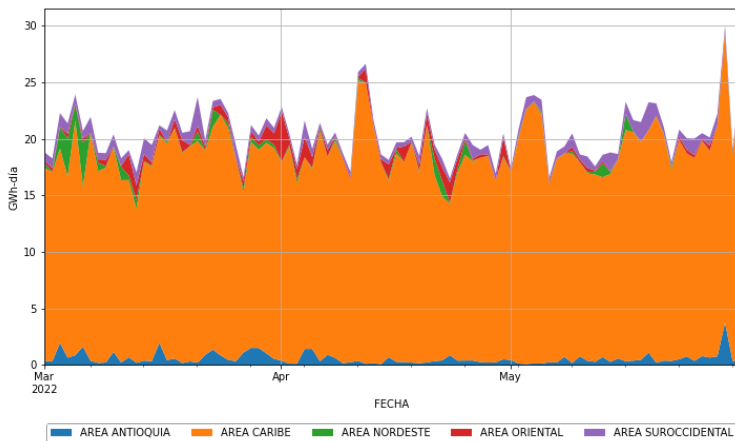
Para este periodo el pico más alto del precio de bolsa ocurrió el día 31 de marzo con 308,41 \$/kWh, fecha en la cual a su vez se presenta el menor costo de restricciones de 20 \$/kWh. Por otro lado, el mayor costo de restricciones se dio el día 29 de mayo (65.34 \$/kWh), asociado principalmente a medidas preventivas encaminadas a asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica para la primera vuelta de elecciones presidenciales. También se puede concluir que el precio de bolsa y el costo de restricciones tienen una correlación negativa, esto se ve claramente comparando el inicio y el final del periodo, ya que al inicio cuando el precio de bolsa se encuentra en valores superiores a 200 \$/kWh, el costo de restricciones oscila cerca de 30 \$/kWh; así mismo, al final en los momentos de precios de bolsa mínimos (cerca a los 100 \$/kWh), el costo de restricciones supera los 40 \$/kWh, ubicándose cerca a los 50 \$/kWh. Esto se debe principalmente a que los costos de restricciones tienen una fuerte relación con la generación necesaria por seguridad en el sistema, cuya componente principal se ubica en el área Caribe, tal como se puede ver representado en el área naranja de la Figura 3-28. Esta área contiene principalmente generadores térmicos, cuyos costos de combustible han aumentado paulatinamente, lo cual se puede evidenciar en el aumento del costo de reconciliación positiva de la Figura 3-28.

Figura 3-27 Costo de restricciones, reconciliación positiva y precio de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 3-28. Generación fuera de mérito



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

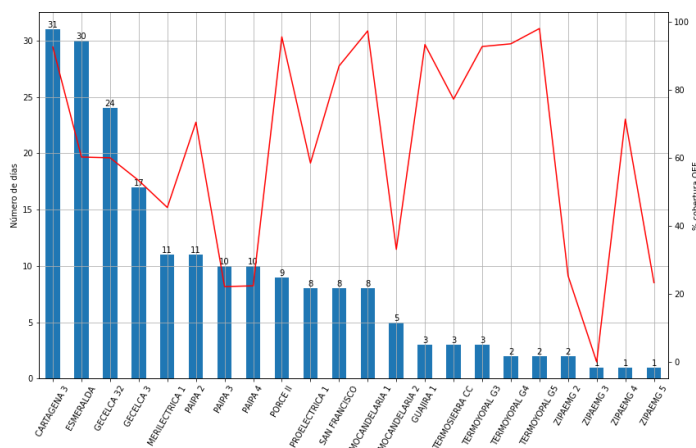
Finalmente, en la Figura 3-28 se pueden ver picos puntuales donde la generación fuera de mérito se acerca a los 25 GWh/día, principalmente asociados a mantenimientos en el área Caribe, entre ellos los mantenimientos La Loma - Ocaña 500 kV y Sabanalarga 3 450 MVA 500 kV los días 11 y 12 de abril y Río Córdoba 220 kV, Termocol 125 MVA 220 kV, Termoflores – Caracolí 220 kV, Sabanalarga – Tebsa 220 kV llevados a cabo entre el 3 y el 6 de mayo. El pico más alto se da el 29 de mayo asociado a las medidas preventivas para la primera vuelta de las elecciones presidenciales.



3.1.8. Seguimiento Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme

Esta sección presenta una comparación de la disponibilidad comercial diaria de los generadores respecto a las Obligaciones de Energía Firme diarias asignadas. Este análisis se hace teniendo en cuenta que en periodos donde no se presenten condiciones críticas, los generadores deben estar disponibles para poder recibir la Remuneración Real Individual Diaria - RRID. En otras palabras, cuando el precio de bolsa no supere el precio de escasez de activación, los generadores deben estar disponibles, ya sea mediante disponibilidad real de la planta, o usando mecanismos de cubrimiento de anillos de seguridad, de esta manera el generador puede recibir el RRID. La Figura 3-29 muestra el número de días donde el generador tuvo una disponibilidad comercial menor a sus OEF asignadas en la barras azules, mientras que la línea roja muestra el promedio de cobertura de sus obligaciones en los días donde si disponibilidad comercial no es suficiente (cuanto de sus OEF se cubren con disponibilidad comercial de la planta).

Figura 3-29 comparación de disponibilidad comercial y OEF



Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

En este sentido la planta Cartagena 3 muestra que, para todos los días del trimestre, su disponibilidad comercial es menor a las OEF asignadas, por lo tanto, la remuneración asociada a las OEF de estas plantas se da de manera proporcional al porcentaje de cobertura al momento de la liquidación efectuada por parte del ASIC. Por otro lado, el generador Termozipa 3 en un día no tiene disponibilidad comercial, por lo tanto, ese día no recibió remuneración RRID.

3.2. Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica

3.2.1. Variables Mercado de Energía Eléctrica

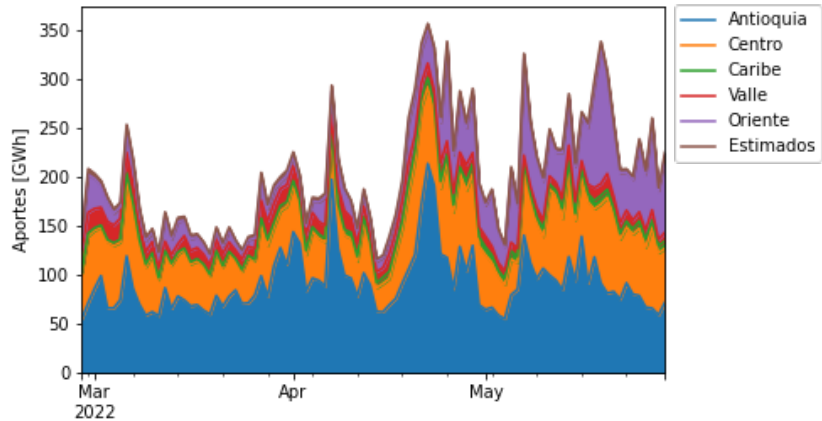
En esta sección se revisan las principales variables del mercado de energía eléctrica, con información tomada del operador del mercado, XM S.A. E.S.P. Estas variables son parte estructural en la elaboración de los indicadores de monitoreo seguimiento del mercado eléctrico que se presentan este documento.

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

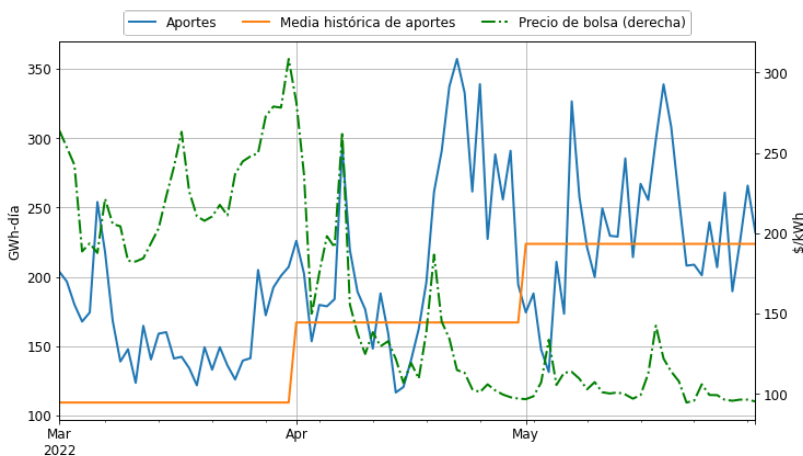
Los aportes hídricos observados en el sistema, por regiones y para el periodo de análisis, se presentan en la Figura 3-30. Las regiones donde se recibieron mayores aportes fueron: (i) Antioquia, donde los aportes promedio variaron entre 79 y 112 GWh-día; (ii) Centro, cuyos aportes promedio variaron entre 49 y 62 GWh-día; y (iii) Oriente, donde los aportes mostraron alta dispersión mensual, pues en promedio se encontraron entre 13 y 59 GWh-día.

Figura 3-30 Aportes de energía por región en el periodo de análisis



Se destaca que, durante el periodo y para todas las regiones, mayo fue el mes donde se registró el mayor volumen de aportes, mientras que el menor volumen de aportes se registró en la segunda semana de abril y en las semanas dos y tres de marzo de 2022.

Figura 3-31 Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes

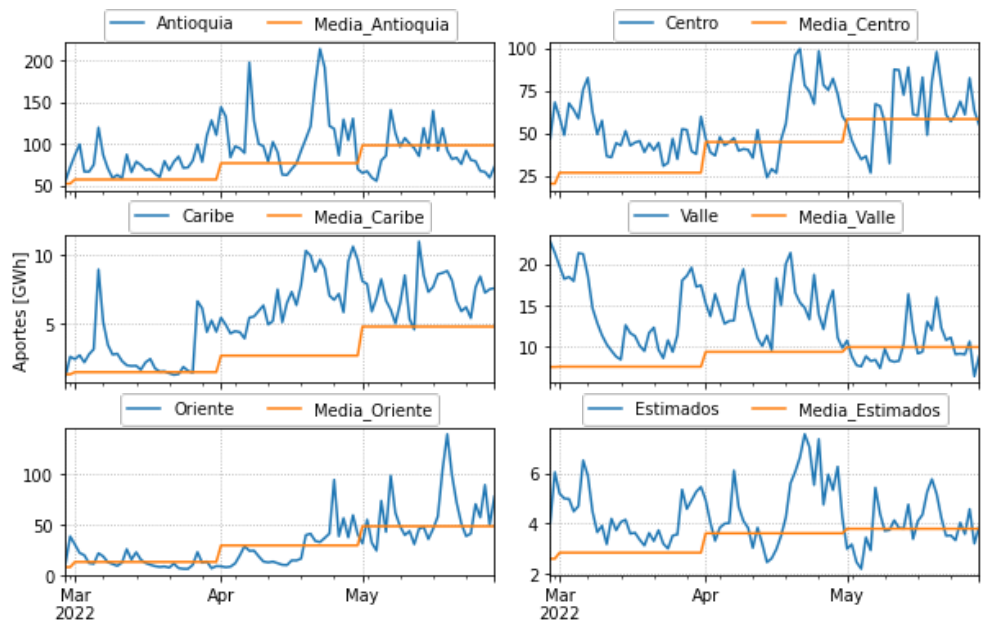


El comportamiento de los aportes por regiones respecto a su media histórica se presenta en la Figura 3-32. Se observa que, con excepción de la región Oriente, las demás regiones presentan en abril las mayores desviaciones respecto a la media. Esta desviación se encuentra entre el 30% y 150% por encima de la media histórica. Para la región Oriente, la máxima desviación se observó en el mes de mayo cuando los aportes estuvieron 25% por encima de la media histórica.

De las tres regiones con mayores aportes: Antioquia estuvo en promedio 27% por encima de la media histórica durante el periodo; Centro estuvo en promedio 40% por encima de la media; y Oriente un 5% por encima de la media durante el periodo.

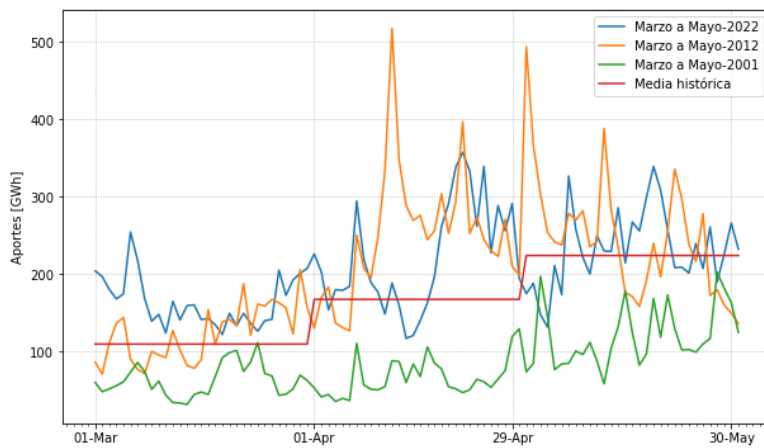
En el comportamiento agregado, como se muestra en la Figura 3-31 se observa que los aportes se encontraron en general por encima de la media histórica. En marzo y abril los aportes estuvieron 50% y 32% por encima de la media, respectivamente, mientras que en mayo los aportes estuvieron alrededor de la media, y se desviaron solo un 4% en promedio por encima de la media. En

Figura 3-32. Aportes por región vs media histórica de aportes



magnitud, el promedio de aportes mensual es creciente, 164 GWh-día en marzo, 222 GWh-día en abril, y 232 GWh-día para mayo. Esta tendencia en los aportes coincide con un retroceso en los precios de bolsa respecto a lo observado en los primeros meses del 2022, y que se acentúa a partir de la primera semana de abril.

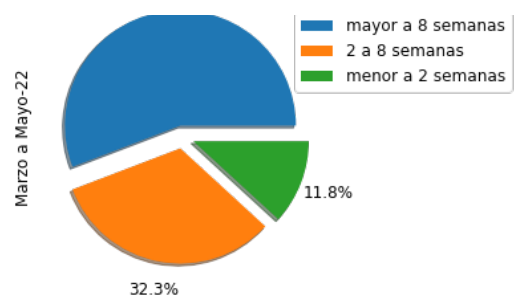
Figura 3-33 Aportes totales al sistema vs aportes totales de los años climáticos análogos



Por otro lado, la Figura 3-33 presenta una comparación entre los aportes totales del periodo bajo análisis contra los aportes totales en el mismo periodo en años climáticos análogos (2001 y 2012), 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 registraron en varios instantes niveles de aportes superiores o similares a la referencia superior de los años análogos, en este caso, lo observado en el año 2012.

Por último, en la Figura 3-34 se hace la discriminación de los aportes según el tipo de embalse en los estos aportes fueron percibidos. Esta clasificación se muestra en la 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 Figura 3-34. Aportes totales según tipo de embalse, durante el periodo de análisis, más de la mitad 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

Figura 3-34. Aportes totales según tipo de embalse





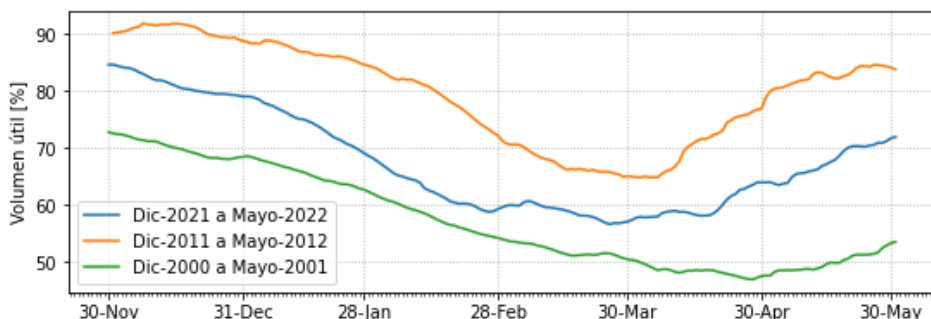
aquellos que ofrecen la posibilidad de plantear estrategias de mediano y largo plazo. Además, 32% de los aportes se recibieron en plantas con embalses asociados de regulación media, de 2 a 8 semanas, lo cual permite al sistema gestionar la operatividad de corto plazo y mediano plazo, frente la variabilidad diaria observada de los aportes.

