



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación

Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

UMMEG
Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



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

MARZO – MAYO 2020

**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

Camilo Táutica Mancera – **Coordinador**

Equipo electricidad:

Luis Alejandro Galvis Peñuela
Mauricio Andrés Palma Orozco
Miguel Andrés Velásquez Motta

Equipo tecnologías de información:

Jorge Andrés Vanegas Ramírez
Jorge Emiro López Amaya
Manuel Felipe Restrepo Londoño

Equipo gas natural:

Laura Eva Barragán Torres
Omar Enrique Tovar de la Cruz

Apoyo jurídico:

Yolanda Rodríguez Guerrero

FECHA DE PUBLICACIÓN: julio 2020



Contenido

Lista de figuras	4
Lista de tablas.....	6
1. Resumen ejecutivo	7
2. Seguimiento a variables de mercado.....	9
2.1. Mercado de energía eléctrica.....	9
2.1.1. Oferta - Generación por combustible	9
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses	11
2.1.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica.....	12
2.1.4. Demanda.....	18
2.1.5. Precios.....	20
2.1.6. Restricciones	24
2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado.....	25
2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado.....	26
2.2. Mercado de gas natural	27
2.2.1. Producción.....	27
2.2.2. Importaciones.....	32
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural	33
2.2.4. Demanda.....	36
2.2.5. Precios.....	41
3. Análisis de indicadores	43
3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica	43
3.1.1. Índices de concentración HHI.....	43
3.1.2. Análisis del comportamiento de las ofertas de los agentes generadores	52
3.1.3. Agentes pivotaes	55
3.1.4. Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme	60
3.2. Indicadores mercado de gas natural	62
3.2.1. Índices de precios nacional vs importado.....	62
3.2.2. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico	64
3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor	65
3.2.4. Curva de oferta agregada de contratos.....	65
4. Conclusiones	66



Lista de figuras

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso en el periodo de análisis.	10
Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles en el periodo de análisis.....	10
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis.....	11
Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.	12
Figura 5. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.	13
Figura 6. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.....	14
Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas en el periodo de análisis....	15
Figura 8. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión.	17
Figura 9. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.	17
Figura 10. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.....	18
Figura 11. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	18
Figura 12. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME.	19
Figura 13. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y crecimiento con respecto al 2019, y demanda no atendida promedio mensual por región.....	20
Figura 14. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis.....	21
Figura 15. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses en el periodo de análisis.....	21
Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y aportes de energía diarios en el periodo de análisis. .	22
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.....	23
Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación en el periodo de análisis.	23
Figura 19. Comportamiento del precio de bolsa promedio diario, promedio mensual, MC y el precio promedio de contratos para usuarios no regulados en el periodo de análisis.....	24
Figura 20. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en el periodo de análisis.	25
Figura 21. Generación fuera de mérito y precio promedio de bolsa en el periodo de análisis.	25
Figura 22. Producción total de gas por campo en el periodo de análisis.	28
Figura 23. Comparación de la producción durante los días santos para los tres últimos años.....	28
Figura 24. Comparación de la producción de Cusiana frente a su mínimo operativo.	29
Figura 25. Comparación de la producción de Cupiagua frente a su mínimo operativo.....	29
Figura 26. Comparación de la producción de Guajira frente a su mínimo operativo.....	30
Figura 27. Comparación de la producción de campo del Sur Costa frente a su mínimo operativo.....	30
Figura 28. Comparación de la producción de Bonga y Mamey frente a su mínimo operativo.	31
Figura 29. Comparación de la producción de La Creciente frente a su mínimo operativo.....	31
Figura 30. Comparación de la producción de Gibraltar frente a su mínimo operativo.	32
Figura 31. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	32
Figura 32. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	33
Figura 33. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.	34
Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.	34



Figura 35. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.	35
Figura 36. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.	35
Figura 37. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.	35
Figura 38. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.	36
Figura 39. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	36
Figura 40. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.	37
Figura 41. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.	37
Figura 42. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.	38
Figura 43. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.	38
Figura 44. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.	39
Figura 45. Demanda diaria de gas sector regulado en el periodo de análisis.	39
Figura 46. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.	40
Figura 47. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.	40
Figura 48. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.	41
Figura 49. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.	42
Figura 50. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.	42
Figura 51. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.	43
Figura 52. Evolución del HHI para mercados de generación en el periodo de análisis.	44
Figura 53. Participación de los agentes en la generación real en el periodo de análisis.	45
Figura 54. Evolución de la participación mensual por agente en la fijación de precios en el periodo de análisis.	45
Figura 55. Evolución de la fijación de precio de bolsa por planta en el periodo de análisis.	46
Figura 56. Número de veces que cada planta fija el precio bolsa en el periodo de análisis.	47
Figura 57. Número de veces que cada agente fija el precio bolsa en el periodo de análisis.	47
Figura 58. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA en el periodo de análisis.	48
Figura 59. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM en el periodo de análisis.	49
Figura 60. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN en el periodo de análisis.	49
Figura 61. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CELSIA en el periodo de análisis.	50
Figura 62. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 1.	53
Figura 63. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 2.	54
Figura 64. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 3.	55
Figura 65. Comportamiento del IOR mínimo por agente en el periodo de análisis.	56
Figura 66. IOR del 26 de mayo de 2020 por agente.	57
Figura 68. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.	63
Figura 69. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.	64
Figura 70. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.	64
Figura 71. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.	65
Figura 72. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.	66



Lista de tablas

Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.....	