3.2.1.2. Oferta – Nivel del embalse agregado

Tabla 3-19. clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados

Planta	Capacidad [MW]	Capacidad útil [GWh]
Regulación de 0 a 2 semanas		
BETANIA	540	121.4
SAN CARLOS	1240	65.3
PORCE II	405	122.7
PORCE III	700	112.1
ALBAN	429	36.8
Regulación de 2 a 8 semanas		
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	1000	1102.9
Regulación mayor a 8 semanas		
EL QUIMBO	400	1065.1
JAGUAS	170	423.4
TASAJERA	306	555.7
CALIMA	132	213.8
GUAVIO	1250	2065.4
PAGUA	600	4800.3
GUATAPE	560	4086.9

Figura 3-35. comportamiento del embalse agregado en porcentaje



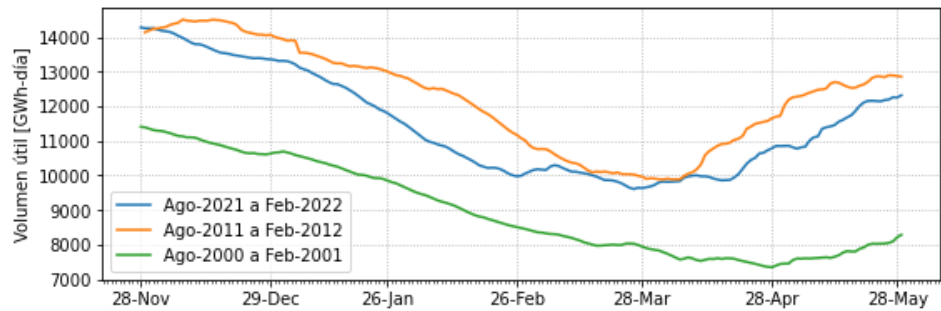
La Figura 3-36 y la Figura 3-35 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del nivel de volumen útil diario, tanto en energía como en porcentaje. Las figuras muestran la evolución del embalse agregado para el semestre que va de diciembre de 2021 a mayo

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 3-33 sobre el nivel de aportes, se encuentra que para el periodo de análisis el volumen útil agregado no presenta niveles críticos o mínimos respecto a sus análogos, y que su comportamiento corresponde con la tendencia histórica hacia la baja para los meses de diciembre a febrero, y creciente para los meses de marzo a mayo. Para el periodo de análisis, el volumen útil del embalse agregado empieza en el 59.6% (1ro de marzo) y alcanza en el 71.9% al finalizar el periodo de análisis (31 de mayo). Esta tendencia creciente el volumen útil del embalse agregado es correspondiente con el inicio del periodo invernal y del alto nivel aportes observado durante el periodo respecto a la media histórica.

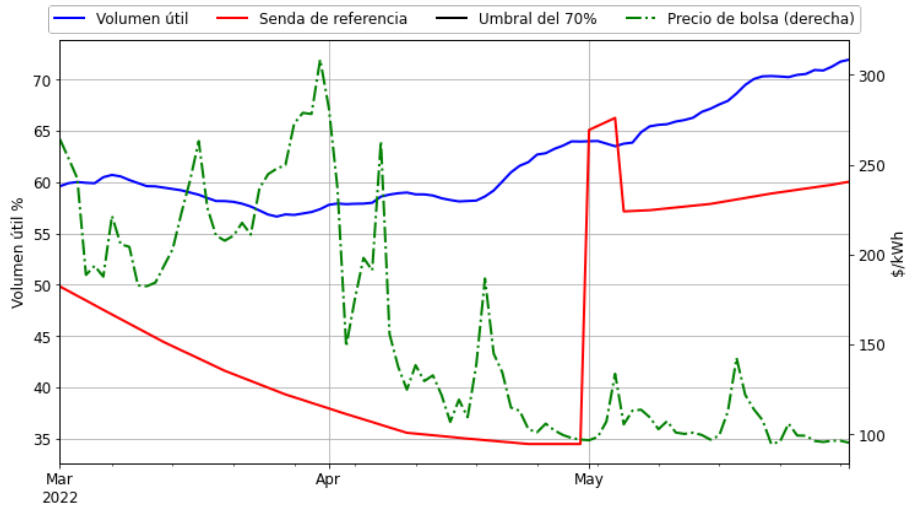
Figura 3-36 comportamiento del embalse agregado en energía



Por otro lado, en el seguimiento a los indicadores de la Resolución CREG 209 de 2020, en la Figura 3-37, durante el periodo de análisis, el volumen útil agregado del sistema se encontró 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. En el periodo de análisis para este reporte no se identifica ninguna señal de riesgo para el SIN.

No obstante, es oportuno precisar dos hechos observables en la Figura 3-37. La SR para el periodo entre marzo y abril corresponde a la definida para la estación de verano 2021 – 2022. El periodo marzo-abril es coincidente con la finalización de la estación de verano donde, debido a la situación de los aportes, el volumen útil agregado tiene una tendencia decreciente, como se observa en la Figura 3-35. Por otro lado, la construcción de SR recoge las condiciones hidrológicas

Figura 3-37. Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)



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). Por lo tanto, para el periodo entre marzo y abril tanto el volumen útil observado como la SR presentan una tendencia decreciente. En el mismo periodo, el volumen útil se encontró aproximadamente 20% por encima de la SR, por lo tanto, no se identifica una condición de riesgo para el sistema.

En segundo lugar, para el mes de mayo la SR corresponde a la definida para la estación de invierno 2022. Para el periodo invierno 2022, en sesión CREG se acuerdan los supuestos de demanda e hidrología para la SR

correspondiente a esta estación. Dentro de estos se incluye, entre otros, la utilización de las variables de aportes y volumen útil observadas hasta abril del 2022, así como las condiciones hidrológicas esperadas en el sistema mediante un proceso estocástico. Como resultado, la actualización de la SR para mayo muestra un nivel superior que la de los meses previos, como se observa en la Figura 3-37. Durante mayo, el volumen útil se encontró aproximadamente 13% por encima de la SR, por lo tanto, no se identifica una condición de riesgo para el sistema en este periodo. Por otro lado, vale la pena resaltar que la SR publicada para el período invierno 2022 surtió un proceso de reajuste que disminuía el índice NE de 65% (para el 1ro de mayo) a 57% (para el 5 de mayo). Durante la vigencia de la actualización inicialmente publicada, la SR se encontró 2% por encima del volumen útil observado, sin embargo, esto no tuvo impactos sobre los precios de bolsa ni la identificación de alguna condición de riesgo para el sistema.

Adicionalmente, se observa el volumen útil disponible en contraste con la gestión del recurso. La Figura 3-38 muestra la distribución promedio del volumen útil para cada mes de acuerdo con la capacidad de regulación de los embalses y en la Figura 3-39 se muestra la distribución de volumen útil para todo el periodo. Se destaca que, como consecuencia del creciente nivel de aportes hídricos, el nivel de volumen útil no disponible disminuye progresivamente. Para marzo, el 48% del volumen útil estuvo disponible en embalses con capacidad de regulación mayor a 8 semanas, mientras que el 9.5% se encontraba en embalses con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas. En mayo, al final del periodo de análisis, se observa un 54% del volumen útil disponible en embalses con capacidad de regulación mayor a 8 semanas y 12% en embalses con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas. El crecimiento en el embalsamiento se da principalmente en mayo, después de un periodo de relativo equilibrio entre los aportes hídricos y el uso del recurso, como se describe a continuación.

Figura 3-38 Distribución del volumen útil según la capacidad de regulación de los embalses

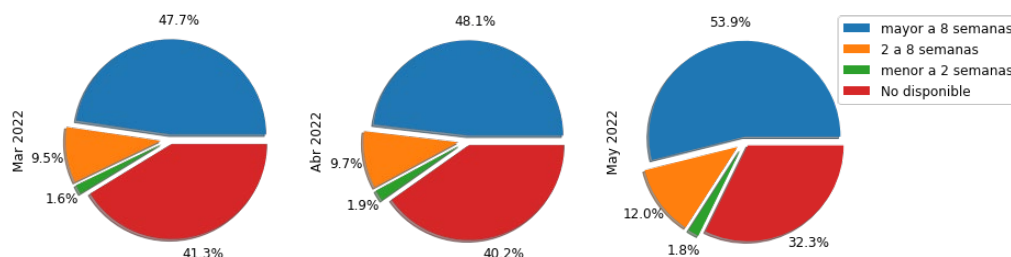
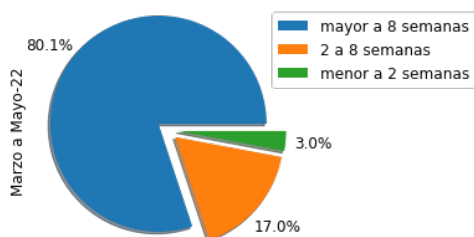


Figura 3-39. Distribución promedio del volumen útil disponible durante el periodo





En la Figura 3-40 y Figura 3-41 se muestran las magnitudes de la energía turbinada diaria y de aportes hídricos percibidos, junto a su promedio mensual, para las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas. Se destaca que el periodo de relativo equilibrio entre los aportes hídricos percibidos y la energía turbinada para la generación de electricidad es diferente para los dos tipos de recurso. En el caso de las plantas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas, durante el mes de marzo la energía turbinada fue en promedio 35% superior a los aportes percibidos, lo cual contribuyó a reducir el nivel de volumen útil agregado en este mes respecto a los meses anteriores. En contraste, para este tipo de recurso, el mes de mayo la energía turbinada fue en promedio 6% inferior a los aportes percibidos, dejando a

Figura 3-40. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.

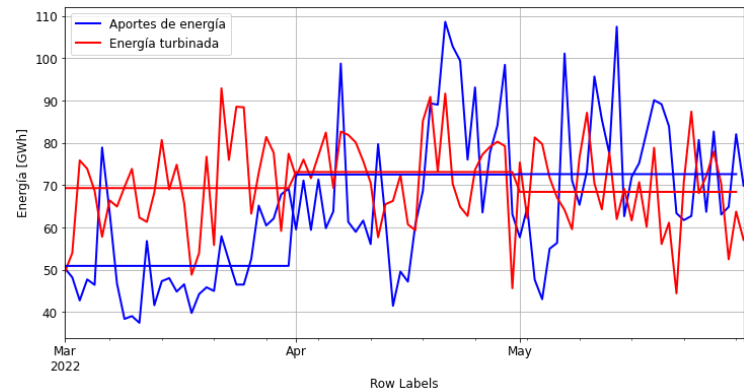
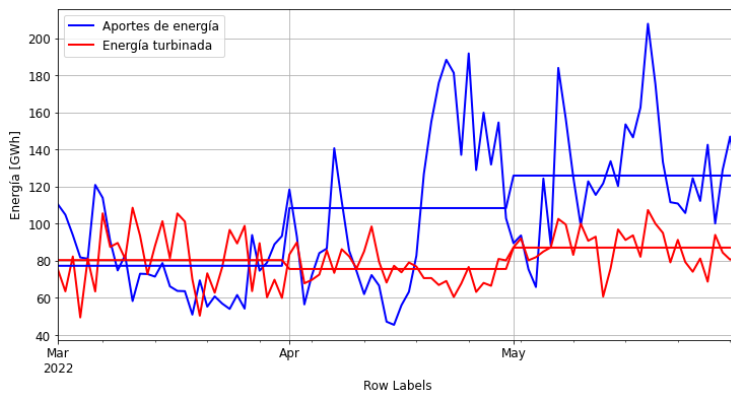


Figura 3-41. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas

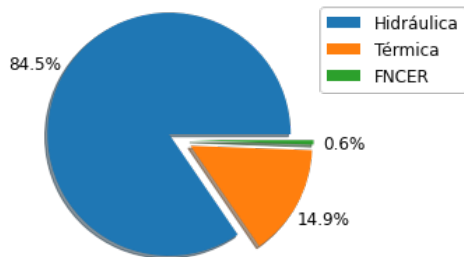


abril como el periodo de relativo equilibrio entre aportes y energía turbinada. En el caso de las plantas de capacidad de regulación mayor a 8 semanas el periodo de relativo se presenta ya en abril, mientras que en abril y mayo la energía turbinada fue en promedio 30% inferior a los aportes percibidos. Esto último refleja la gestión de estos recursos para lograr que el volumen útil agregado alcanzara un 71.9% al finalizar el periodo de análisis (31 de mayo).

3.2.1.3. Oferta – Generación de Energía por Recurso

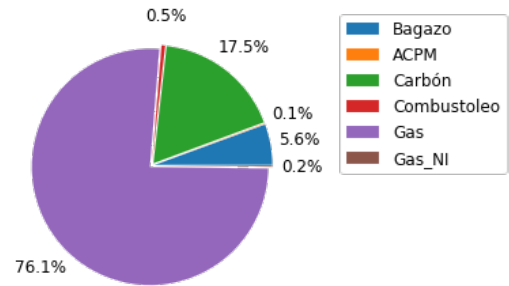
En la Figura 3-43 se muestra la participación de la generación total por tipo de recurso: hidráulica, térmica y FNCER (eólica, solar y biomasa). Para el trimestre bajo análisis se observó una participación del recurso hídrico del 85%, de 15% con combustibles fósiles, mientras que las FNCER representaron el 0.6% restante. En comparación con el trimestre de diciembre de 2021 a febrero de 2022, donde la participación del recurso hídrico fue del 76%, hay un aumento significativo en la participación de este recurso producto debido al alto nivel de aportes hídricos percibidos por el sistema.

Figura 3-43. Participación de la generación por recurso



Sin embargo, en términos de magnitud de energía, el promedio de generación con gas natural nacional estuvo en 23.6 GWh-día contra 23 GWh-día del trimestre anterior, es decir, que mantuvo sus niveles en términos de magnitud. Por lo tanto, como lo muestra la operación diaria de la generación térmica en la Figura 3-44, una mayor participación hidroeléctrica (Figura 3-43) tuvo su impacto en un decrecimiento de la energía generada con carbón que paso de 22 GWh-día en el trimestre anterior a 5.5 GWh-día en el trimestre bajo análisis.

Figura 3-42. Participación de generación térmica



Si se observa la participación de los combustibles fósiles en la generación térmica, en la Figura 3-42. Participación de generación térmica, se encuentra que el recurso con mayor participación dentro de esta es el gas natural nacional, que representó un 76 % del total. Dicha participación creció en un 27% respecto lo observado en el trimestre de diciembre de 2021 a febrero de 2022 cuando alcanzo el 49 % del total. Este crecimiento es significativo relativo a la participación en la canasta de combustibles usados para la generación, pues se da a expensas de un decrecimiento de la generación con carbón que paso de 45% en el anterior trimestre a un 18% en el trimestre de análisis

Figura 3-44. Generación térmica por combustible

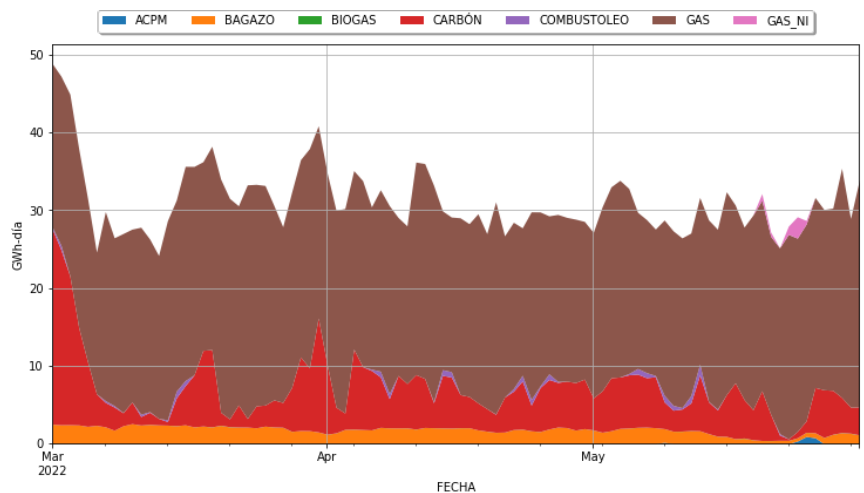
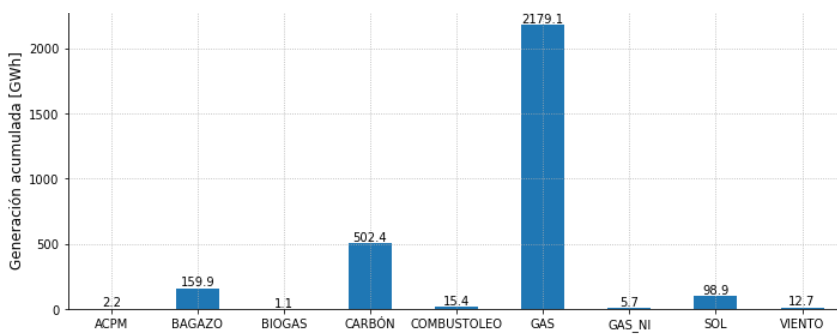


Figura 3-45. generación acumulada de cada fuente de generación



En la Figura 3-45 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 marzo relacionado con el bajo nivel de disponibilidad de recurso hídrico observado a través del volumen útil disponible al comienzo del trimestre.

Finalmente, en la Figura 3-45 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 16.2 TWh de los 19.2 TWh totales generados durante el periodo, y es siete veces mayor que el siguiente recurso en magnitud que es el gas natural.

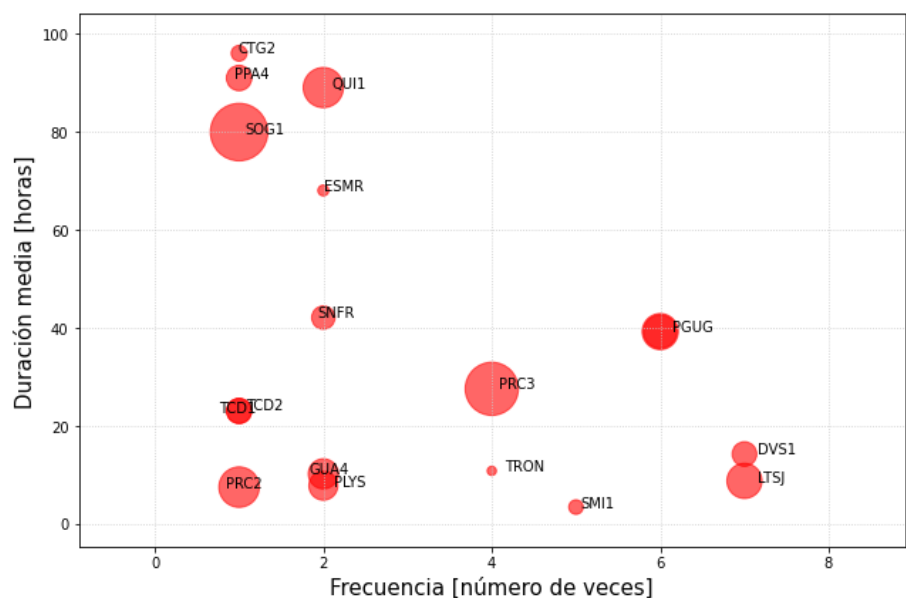
3.2.2. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

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.

3.2.2.1. Indisponibilidad de plantas de generación

La Figura 3-46 y Figura 3-47 muestran la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación, asociados a mantenimientos programados⁴, mientras que el diámetro de la circunferencia representa la capacidad de cada planta. En las figuras, las plantas en mantenimiento se referencian a través de un código que se describe en la Tabla 3-21. Esta tabla resume además los datos de duración media y frecuencia para las plantas que realizaron mantenimientos en el periodo analizado.

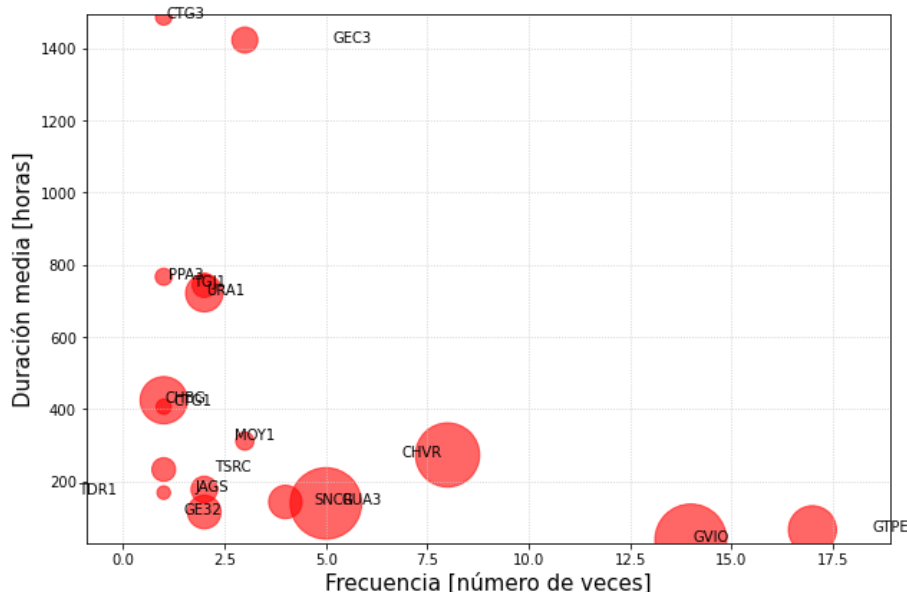
Figura 3-46. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación. Eventos de menor frecuencia y duración.



⁴ Los eventos se identificaron por cada unidad, pero fueron relacionados a la planta; por ejemplo, si la unidad 1 de la planta A y la unidad 2 de la planta A presentan un evento, se considera que la planta A tuvo 2 eventos.



Figura 3-47. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación. Eventos de mayor frecuencia o duración



La Figura 3-46 agrupa los recursos de generación que presentaron los valores más bajos en la duración media de la indisponibilidad. Estos mantenimientos de corta duración se destacan además por la baja frecuencia de ocurrencia. En los eventos referidos en la figura, por la magnitud de la capacidad involucrada, se destacan los mantenimientos en las plantas de Sogamoso (1 eventos), Porce III (4 eventos) y El Quimbo (2 eventos).

La Figura 3-47 agrupa los recursos de generación que presentaron los valores más altos en duración media del mantenimiento y de la frecuencia de ocurrencia del evento. Se debe anotar que estas estadísticas se ven afectadas por el programa de mantenimientos de larga duración. Se destaca que la planta que tuvo una mayor cantidad de mantenimientos fue Guavio y Guatapé, con una frecuencia de 14 y 17 mantenimientos, respectivamente, con una duración media inferior a las 70 horas en ambos casos. Por otro lado, Cartagena 3 repite para este trimestre como el recurso con unidades en mantenimiento con mayor duración media de 1487 horas. A esta última le sigue la planta Gecelca 3 que también supera las 1400 horas en mantenimiento. En general, se observa en la Tabla 3-21 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 frecuencia en los mantenimientos programados.

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

Planta	Código	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
CARTAGENA 3	CTG3	1487.0	1	66
GECELCA 3	GEC3	1423.0	3	164
PAIPA 3	PPA3	767.0	1	70
GUAJIRA 1	TGJ1	743.5	2	143
URRA	URA1	721.5	2	338
BETANIA	CHBG	425.0	1	540
CARTAGENA 1	CTG1	407.0	1	56
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	311.8	3	80
CHIVOR	CHVR	273.3	8	1000
TERMO SIERRA CC	TSRC	233.0	1	136
JAGUAS	JAGS	177.7	2	170
TERMODORADA 1	TDR1	169.0	1	44
GUADALUPE III	GUA3	143.1	4	270
SAN CARLOS	SNCR	139.1	5	1240
GECELCA 32	GE32	115.3	2	273



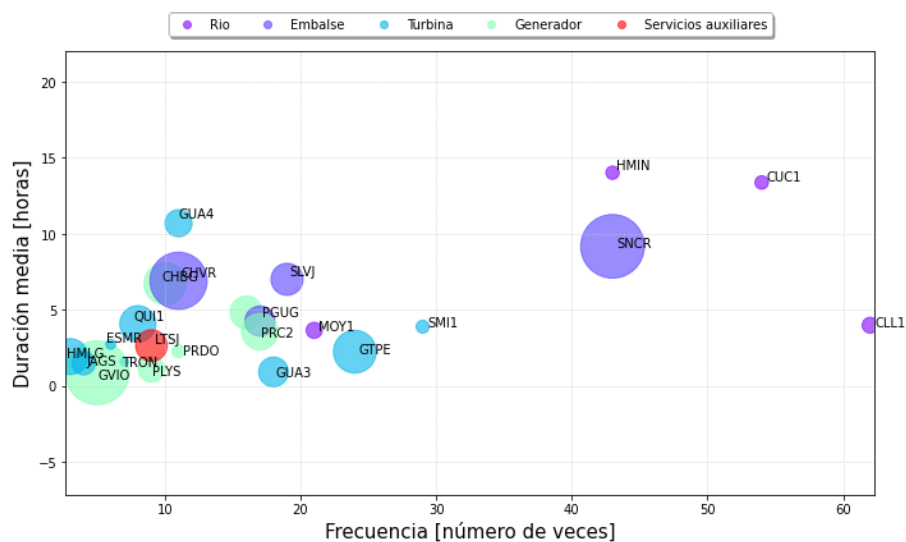
CARTAGENA 2	CTG2	96.0	1	62
PAIPA 4	PPA4	90.9	1	160
EL QUIMBO	QUI1	89.0	2	400
SOGAMOSO	SOG1	79.9	1	819
ESMERALDA	ESMR	68.0	2	30
GUATAPE	GTPE	66.1	17	560
SAN FRANCISCO	SNFR	42.0	2	135
LA GUACA	PGUG	39.2	6	324
PARAISO	PGUG	39.2	6	276
GUAVIO	GVIO	38.1	14	1250
PORCE III	PRC3	27.5	4	700
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	23.0	1	157
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	23.0	1	157
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	14.2	7	150
TRONERAS	TRON	10.8	4	21
GUADALUPE IV	GUA4	10.2	2	225
LA TASAJERA	LTSJ	8.7	7	306
PLAYAS	PLYS	7.7	2	207
PORCE II	PRC2	7.4	1	405
SAN MIGUEL	SMI1	3.4	5	52

Tabla 3-22. indisponibilidades de plantas hidroeléctricas por tipo de evento.

Evento	Capacidad involucrada	Frec.	Duración media
Río	439 MW	612	0.2 h
Embalse	3169 MW	159	0.3 h
Turbina	3484 MW	123	0.7 h
Generador	2927 MW	105	0.4 h
Transformador	819 MW	3	24 h
Serv Auxiliares	306 MW	9	0.3 h

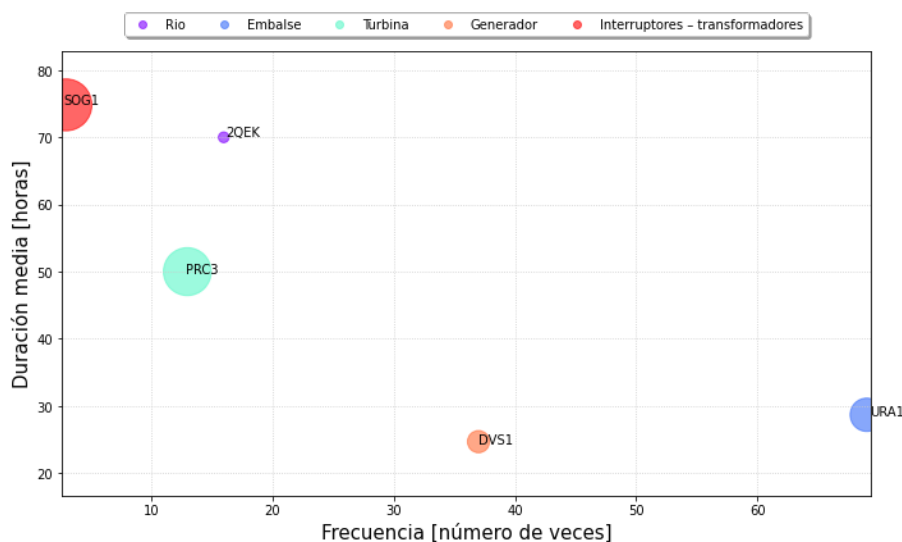
La Figura 3-48 y Figura 3-50 presentan la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en plantas hidroeléctricas, y donde el diámetro de las circunferencias representa la capacidad de cada planta. En la figura, las plantas se referencian a través de un código que se describe en la Tabla 3-24, la cual muestra además los datos por orden descendente de duración media del evento para las plantas hidroeléctricas que reportaron indisponibilidades durante el trimestre. Estos datos se resumen en la Tabla 3-22 por tipo de evento.

Figura 3-48. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas. Eventos de mayor frecuencia o duración.



La Figura 3-49 agrupa los recursos de generación que presentaron los valores más bajos en la duración media de la indisponibilidad y con una frecuencia inferior a los 60 eventos en el trimestre. Por la magnitud de la capacidad involucrada, en esta figuran destacan las indisponibilidades en las plantas de San Carlos (43 eventos), Guatapé (24 eventos), Chivor (11 eventos), y Betania (10 eventos).

Figura 3-49. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas. Eventos de menor frecuencia o duración.



La Figura 3-48 agrupa los recursos de generación que presentaron los valores más altos en duración media del mantenimiento y de la frecuencia de ocurrencia del evento. Se resalta que la planta que presenta la mayor cantidad de indisponibilidades es San Francisco con 416 eventos, y cuya frecuencia es recurrente a lo largo del año. Esta planta es seguida por Urrá y Carlos Lleras, con una frecuencia de 69 y 62 eventos respectivamente. Por otro lado, la planta que presenta la mayor duración media de

indisponibilidades es Sogamoso con 75 horas de media, seguida por Salto II con 70 horas. Por la magnitud de la capacidad involucrada, en esta figuran destacan las indisponibilidades en las plantas de Sogamoso y Porce III.

Adicionalmente, como lo muestra la Tabla 3-23, los eventos por contingencia o indisponibilidad por embalses o por turbinamiento 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 contingencia o indisponibilidad en interruptores o el sistema de transformación, son los otros tipos de eventos con mayor impacto para el sistema durante el trimestre

Tabla 3-23 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

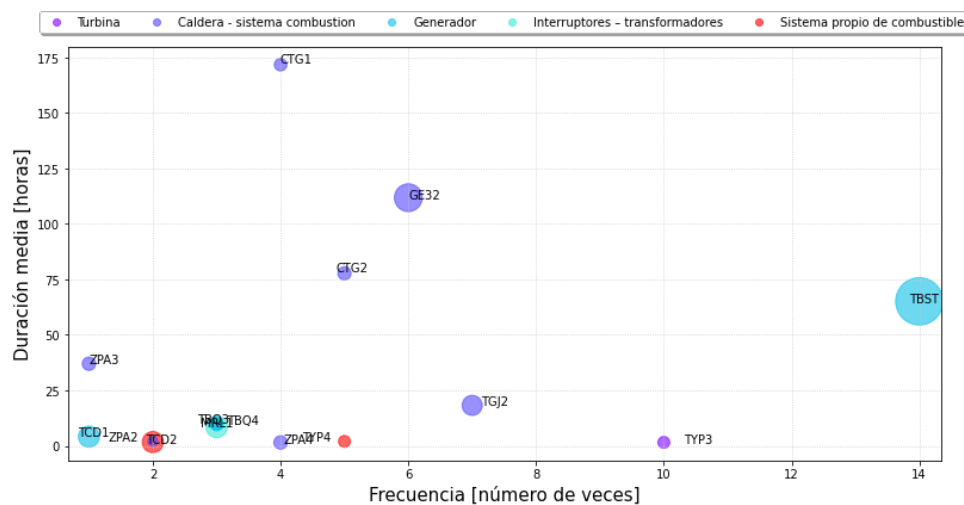
Planta	Código	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
SOGAMOSO	SOG1	74.8	3	819
SALTO II	2QEK	70.0	16	35
PORCE III	PRC3	50.0	13	700
URRA	URA1	28.7	69	338
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	24.7	37	150
ESCUELA DE MINAS	HMIN	14.0	43	55
SAN FRANCISCO	SNFR	9.8	416	135
SAN CARLOS	SNCR	9.2	43	1240
SALVAJINA	SLVJ	7.0	19	315
CHIVOR	CHVR	6.9	11	1000
BETANIA	CHBG	6.7	10	540



LA GUACA	PGUG	4.8	16	324
PARAISO	PGUG	4.2	17	276
EL QUIMBO	QUI1	4.1	8	400
CARLOS LLERAS	CLL1	4.0	62	78
SAN MIGUEL	SMI1	3.9	29	52
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	3.6	21	80
PORCE II	PRC2	3.6	17	405
ESMERALDA	ESMR	2.7	6	30
LA TASAJERA	LTSJ	2.6	9	306
PRADO	PRDO	2.3	11	51
GUATAPE	GTPE	2.2	24	560
CUCUANA	CUC1	13.4	54	56
GUADALUPE IV	GUA4	10.7	11	225
MIEL I	HMLG	1.9	3	396
TRONERAS	TRON	1.6	7	21
JAGUAS	JAGS	1.5	4	170
PLAYAS	PLYS	1.1	9	207
GUADALUPE III	GUA3	0.9	18	270
GUAVIO	GVIO	0.8	5	1250

Figura 3-50. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

La Figura 3-50 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad forzada en plantas térmicas, las cuales se referencian a través de un código que se describe en la Tabla 3-25. Esta tabla resume además los datos por orden descendente de duración media del evento y su frecuencia, para las plantas térmicas que reportaron indisponibilidades durante el trimestre.



En la Figura 3-50 se agrupan los recursos de generación que presentaron una duración media de indisponibilidad inferior a 180 horas. Por la magnitud de la capacidad involucrada, en esta figuran destacan las indisponibilidades en las plantas de Tebsa (14 eventos) y Gecelca 32 (6 eventos).

Tabla 3-24. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas por tipo de evento.

Evento	Capacidad involucrada	Frec.	Duración media
Turbina	214 MW	12	144 h
Caldera	892 MW	32	22 h
Generador	1068 MW	21	4.2 h
Transformador	255 MW	61	0.4 h
Combustible	136 MW	9	23.4 h

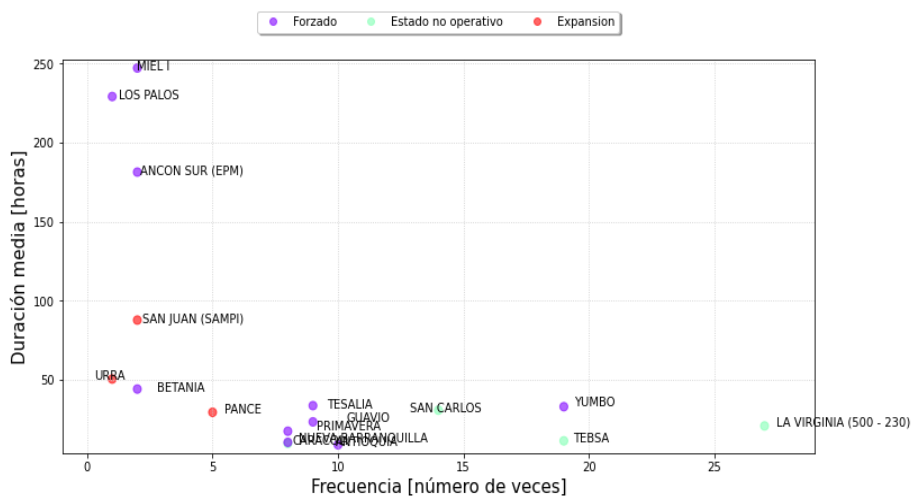
La planta que presenta el mayor número de indisponibilidades es Termonorte con 58 eventos, seguida por TEBSAB CC y Termoyopal G3, con una frecuencia de 14 y 10 eventos respectivamente. Por otro lado, la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Gecelca 3 con 1732 horas con una diferencia significativa respecto a la siguiente, Paipa 4 con 259 horas de media. Por otro lado, la Tabla 3-24 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 duración media, los eventos por turbina y los de suministro de combustible o transporte son los otros tipos de eventos con mayor impacto para el sistema durante el trimestre.

Tabla 3-25 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Planta	Código	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
GECELCA 3	GEC3	1732.5	2	164
PAIPA 4	PPA4	259.0	1	160
TERMOSIERRA CC	TSRC	211.4	9	136
CARTAGENA 1	CTG1	171.7	4	56
GECELCA 32	GE32	111.8	6	273
CARTAGENA 2	CTG2	77.7	5	62
TEBSAB CC	TBST	65.1	14	791
ZIPAEMG 3	ZPA3	37.0	1	63
PAIPA 1	PPA1	27.8	2	36
TERMONORTE	TRN1	21.5	58	88
GUAJIRA 2	TGJ2	18.3	7	143
BARRANQUILLA 3	TBQ3	10.2	3	60
BARRANQUILLA 4	TBQ4	9.7	3	60
MERILECTRICA 1	MRL1	8.6	3	167
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	4.2	1	157
ZIPAEMG 2	ZPA2	2.1	2	35
TERMOYOPAL G4	TYP4	2.0	5	50
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	1.7	2	157
TERMOYOPAL G3	TYP3	1.6	10	50
ZIPAEMG 4	ZPA4	1.5	4	64

3.2.2.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

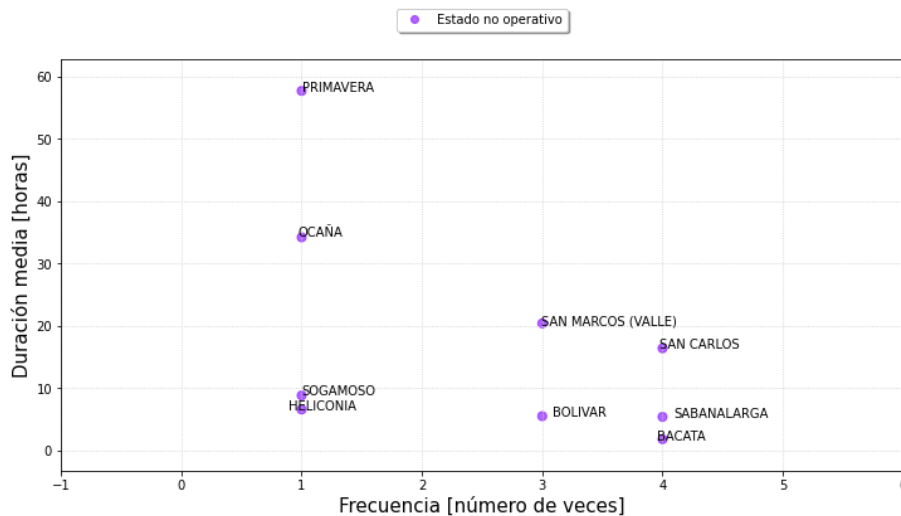
Figura 3-51. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Líneas de transmisión.



La Figura 3-51 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en los activos de transmisión – líneas de transmisión. Se destaca en la figura las maniobras que involucran acciones por la salida forzada de los activos. Entre ellos el evento de mayor duración en la conexión de la subestación en Miel I cercana a las 250 horas, y los eventos de la conexión de la subestación en La Virginia cuya frecuencia fue superior a los 25 eventos. Además, destacan otras maniobras que involucran acciones por expansión de la red, en la conexión de subestaciones, sin embargo, con duración media de los eventos bajas.

La Figura 3-52 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en los activos de transmisión – Transformadores. Se destaca en la figura los reportes de activos en consignación en las subestaciones Primavera y Ocaña, los cuales tuvieron una duración media mayor a 30 horas, sin embargo, con una frecuencia de un solo evento en el trimestre. En términos de frecuencia resaltan los activos en las subestaciones San Carlos, Sabanalarga y Bacatá, con 4 eventos en el trimestre en todos los casos.

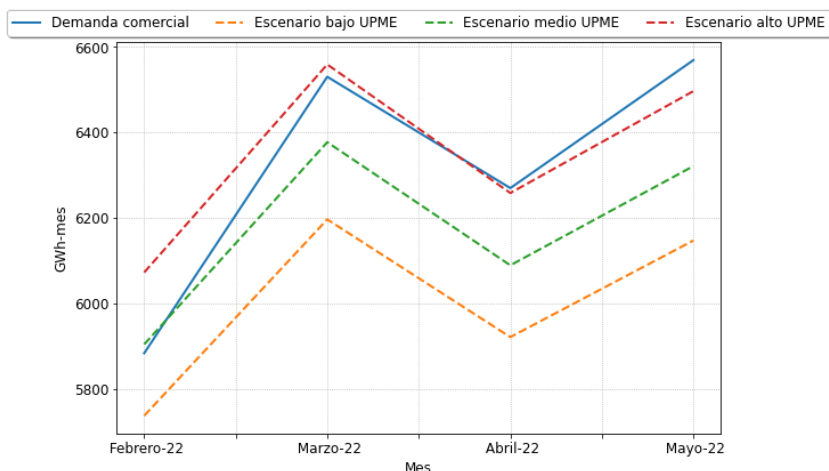
Figura 3-52. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Transformación.



La Figura 3-52 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en los activos de transmisión – Transformadores. Se destaca en la figura los reportes de activos en consignación en las subestaciones Primavera y Ocaña, los cuales tuvieron una duración media mayor a 30 horas, sin embargo, con una frecuencia de un solo evento en el trimestre. En términos de frecuencia resaltan los activos en las subestaciones San Carlos, Sabanalarga y Bacatá, con 4 eventos en el trimestre en todos los casos.

3.2.3. Demanda

Figura 3-53. Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME



La Figura 3-53 muestra la evolución de la demanda mensual (línea azul) comparada con las proyecciones elaboradas por la UPME, estas últimas publicadas en junio de 2021. En esta comparación se incluye las proyecciones de la UPME en los escenarios bajo, medio y alto. Para el trimestre bajo análisis se observa un comportamiento de la demanda real tendiente que superar el escenario alto proyectado. La desviación de la demanda para el trimestre se encuentra entre -0.5% y 1.1% respecto al escenario de demanda alta de la UPME. Lo anterior contrasta con lo observado para febrero, donde la demanda del SIN y las proyecciones del escenario medio son muy similares.

febrero, donde la demanda del SIN y las proyecciones del escenario medio son muy similares.

Por otro lado, la Figura 3-54 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. Únicamente se resalta que la demanda decrece en la segunda semana de abril, producto de los días festivos de Semana Santa, sin embargo, que no constituyen un comportamiento atípico pues es un evento anual recurrente

Figura 3-54. Evolución de la demanda diaria del SIN

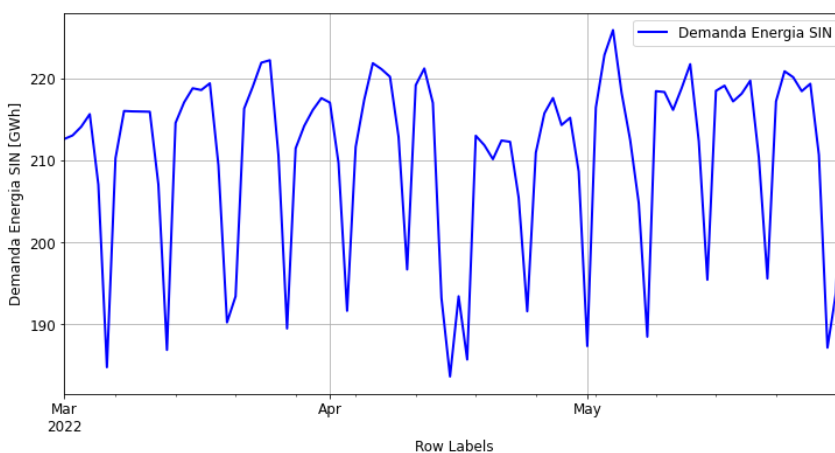
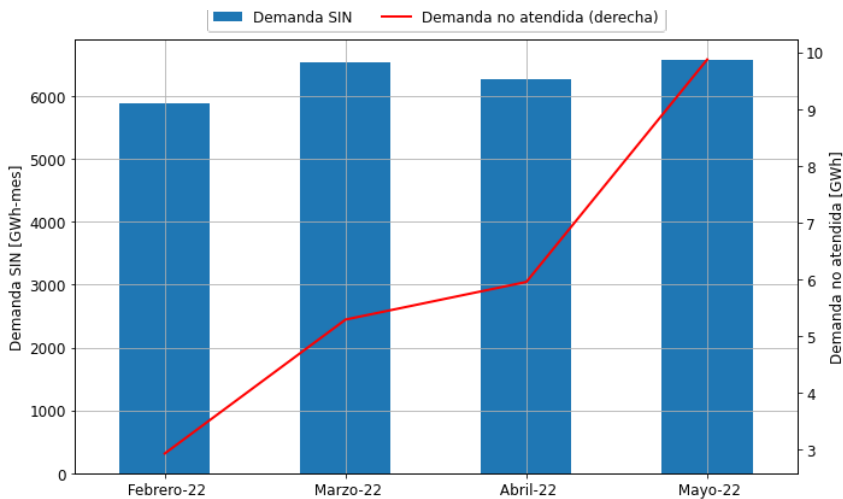


Figura 3-55. Demanda mensual y demanda no atendida



Finalmente, la Figura 3-55 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 del SIN entre marzo y mayo muestra una variación -3% y 2% respecto a la demanda media para el trimestre. En cuanto a la demanda no atendida, el pico más importante se presenta en el mes de mayo con 9.8 GWh, y un mínimo de 5.3 GWh en marzo. El evento más importante de desatención se dio por disparo de los activos asociados a la barra

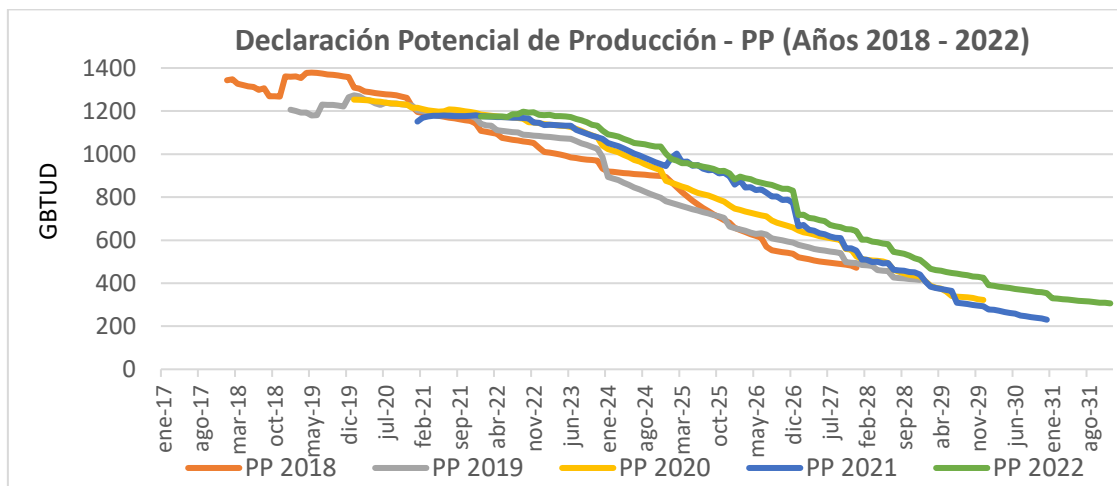
CHINÚ 110 KV y el transformador CHINÚ 1 150 MVA 500/110/34.5 kV; dejando sin tensión las subestaciones: CHINÚ PLANTA 110 kV, y lo cual implicó una demanda no atendida de 1.7 GWh el 13 de mayo. Sin embargo, se encuentra que la demanda no atendida no programada, en cada mes, es inferior al 0.1% en todo el periodo de análisis.



4. Declaraciones de Producción 2022 y curvas de producción proyectadas

Para iniciar esta sección se presenta una comparación del Potencial de Producción publicado en el año 2022, con el Potencial de Producción declarado en vigencias anteriores (años 2018 a 2021). Esto con el propósito de identificar la evolución de estas proyecciones.

Figura 4-1. Declaración Potencial de Producción - PP (Años 2018 - 2022)



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

De la anterior gráfica se puede observar dos (2) aspectos:

- **Las curvas se desplazan en el tiempo en cada declaración anual.** Esta situación, que es positiva desde el punto de vista de autonomía de recursos nacionales para atender a plenitud la demanda futura, puede estar originada en que las declaraciones que se hacen en cada año incorporan nuevos recursos, una declinación menos pronunciada de algunos campos, y que en la declaración se contempla incertidumbre futura de las condiciones físicas y geológicas de las fuentes. Esto se puede evidenciar en la siguiente Tabla 4-1 que compara las proyecciones realizadas en declaraciones de años previos, respecto los valores que se van actualizando en declaraciones posteriores⁵. Por ejemplo, las cantidades asociadas al año 2023 (sombreado en la tabla) en cada declaración aumentan desde 984 GBTUD para la declaración del año 2018, hasta 1167 GBTUD para la declaración del año 2022.

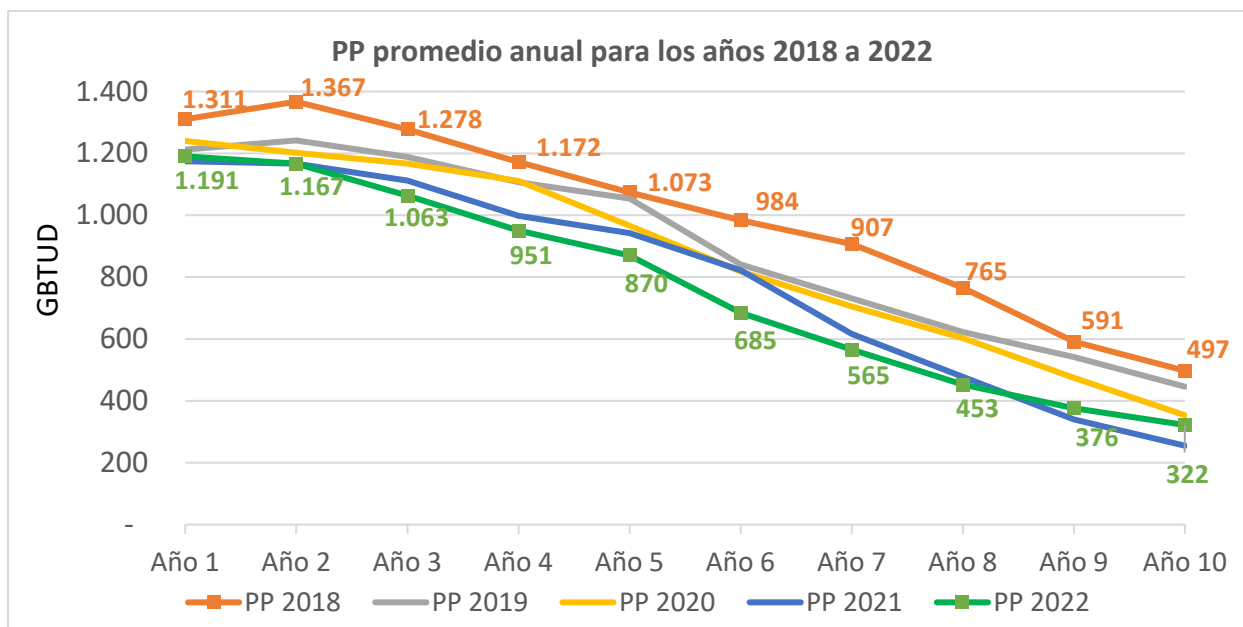
⁵ Los valores anuales corresponden al promedio de los valores de los 12 meses declarados para cada año.

Tabla 4-1. Declaraciones de PP años 2018 a 2022

Año	PP 2018	PP 2019	PP 2020	PP 2021	PP 2022
2018	1.311				
2019	1.368	1.213			
2020	1.278	1.243	1.240		
2021	1.172	1.189	1.203	1.175	
2022	1.073	1.107	1.167	1.169	1.191
2023	984	1.054	1.110	1.112	1.167
2024	907	841	966	999	1.063
2025	765	731	818	943	951
2026	591	622	706	823	870
2027	497	542	602	617	685
2028		446	474	477	565
2029			353	340	453
2030				255	376
2031					322

- **Las curvas de PP decrecen para cada declaración.** Esta situación, no deseable desde el punto de vista de autonomía de recursos nacionales para atender a plenitud la demanda futura, se evidencia cuando se toman como referencia el año de inicio y el año de finalización de cada declaración y se sobreponen las curvas, lo cual permite identificar la perspectiva de la producción futura en cada declaración, como se puede evidenciar en la siguiente gráfica. La diferencia entre los valores de potencial de producción del año 2022 en comparación con el año 2018, se encuentra para la mayoría de los años por encima de 200 GBTUD.

Figura 4-2. PP promedio anual para los Años 2017 a 2022



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MME.

Lo anterior refuerza la necesidad de incorporar recursos nacionales en la Oferta para la atención de la demanda nacional y también refuerza la previsión que realizó la UPME de incorporar en el plan de abastecimiento de gas natural, una facilidad de importación de gas natural. Por otro lado, al comparar, a manera de referencia, estos valores de declaración de Oferta Nacional con las cifras Suministro Promedio

durante 2022⁶, con valores entre 1.030 (enero) y 1.109 (mayo) en 2022, se evidencia un margen reducido entre la Oferta nacional disponible y la producción requerida para atender la demanda nacional, para los próximos 3 años.⁷

4.1. Declaración Producción para los principales campos

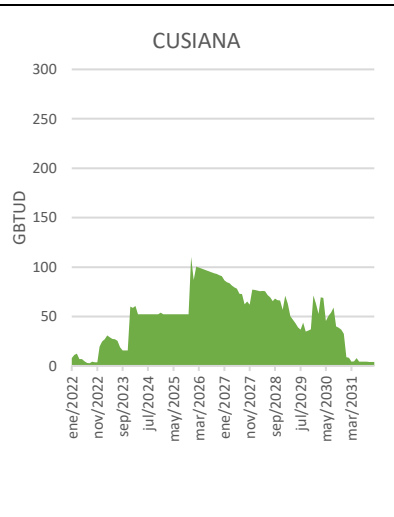
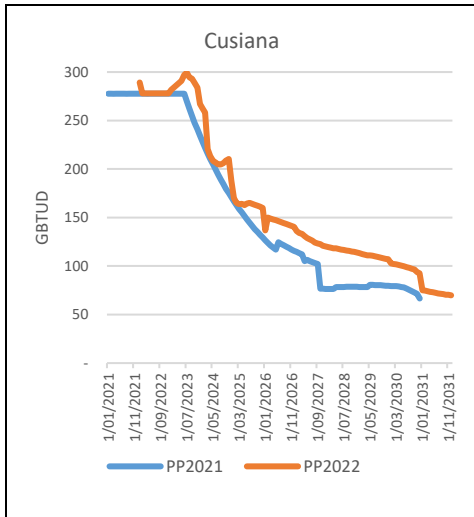
A continuación, se presenta una reseña y análisis de la información declarada para las principales fuentes de producción nacional que se encuentran conectados al Sistema Nacional de Transporte.

Tabla 4-2. Declaración producción para los campos

Potencial de Producción PP	Producción Total Disponible para la Venta - PTDV	Análisis y Observaciones
<p>Cupiagua</p>	<p>CUPIAGUA</p>	<p>PP 2021 – 2022. La fuente Cupiagua (campo mayor – sin incluir Cupiagua Sur) presenta un perfil decreciente entre 239 y 206 GBTUD hasta 2024, año en el que desde los 239 GBTUD nuevamente inicia un descenso constante hasta 75 GBTUD en 2031. Las diferencias del PP en 2022 frente a 2021 se presentan únicamente en el periodo 2022-2024.</p> <p>PTDV. Las cantidades disponibles para la venta presentan un valor aproximado de 15 GBTUD desde 2023, o de alrededor de 46 GBTUD a partir de 2024, Las cantidades PTDVF, que declare posteriormente el productor, deberán ser menor o iguales a estos valores.</p>
<p>Cupiagua Sur</p>	<p>CUPIAGUA SUR</p>	<p>PP 2021 – 2022. La fuente Cupiagua Sur, presenta un perfil de 30 GBTUD entre los años 2022 a 2027, que declina a 0 GBTUD para los años 2029 a 2031, perfil similar presentado en 2021, no obstante se desplaza en el tiempo.</p> <p>PTDV. Las ventas de esta fuente para un bloque de largo plazo, tendrían como referencia el valor mínimo de 14 GBTUD desde 2022 o 23 GBTUD para iniciar contratación a partir de 2023, hasta el año 2027, dado que su perfil decreciente no permitiría contratar un bloque de mayor plazo.</p>

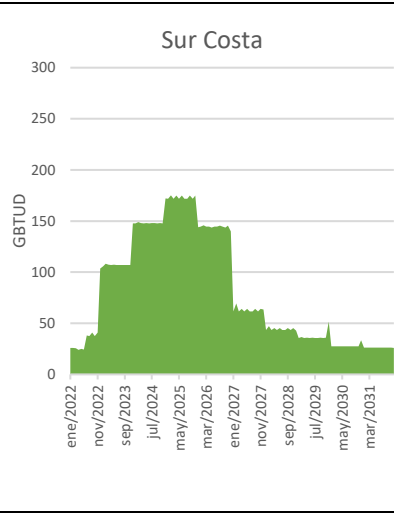
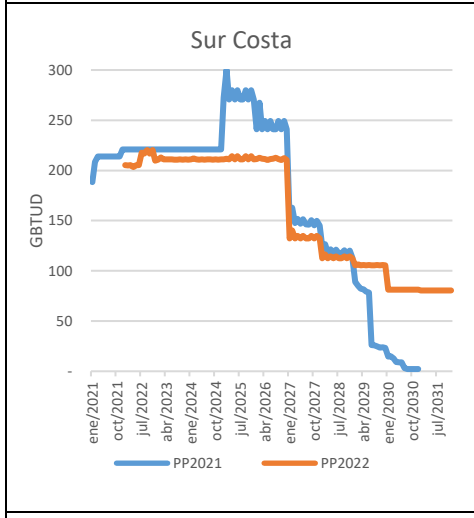
⁶ Gestor del mercado de gas natural en Colombia. Informe Mensual – Mercado de gas natural mayo 2022. Sección “Perfil contratación vs suministro de gas natural”. Fuente: <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2022-06/Informe%20Mensual%20Mayo.pdf>

⁷ Es importante mencionar que en esta comparación de referencia no se incluye dentro de la Oferta la capacidad de la planta de regasificación de Cartagena, de aproximadamente 400 GBTUD, la cual permite a las plantas termoeléctricas del Grupo Térmico, contar con gas natural importado, este gas importado se contabiliza dentro de la variable “Suministro Promedio” del informe del Gestor del mercado.



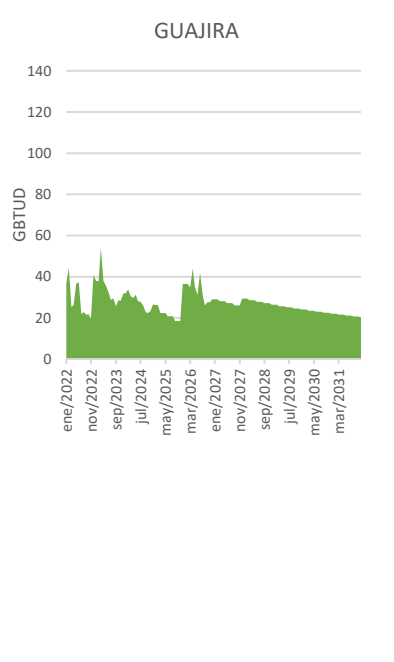
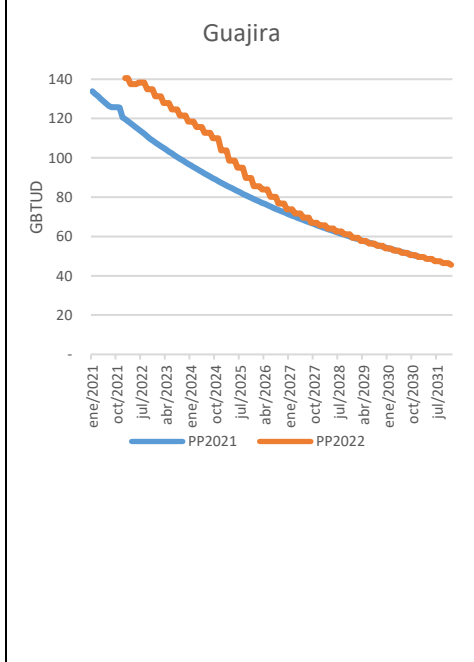
PP 2021 – 2022. Cusiana en 2022 incorpora cantidades adicionales de Oferta si se compara con la declaración de 2021, destacando el periodo 2026 a 2030 en el cual se cuenta con cantidades de 20 a 40 Gigas adicionales.

PTDV. Al descontar la producción comprometida, esta fuente presenta niveles de disponibilidad de mínimo 12 GBTUD a partir de 2022, o alrededor de 50 GBTUD a partir de 2023 hasta 2028, en 2026 se presenta un pico cercano a los 100 GBTUD, y posteriormente continua un perfil irregular decreciente.



PP 2021 – 2022. El potencial de producción de 2022 para este Grupo de campos⁸, decreció frente al declarado en 2021, reduciendo alrededor de 60 GBTUD en 2025 y 30 GBTUD en 2026. No obstante, en esta declaración de 2022, se proyecta al final del período una capacidad de 80 GBTUD para 2030 y 2031.

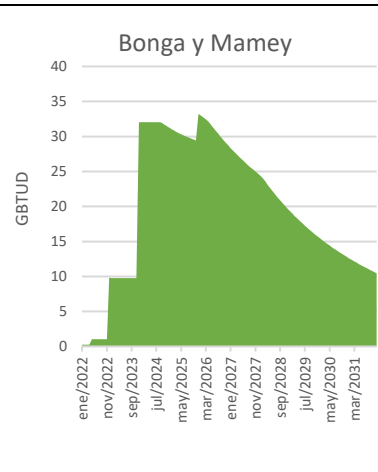
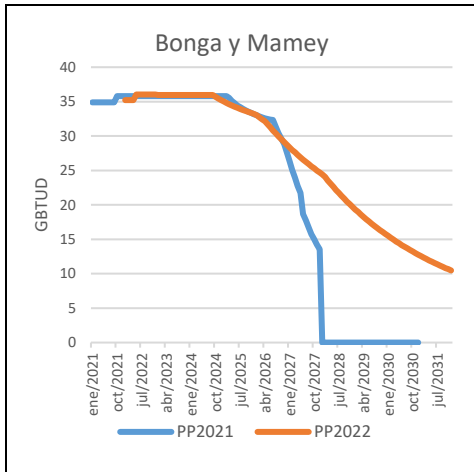
PTDV. La disponibilidad para la venta presenta un perfil escalonado que logra un máximo de aproximadamente 175 GBTUD en 2025 que luego decrece hasta los 25 GBTUD.



PP 2021 – 2022. El potencial de Guajira, que agrupa los campos Ballena y Chuchupa operados por Ecopetrol y Hocol, mantiene un perfil decreciente, no obstante, las cantidades se incrementan en el corto plazo en alrededor de 20 GBTUD para 2023 y 2024, cuando se compara la declaración de 2022 vs la de 2021.

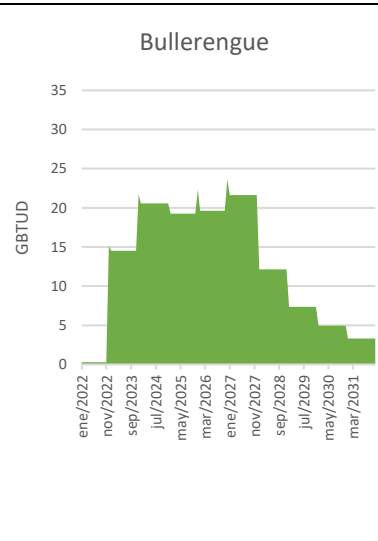
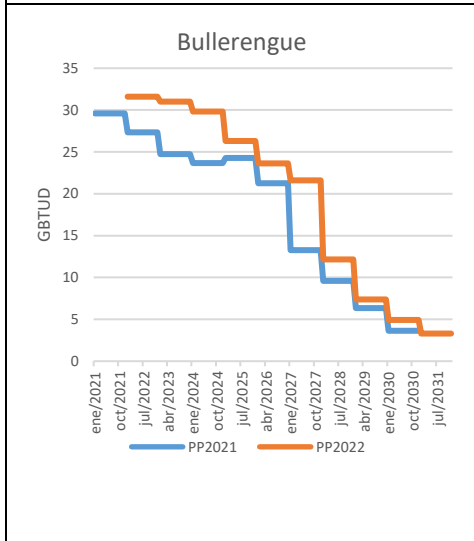
PTDV. La disponibilidad para la venta evidencia un perfil variable en el tiempo, para el cual se dispondría únicamente de algo menos de 20 GBTUD si se buscara una contratación de largo plazo a partir del 2023 a partir de esta fuente, no obstante, es importante tener en cuenta que se debería recurrir a cuatro (4) fuentes: Chuchupa-Ecopetrol, Chuchupa- Hocol, Ballena-Ecopetrol y Ballena-Hocol

⁸ Campos Sur Costa incluye: ACORDEON, AGUAS VIVAS, ARANDALA, ARIANNA, BREVA, CAÑAFLECHA, CAÑAHUATE, CAÑANDONGA, CLARINETE, KATANA, LA BELLEZA, NELSON, NISPERO, OBOE, PALMER, PANDERETA y TORONJA



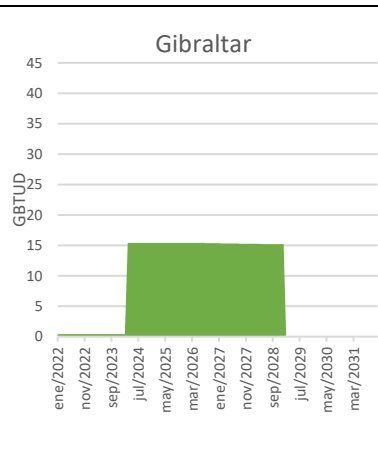
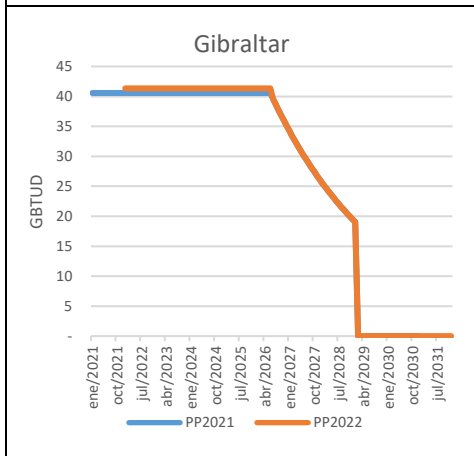
PP 2021 – 2022. Bonga y Mamey mantiene su producción de corto plazo y mediano plazo por encima de los 35 GBTUD, y como aspecto positivo para la declaración de 2022 se observa un decrecimiento más gradual a partir de 2027 si se compara con lo reportado en 2021.

PTDV. La disponibilidad para la venta presenta un escalón, si se requiriera contratar en el largo plazo se dispondría de alrededor de 10 GBTUD desde 2023, y de 30 GBTUD si se contrata como fecha de inicio 2024.



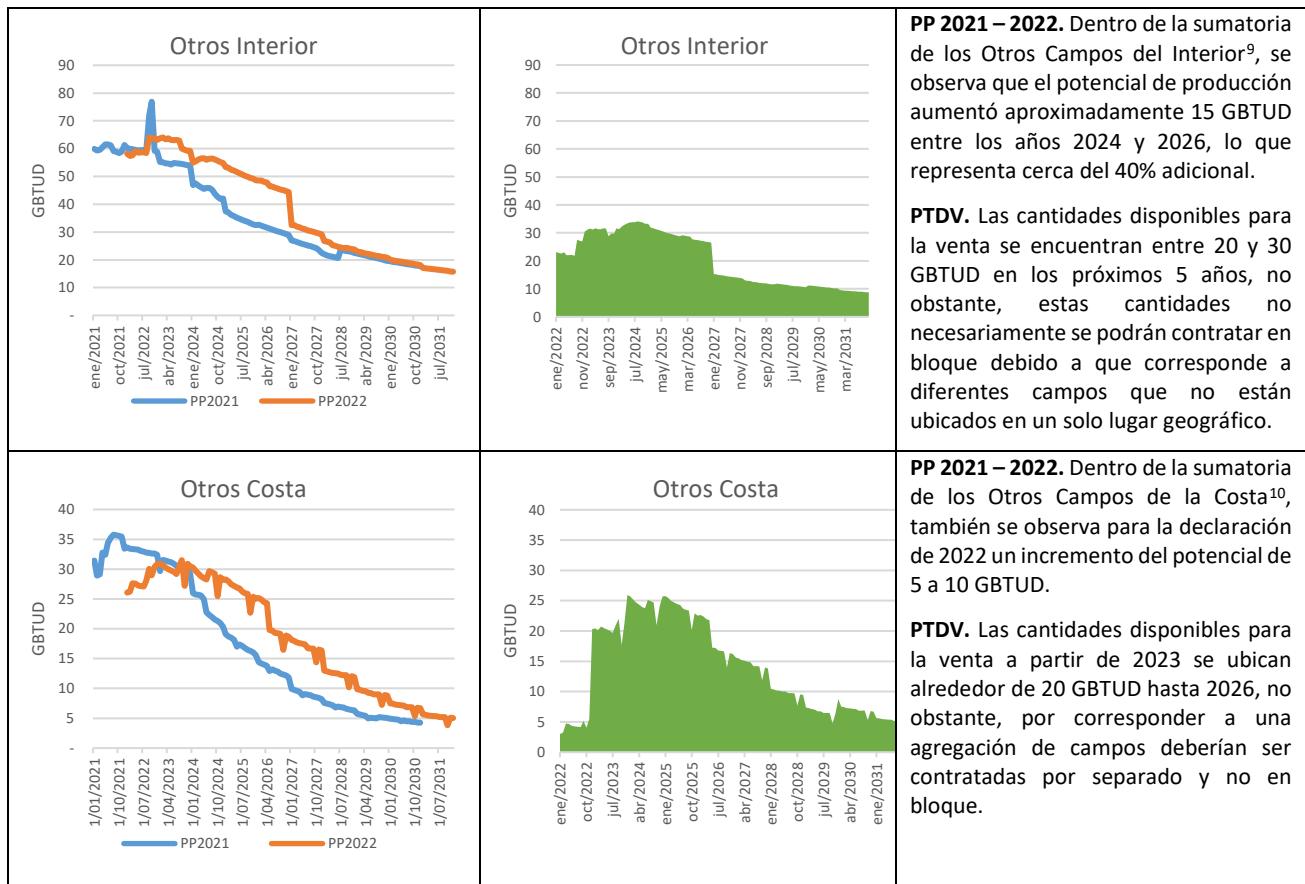
PP 2021 – 2022. Bullerengue incrementa la producción por encima de los 30 GBTUD lo cual es positivo, y además el perfil aunque decreciente en la siguiente década, se incrementa respecto a la declaración de 2021, para cada uno de los años reportados.

PTDV. La disponibilidad para la venta permitiría contratar alrededor de 15 GBTUD hasta 2027, o si se contrata desde 2024 se podría contar con cantidades cercanas a los 20 GBTUD. Al igual que Bonga y Mamey, para Bullerengue se observa que la PTDV sigue fielmente la curva de PP al final del periodo



PP 2021 – 2022. Gibraltar presenta un incremento casi imperceptible de aproximadamente 1 GBTUD hasta 2026, posterior a esa fecha decrece tal como se reportó en la declaración de 2021.

PTDV. Se presenta un bloque de gas disponible para la venta de 15 GBTUD entre los años 2024 y 2028.



4.2. Observaciones y análisis:

- Al evaluar las declaraciones de producción desde 2017 a 2022, se observa que el Potencial de Producción a través de los años va incorporando en cada vigencia cantidades adicionales, lo que hace que la curva de producción se desplace en el tiempo, incrementando la capacidad de producción para un año dado si se compara con declaraciones previas, lo cual es positivo; no obstante, si se compara todas las curvas de producción en la ventana de tiempo de 10 años equiparando el año de inicio de estas declaraciones, se evidencia que las curvas más recientes reflejan una menor capacidad de producción. Al comparar los perfiles de producción de 2017 frente al de 2022, se encuentra una diferencia de aproximadamente 200 GBTUD, esto refuerza la necesidad de incorporar en la Oferta nuevos recursos nacionales o internacionales para la atención de la demanda nacional en el mediano plazo.

⁹ Otros interior incluye: ACORDIONERO, AGUAS BLANCAS, ANDINA, APIAY, ARAGUATO, ARRAYAN, BALCON, BAYONERO, BEGONIA, BONANZA, BORANDA, BRISAS, CALONA, CANAGUEY, CAÑO LIMON, CAÑO RONDON, CAÑO, YARUMAL, CAPACHOS, CARACARA SUR A, CARACARA SUR BC, CARAMELO, CARICARE, CARUPANA, CASABE, CASABE SUR, CHENCHÉ, CHIPIRON, COLON, CORAZON, CORAZON 9, CORAZON WEST, COREN, COROCORA, CORRALES, CRAVO ESTE, CRISTALINA, CUERVA OESTE, CUERVA SUROESTE, DINA CRETACEO, DINA NORTE, DINA TERCIARIO, ESPINO, FINN, GALEMBO, GARZAS, GIGANTE, GUANDO, GUANDO SW, JIBA UNIFICADO, JUGLAR, LA CAÑADA NORTE, LA CIRA INFANTAS, LA GLORIA, LA GLORIA NORTE, LA HOCHA, LA LOMA, LA PUNTA, LA SALINA, LAS MARACAS, LISAMA, LLANITO, LOMA LARGA, MACANA, MANA, MATACHIN NORTE, MATACHIN SUR, MORICHAL, MORROCOY, NUTRIA, OLINI, ORTEGA, PACANDE, PALAGUA, PALOGRANDE, PAYOA, PEÑAS BLANCAS, POTRILLO, PROVINCIA, PURIFICACION, REDONDO, REDONDO ESTE, REMACHE NORTE, REMACHE SUR, REX, REX NE, RIO CEIBAS, RIO OPIA, RIO SALDAÑA, RUMBA, SAN FRANCISCO, SAN ROQUE, SANTA CLARA, SANTO DOMINGO CENTRO, SANTO DOMINGO NORTE, TELLO, TEMPRANILLO, TEMPRANILLO NORTE, TENAY, TERECAJ, TESORO, TIERRA BLANCA, TOCARIA, TOLDADO, TOQUI TOQUI, TOROS, TOTARE, TOY, VIGIA, VIGIA SUR, VIREO, YAGUARA, YAMU, YARIGUI CANTAGALLO, ABARCO, CAPELLA, CARMENEA, CEBU, CORSUR, DINA TERCIARIO ECOPETROL, GIRASOL, JAZMIN, JUAPE, KONA, MORICHE, NARE, OPON, PALERMO, PAYOA WEST, PIJAO, PULI, UNDERRIVER, VELASQUEZ

¹⁰ Otros Costa incluye: ARJONA, ARRECIFE, CHUIRA, CICUCO, COMPAE, EL DIFICIL, LA CRECIENTE, LA ESTANCIA, LOS ANGELES, MONO ARAÑA, SANTA LUCIA, TISQUIRAMA, TOPOSI, BOQUETE, MEREKUMBE



- Las principales fuentes de suministro, particularmente Cusiana, Cupiagua y los campos del Sur de la Costa, que agregan más del 60% de la Oferta, han presentado un perfil de producción en 2022 en el corto y mediano plazo similar al declarado en 2021, es decir sin incorporar cantidades adicionales, y continúan manteniendo decrecimiento en el largo plazo (Cusiana y Cupiagua a partir de 2024 y Los campos del Sur de la Costa en 2027). Esta situación no es positiva para las previsiones de atención de la demanda nacional con fuentes nacionales, y por el contrario se traduce en una alerta para implementar política energética que permita garantizar la atención de la demanda nacional.
- Dado que las declaraciones denotan un decrecimiento de los recursos disponibles, y debido a que las decisiones de planeación se basan en información de disponibilidad de recursos nacionales, sería oportuno contar estimaciones probabilísticas de curvas de producción que contemplen recursos probables o posibles, que no se estén contemplando en estas declaraciones. Esto permitiría tener una valoración de otros escenarios de Oferta nacional y evaluar en conjunto con las compañías la viabilidad de materializar estos recursos.



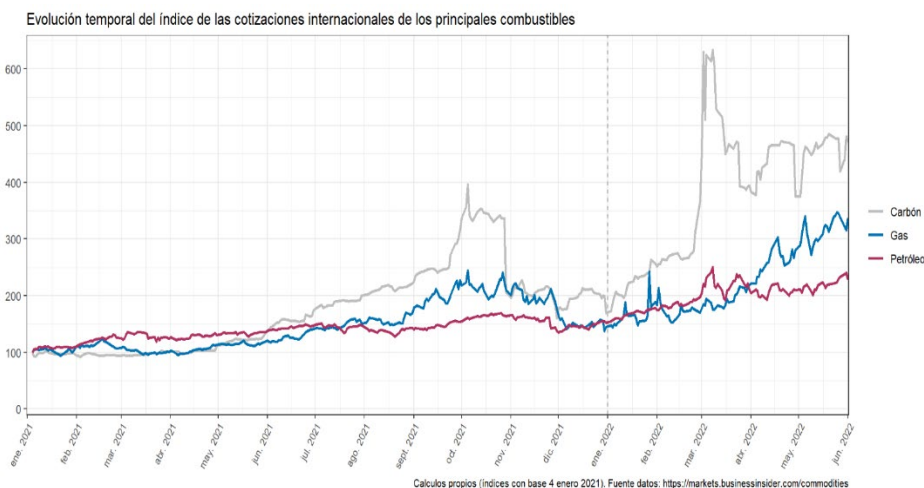
5. Implicaciones del alza en el precio de los combustibles sobre el costo de la generación eléctrica en el MEM

Este capítulo presenta un análisis que permite entender el efecto potencial del alza en el precio de los combustibles para la generación térmica en el precio de bolsa. Esto es relevante ya que el parque térmico del Sistema Interconectado Nacional está compuesto con plantas de generación a carbón, gas y combustibles líquidos.

Cómo se verá, durante los últimos meses, la coyuntura de altos precios de los combustibles ha tenido implicaciones en el componente de generación de la electricidad, reflejado en incrementos del precio de escasez, la liquidación del kWh de la generación de seguridad y en algunos periodos en el precio de bolsa. Respecto a este último, si bien las buenas condiciones hídricas (en términos de aportes y nivel de los embalses) ha contribuido a tener precios bajos de bolsa en el sistema, a futuro es posible que éste incremente si los precios de los combustibles continúan altos y la hidrología retorna a la normalidad.

5.1. Evolución del precio de los combustibles

Figura 5-1. Evolución temporal de las cotizaciones internacionales de los principales combustibles



Luego de la temporada de confinamiento en la mayor parte de países causada por la pandemia, la demanda de los principales combustibles se ha recuperado; sin embargo, ahora el mundo atraviesa una coyuntura relacionada en las cadenas de suministro, con problemas de logística y geopolítica por la guerra entre Rusia y Ucrania, causando restricciones desde el lado de la oferta que se materializa además

en precios de energéticos altos. Para el caso particular, estas dinámicas han generado una presión al alza en los precios del carbón, el petróleo y el gas.

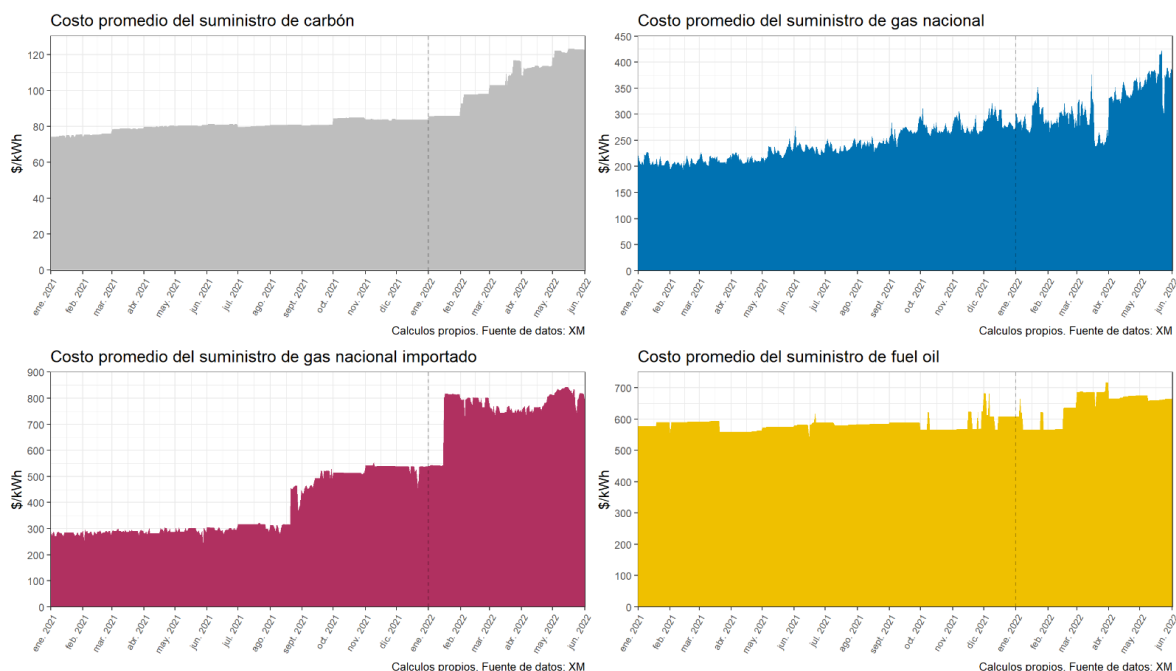
El Figura 5-1 presenta la evolución temporal de un índice de precios para cada uno de estos tres combustibles con base en sus cotizaciones internacionales de enero 4 de 2021. Como se puede observar, los tres combustibles presentan una tendencia alcista durante el periodo con un primer pico en octubre de 2021. A partir del nuevo año comienza una segunda ronda de incrementos de precios más acelerada, de modo que el precio del Petróleo a finales de mayo de 2022 era el doble respecto a enero 2021, el gas se ha multiplicado por más de 3 y el carbón ha surtido el mayor incremento, siendo casi 5 veces su valor de hace 18 meses.

A nivel nacional las plantas de generación térmica también tienden a presentar un efecto alcista en el costo al que les es suministrado el combustible. La Figura 5-2 presenta el promedio del costo de suministro de combustibles expresado en COP/kWh, el cual es calculado a partir de la información que reportan los agentes generadores a XM según los términos de la Resolución CREG 044/2020.

El carbón suele ser el energético de menor costo en Colombia, principalmente porque se produce a nivel interno, su costo promedio de suministro subió levemente en 2021 rondando los \$80 pesos el kWh, sin embargo, comienza a crecer a partir del presente año hasta llegar a superar los \$120/kWh en mayo, es decir, un incremento aproximado de más del 50% durante todo el periodo analizado, pero que se concentra especialmente en los últimos cinco meses.

El gas natural nacional, es decir, el que se extrae de los campos del país, suele ser el segundo combustible más barato del SIN, su precio promedio de suministro también ha incrementado, a diferencia del carbón, a un ritmo más constante desde comienzos del año pasado, pasando a rondar los \$375/kWh en mayo reciente, casi el doble si compara con los \$200/kWh de enero de 2021.

Figura 5-2. Costo promedio de combustibles



Por su parte, el gas natural importado comenzó el periodo como el tercer energético en términos de costo de suministro, por debajo \$300/kWh en enero 2021. Sin embargo, ha experimentado dos saltos de nivel, uno en septiembre del año pasado que lo llevó a los \$550/kWh y otro a mitad de enero que lo ha llevado a rondar los \$800/kWh durante este año (casi el triple respecto a enero 2021), siendo en el que es más notable la coyuntura de altos precios internacionales y llegando a ser el combustible más caro de los presentados en el Figura 5-2 (medido en costos de suministro por kWh con el factor de conversión por eficiencia de cada planta).

Finalmente, el Fuel Oil (Combustóleo), un derivado del petróleo, es el más estable del periodo, con costos promedio de suministro que estuvieron entre \$550 y \$600 el kWh hasta mitad de febrero 2022, momento a partir del cual pasa a estar entre \$650 y \$700.

Los precios de suministro de los combustibles son el principal componente variable que afecta los costos de generación de las plantas termoeléctricas, con implicaciones relevantes para el costo de generación de electricidad del mercado mayorista de corto plazo, principalmente a través de tres canales: el Precio de Bolsa,



la remuneración de la generación de seguridad y el precio de escasez. En los siguientes tres apartados se analizará el efecto del alza de los combustibles sobre estas tres variables.

5.2. Relación del costo de los combustibles con la formación del precio de bolsa

La relación con el Precio de Bolsa se presenta a través del Precio de Oferta de las térmicas, pues las ofertas de estas plantas son referentes para las ofertas de las plantas hidroeléctricas cuando los niveles de aportes y embalse comienzan a disminuir. Por ejemplo, si el sistema pasa de una época con abundancia de agua a una moderadamente seca, varias plantas hidroeléctricas comienzan a ubicar sus precios de oferta por encima de los de las plantas a carbón para reducir su frecuencia de despacho dentro de la generación por mérito; y si los agentes comienzan a presenciar o tienen señales a mediano plazo de una temporada inclusive más seca, las ofertas de las plantas hidroeléctricas se comienzan a ubicar por encima de las de gas y combustibles líquidos, con el fin de mantener los niveles de embalse.

Dado el incremento de los costos de suministro de los combustibles, las térmicas han comenzado a incrementar sus precios de oferta (Figura 5-3), implicando que los agentes con plantas hidroeléctricas pueden potencialmente requerir mayores incrementos de sus precios de oferta para tratar de gestionar sus embalses cuando prevean algún riesgo sobre la hidrología¹¹.

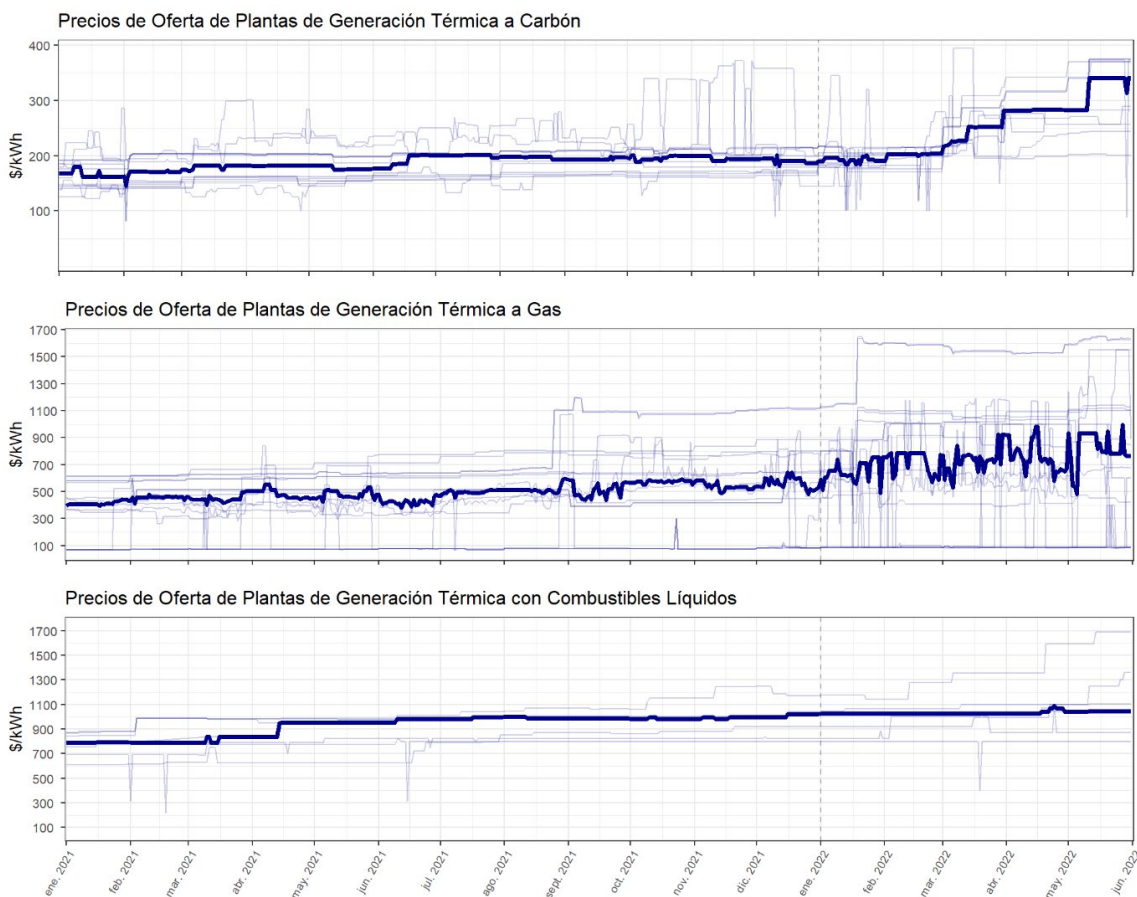
Los tres paneles de la Figura 5-3 presentan la evolución diaria de los precios de oferta de las plantas a carbón, gas y líquidos, resaltando en un color más oscuro la oferta mediana de cada día. En el caso de las térmicas a carbón se presenta un patrón similar a lo observado en los costos de suministro de ese combustible en la sección anterior: los precios de oferta medianos son relativamente estables durante la mayor parte de 2021 alrededor de los \$200/kWh, y a finales de enero del presente año comienzan a crecer de manera importante hasta acercarse a los \$350/kWh en mayo del presente año lo que representa un incremento cercano al 75% en 4 meses.

Para el caso de las térmicas a gas se presenta una mayor dispersión, algunas plantas inclusive presentan precios de oferta menor a \$100/kWh (generalmente Termosierra y algunas unidades de Termoyopal). Vale resaltar que estas plantas pueden utilizar tanto gas nacional como gas importado y aunque normalmente se genera con el nacional, algunas plantas pueden llegar a presentar ofertas altas debido a que no cuentan con contratos firmes de suministro de gas nacional y por tanto tienen que recurrir al recurso importado o contratos en el mercado secundario.

Como se puede observar, las ofertas medianas con gas presentan una leve tendencia alcista durante 2021 y comienzan a incrementar más rápido desde finales del mismo año, además con un incremento en la dispersión. En diciembre el precio de oferta mediano era cercano a los \$600/kWh y en mayo a los \$900/kWh, no obstante, hay plantas con precios de oferta mucho más altos que siguen un patrón similar al del costo de suministro del gas importado que se presentó en la Figura 5-2, con ofertas que llegaron a superar los \$1600/kWh en mayo, similar a la planta más costosa que opera con combustibles líquidos.

¹¹ En el boletín del trimestre anterior, la UMMEG hizo un análisis del alza del precio de bolsa durante el trimestre entre diciembre 2021 a febrero 2022. En esa oportunidad se evidenció que varias plantas hidroeléctricas tuvieron dos picos en los precios de oferta que superaron las ofertas de algunas térmicas a gas del sistema, superando los \$600 el kWh y llevando el precio de bolsa hasta esos niveles, pues a pesar de esos incrementos siguieron siendo marginales para la fijación del precio de bolsa.

Figura 5-3. Precio oferta energéticos (Carbón, gas y líquidos)



Las térmicas a líquidos son menores en cantidad, éstas han aumentado también su oferta mediana y máxima diaria, pero con un comportamiento relativamente más estable a lo largo del periodo, similar a lo observado en el costo de suministro del Fuel Oil en la sección anterior. Las ofertas medianas han sido de aproximadamente \$1000/kWh, con dos plantas por encima de \$1300/kWh hacia el final del periodo.

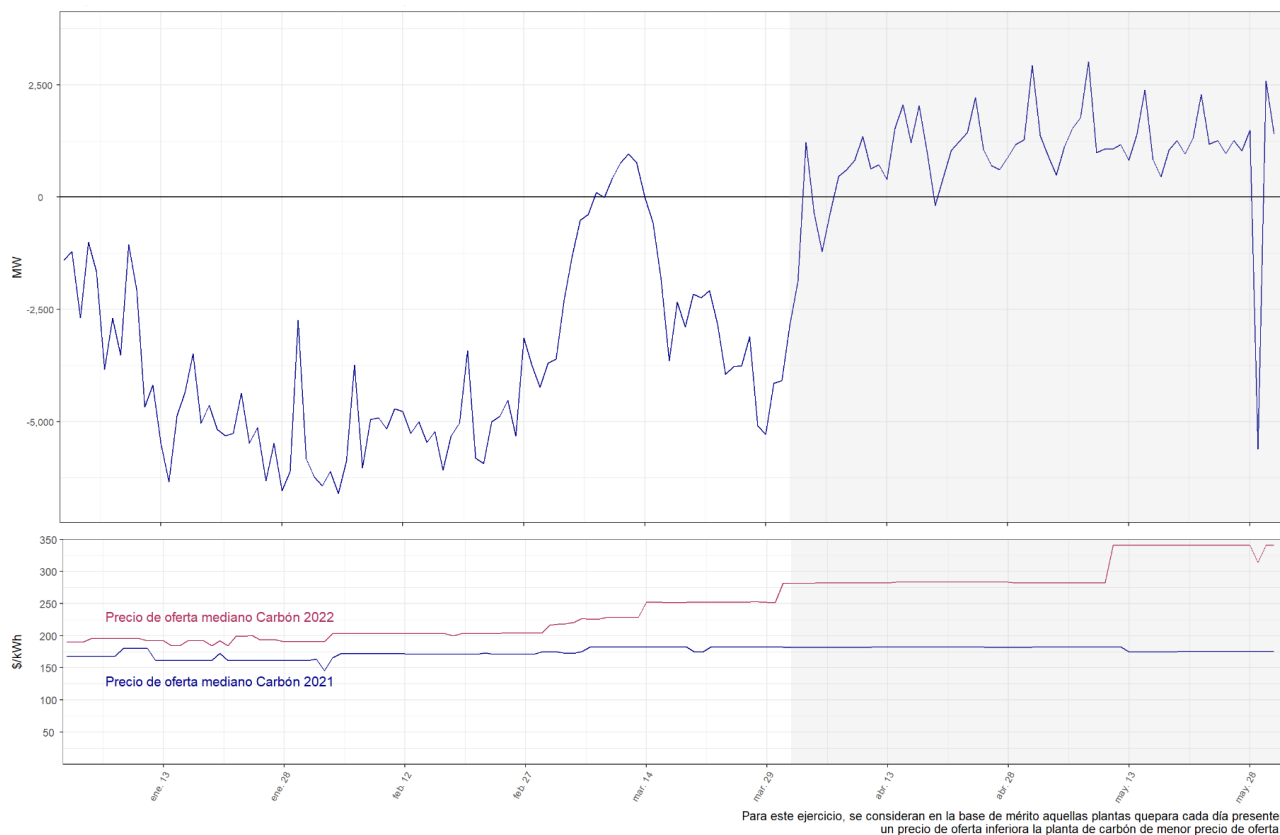
Si bien los precios de los combustibles y las ofertas han incrementado, en especial desde enero del presente año, el Mercado de Energía Mayorista solo presencié precios de bolsa altos hasta mitad de febrero y luego ha tenido varias semanas de precios de bolsa promedio por debajo de \$150/kWh. Ello se debe a las condiciones de La Niña por las que atraviesa el país que ha llevado a que los embalses sean altos respecto a la Senda de Referencia. Por ende, durante el trimestre marzo – mayo la mayor parte de las plantas hidroeléctricas del SIN han presentado ofertas que las ubican en la base de mérito, es decir, por debajo de las ofertas de las plantas de carbón más baratas. Esto deriva en que la demanda del SIN pueda ser cubierta por esa base de plantas hidroeléctricas que fijan precios marginales (precios de bolsa) por debajo del valor de oferta de las térmicas de carbón.

Para aclarar lo anterior, la Figura 5-4 presenta un indicador que ha sido construido para señalar los periodos en que se pueden esperar precios de bolsa por debajo de los precios de oferta de las plantas carbón. El indicador (línea azul) representa, para cada día, la diferencia entre la disponibilidad agregada de las plantas de generación que se ubican en la base de mérito (aquellas con ofertas inferiores a la oferta de la térmica de carbón más barata) respecto a la demanda del SIN¹². Por construcción, cuando el indicador toma valores

¹² Para el cálculo se ha empleado la disponibilidad declarada de cada planta y la demanda del SIN en la hora 12 de cada día, información proveniente del portal Sinergox de XM. Además, se ha descontado la generación de las plantas menores

positivos significa que la demanda puede ser plenamente atendida por plantas de precio de oferta menor a los de las de carbón, generando precios de bolsa bajos y ninguna afectación por precios de térmicas; si el valor es negativo, la disponibilidad de las plantas de base no es suficiente y se debe incluir a las plantas de carbón o gas en el despacho de mérito (Generación Ideal), por lo que el precio de bolsa superará los precios de oferta de estas térmicas.

Figura 5-4. Diferencia entre la disponibilidad en la base de la curva de mérito vs la demanda del SIN



En el panel inferior de la Figura 5-4 se encuentran los precios de oferta medianos de las térmicas a carbón para cada día del presente año (línea roja), y un comparativo con los valores equivalentes para las mismas fechas el año anterior (2021, línea azul). De esta manera es posible estimar los valores mínimos que debería tomar el precio marginal del sistema¹³ si las plantas térmicas a carbón entran en el despacho ideal. Por ejemplo, si se hubiese requerido de la generación a carbón durante la segunda mitad de mayo el precio marginal del sistema hubiese tenido que superar las \$340/kWh, que comparado con los precios de oferta típicos de las térmicas a carbón en 2021 representa un incremento aproximado de \$170 (casi el doble).

Es evidente entonces que la razón por la cual el alza en los precios de los combustibles, y por lo tanto el incremento de los precios de oferta de las térmicas, no afectó al alza el precio de bolsa durante el trimestre marzo – mayo de 2022 fue porque no se requirió incluir a la generación a carbón dentro del Despacho Ideal (el indicador ha tendido a presentar valores positivos). Sin embargo, si los precios de suministro de los combustibles continúan al alza, existe el riesgo de que cuando el Fenómeno de la Niña llegue a su fin y el sistema requiera incorporar generación a carbón se comiencen a experimentar precios de bolsa que superen los \$350/kWh como mínimo, o inclusive precios de bolsa que toquen máximos históricos si se llegan a

de la demanda total del SIN con el fin de calcular la demanda que es plenamente atendida por las plantas mayores que participan en el MEM.

¹³ Equivalente al precio de bolsa cuando se adicionan los costos de arranque y parada



presentar situaciones críticas en la hidrología, pues como se verá más adelante en este capítulo el precio de escasez ya está en máximos históricos.

Así mismo, se presenta una simulación¹⁴ en la Figura 5-5 en cual la curva de oferta térmica¹⁵ del primer día del año (línea roja, 1 de enero de 2022) y el último día del periodo bajo análisis (azul, 31 de Mayo 2022), en la cual es posible ver que a cada nivel de disponibilidad agregada (medida en MW de potencia), los precios de oferta son más altos en la actualidad que al comienzo del año. Lo anterior implica que, para una determinada cantidad de generación térmica que sea necesario adicionar al despacho ideal el precio marginal del sistema deberá ser mayor o igual al precio de oferta de la última planta térmica con que se acumula esa generación térmica.

La tabla adjunta a la Figura 5-5 ayuda a simular algunos escenarios de generación térmica incorporada en el despacho ideal partiendo de las curvas de oferta de esas dos fechas, con lo que se puede aproximar el efecto potencial sobre el precio de bolsa causado por el incremento de los precios de oferta de las térmicas. Por ejemplo:

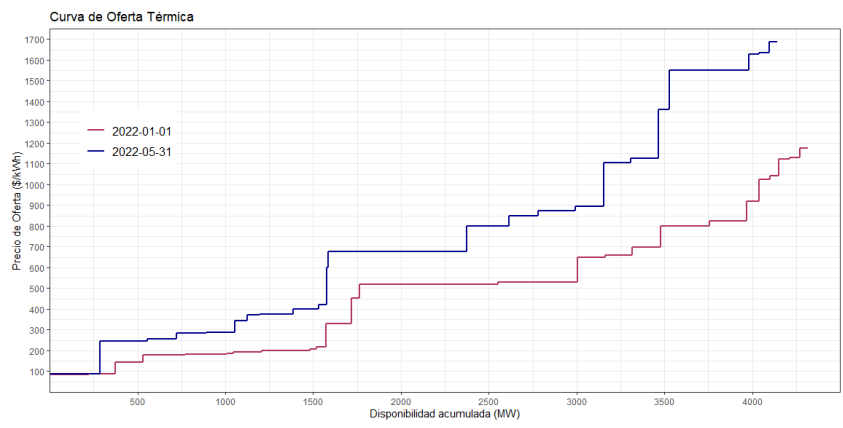
- Escenario 1: Incorporar 1000 MWh térmicos en el Despacho Ideal. En este caso se requiere un precio marginal igual o superior a \$179,5/kWh con ofertas equivalentes a las presentadas el 1ro de enero, pero con ofertas equivalentes a las del 31 de mayo el precio hubiese tenido que ser al menos de \$288,5/kWh (\$109 de incremento por cada kWh, como mínimo).
- Escenario 2: Incorporar 2000 MWh térmicos en el Despacho Ideal. En este caso se requiere un precio marginal mínimo de \$373.3/kWh con las ofertas del 1ro de enero y de \$677,9/kWh con ofertas equivalentes a las del 31 de mayo, implicando que para esta última fecha se hubiese requerido un incremento de al menos \$304,6/kWh para incluir la misma cantidad de energía térmica.

La tabla presenta otros escenarios posibles. Vale resaltar, que a partir de los 3500 MWh de generación térmica, el precio marginal supera el precio de escasez.

-
- ¹⁴ En la base de datos del costo de suministro de los combustibles se encontraron datos atípicos para las siguientes plantas de generación y fechas, los cuales fueron removidos para los cálculos de las Figuras 5-2 y 5-6
 - Termocandelaria 1: 2021-06-02, 2021-11-09, 2021-12-22
 - Barranquilla 4: del 24 al 2022-05-20
 - Barranquilla 3: 23 y 24 2022-05
 - Tebsa: 2021-03-17
 - Termodorada 1 es una planta dual que tuvo precios de oferta con gas en febrero de 2021, por ende, estas fechas fueron removidas del análisis en el panel 3 de la Figura 5-3 que presenta las ofertas de plantas con combustibles líquidos
 - Guajira 1 y Guajira 2 son plantas que funcionan con mezcla carbón y gas, por lo tanto, sus precios de oferta no se presentan en el conjunto de plantas de carbón y de gas en los paneles 1 y 2 de la Figura 5-3

¹⁵ Es decir, la disponibilidad declarada en MW agregada hasta cada nivel de precio de oferta

Figura 5-5. Curvas de Oferta Térmica para el 1ro de enero y 31 de mayo del 2022



Generación Térmica Acumulada (MWh)	Oferta Marginal (\$/kWh)		Diferencia (\$/kWh)
	1-ene	31-may	
500,0	139,9	243,6	103,7
1000,0	179,5	288,5	109,0
1500,0	295,4	398,2	102,8
2000,0	373,3	677,9	304,6
2500,0	396,1	800,0	403,9
3000,0	460,1	893,4	433,3
3500,0	578,3	1360,0	781,7
4000,0	753,8	1627,0	873,2

5.3. Relación con el costo de la remuneración de la generación por seguridad

El efecto potencial del incremento en el costo de los combustibles sobre los costos de la generación de seguridad se origina a través de la forma en que se remunera este tipo de generación.

La remuneración por seguridad para las plantas térmicas depende de si éstas generan dentro o fuera del mérito. Por dentro del mérito la remuneración no es otra que el precio de bolsa, discutido en la sección anterior. Sin embargo, de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001 modificada por la CREG 044 de 2020, cuando la generación de seguridad se presenta por fuera de mérito la liquidación considera una reconciliación positiva, equivalente a remunerar esta generación a un precio por kilovatio hora determinado así:

$$PR = \min[(CSC + CTC + COM + OCV) + CAP/GSA, \text{ Precio de Oferta}]$$

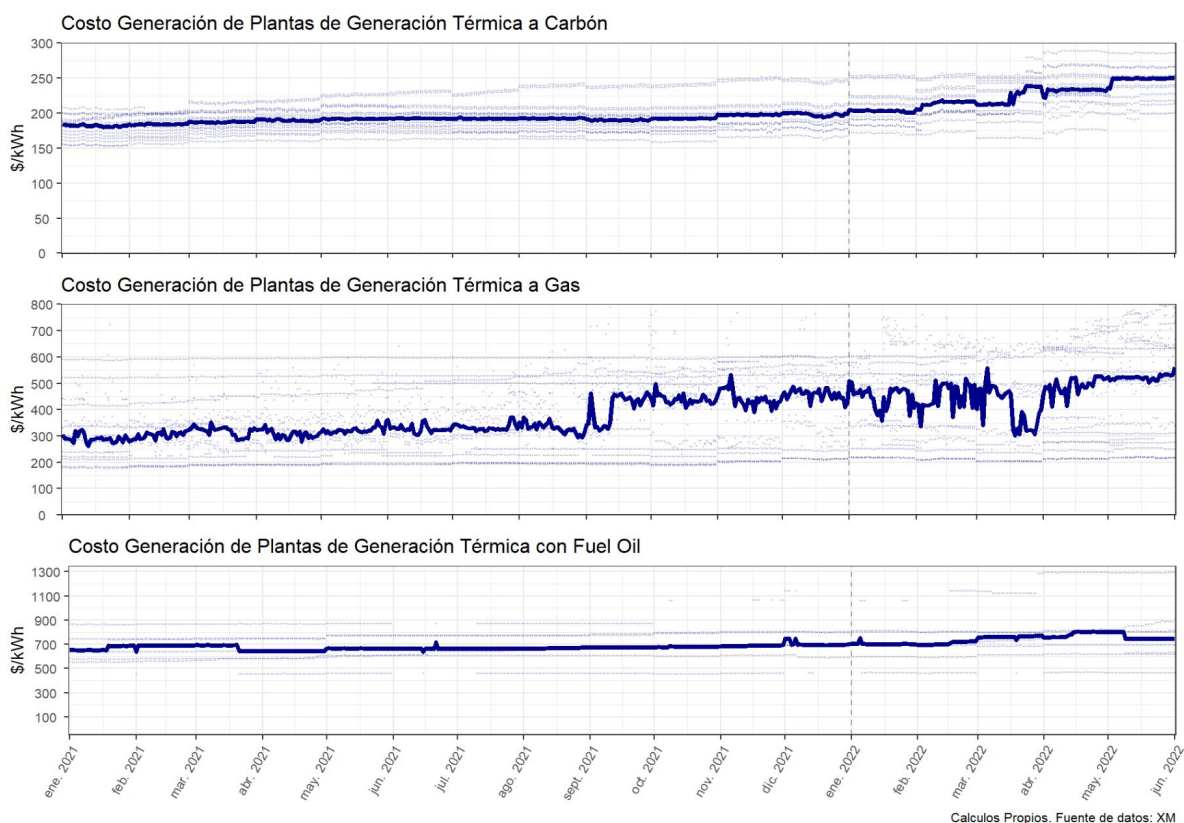
Siendo la primera parte de la expresión entre corchetes una representación del costo de generación: la suma entre los costos de suministro de combustibles, costos de transporte de los combustibles, costos de operación y mantenimiento, otros costos variables y los costos de arranque y parada. La Figura 5-6 presenta un cálculo de estos costos con información disponible en el portal Sinergox de XM¹⁶ (ver Figura 5-3 para el caso de los precios de oferta).

Para los tres tipos de combustibles se presentan tendencias similares a las observadas con los precios de oferta (Figura 5-3 de la sección anterior): los costos de generación medianos de las plantas a carbón incrementan aceleradamente desde enero 2022, las térmicas a gas incrementan a lo largo del periodo y presentan mayor dispersión, las térmicas de Fuel Oil presentan costos de generación más estables, con algunos incrementos importantes en algunas de ellas.

¹⁶ Los cálculos no incluyen los costos de arranque y parada, pues dependen de la cantidad de energía generada, distorsionando potencialmente la tendencia causada por los costos de los combustibles.



Figura 5-6 Costo de generación Carbón, Gas y Fuel Oil



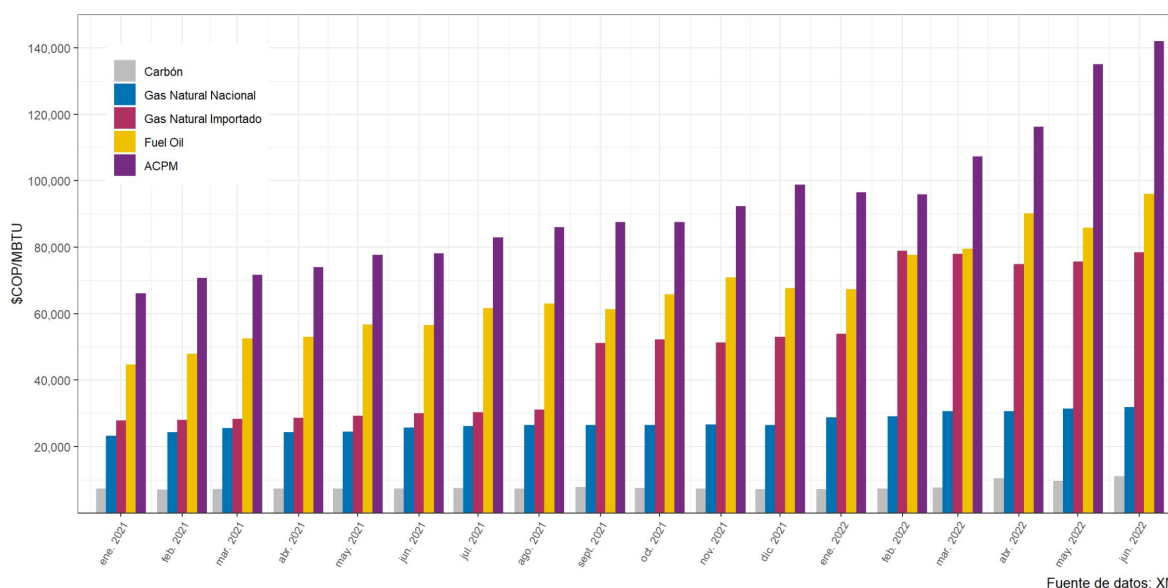
De esta manera es plausible el efecto potencial que tiene el incremento en los costos de suministro de los combustibles sobre los precios de la energía generada por seguridad en el MEM.

5.4. Relación con el precio de escasez

Finalmente, se analiza la relación entre el costo de los combustibles y el precio de escasez. Es importante resaltar que este precio actúa como techo del precio de bolsa, es decir, cuando las condiciones hidrológicas del sistema alcanzan condiciones críticas que aumentan el precio de bolsa el precio de escasez es un techo del valor que se traslada al consumidor final por la energía expuesta a bolsa (la que no tiene contrato de largo plazo).

La Figura 5-7 presenta la evolución del costo de referencia de los combustibles para el cálculo del precio marginal de escasez. Estos costos se diferencian de los costos de suministro presentados anteriormente en que están presentados en términos de pesos por MBTU en lugar de pesos por kWh (es decir, no están afectados por el factor de eficiencia de las plantas). También se incluye el ACPM, pues la gráfica presenta los combustibles que respaldan las Obligaciones de Energía en Firme – OEF así no se empleen durante la generación real.

Figura 5-7 Costo de referencia de los combustibles para el precio marginal de escasez



Al igual que antes, se puede observar una tendencia alcista en todos los combustibles, por ejemplo, dos saltos importantes en gas natural importado, el segundo de los cuales se observa en febrero 2022 y lo llevó inclusive a superar al Fuel Oil en ese mes.

Para el cálculo del precio de escasez bajo las actuales condiciones los costos de referencia del carbón y del gas natural nacional no suelen ser relevantes, ya que según la Resolución 140 de 2017 este precio corresponde al costo variable de la planta que acumule el 98,0% del total las Obligaciones de Energía Firme del sistema, ordenadas de menor a mayor. De hecho, durante los últimos 18 meses este precio solo ha sido fijado por térmicas de ACPM y Fuel Oil.

Aunque no ha habido fijaciones del precio de escasez por plantas respaldadas en GNI, el incremento del costo de este combustible hace cada vez más probable que esto suceda. Esto se puede evidenciar en la Figura 5-7, en particular durante el mes de febrero de 2022, cuando el costo de referencia del GNI fue superior al del Fuel Oil.

La Tabla 5-1 presenta el costo de referencia de los cinco combustibles en junio de 2022 y lo compara con los valores de enero del 2022, y enero y junio del 2021. Se observa que el GNI ha incrementado 45,3% desde enero del presente año, 160,8% comparado con su valor de hace un año, y 181.5% respecto a enero del 2021, lo que lo posiciona como el combustible de mayor incremento porcentual. El Fuel Oil y el ACPM, que han sido determinantes en la fijación del precio de escasez han tenido incrementos similares de más del doble respecto a su valor de hace 18 meses, y alrededor de un 45% mayor en lo corrido del año.

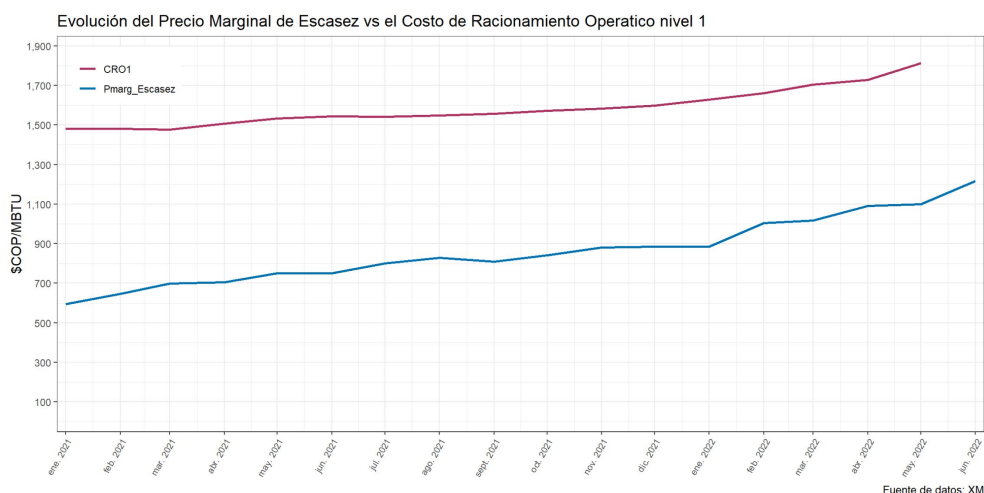
Tabla 5-1. Costos de referencia de combustibles

	Carbón	GNN	GNI	FOIL	ACPM
jun-22					
COP/MBTU	\$ 11.048	\$ 31.782	\$ 78.370	\$ 95.956	\$ 142.072
ene-22					
COP/MBTU	\$ 7.241	\$ 28.714	\$ 53.954	\$ 67.398	\$ 96.448
Variación	52,6%	10,7%	45,3%	42,4%	47,3%
jun-21					
COP/MBTU	\$ 7.265	\$ 25.665	\$ 30.046	\$ 56.589	\$ 78.200
Variación	52,1%	23,8%	160,8%	69,6%	81,7%
ene-21					
COP/MBTU	\$ 7.375	\$ 23.254	\$ 27.838	\$ 44.642	\$ 66.147
Variación	49,8%	36,7%	181,5%	114,9%	114,8%

La Figura 5-8 presenta la evolución del precio de escasez, el cual se ubica en \$1.217,8 en junio del presente año, siendo más del doble del precio que se tenía en enero del 2021. Esto es muy relevante toda vez que un precio de escasez de esa magnitud no ayuda a contener el precio de oferta de las plantas hídras del SIN, pues en periodos de verano que no llegan a la activación de la condición crítica pueden subir sus ofertas por encima de las de plantas a gas y que se acercan al precio de escasez sin superarlo (tal como se puede observar en boletines pasados, ejemplo, en el capítulo especial de energía del boletín diciembre 2021 – febrero 2022).

Para finalizar, la misma gráfica presenta la serie temporal del Costo de Racionamiento Operativo (nivel 1) – CRO1, este costo es un valor expresado en pesos por kilovatio hora, que representa lo que marginalmente costaría racionar un usuario del sistema interconectado nacional (SIN). Como se puede observar el precio de escasez está acortando su distancia con este costo de racionamiento.

Figura 5-8 Evolución precio marginal de escasez vs costo de racionamiento





5.5. Consideraciones finales

En este capítulo se presentó un análisis sobre el impacto del costo de los combustibles respecto al costo de generación de la energía en el Mercado de Energía Mayorista en lo relativo a su operación de corto plazo, es decir, sobre la energía que no está contratada y se encuentra por tanto expuesta a las fluctuaciones del precio de bolsa.

Sin embargo, el precio de los combustibles también afecta al mercado de contratos (mercado de largo plazo) pues esta información es incorporada en las expectativas de los agentes sobre el desempeño futuro del mercado, siendo por tanto relevante para la negociación del precio de los contratos. Por lo tanto, se prevé que si los agentes mantienen expectativas de precios altos de suministro de los combustibles esto redunde también en alzas en el precio de los contratos (la energía no expuesta a bolsa), configurándose en un riesgo de precios altos para atención de la demanda no solo a corto sino también a mediano plazo.



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



www.superservicios.gov.co
Carrera 18 No. 84 - 35
Bogotá D.C., Colombia
(+57) 601- 691-3006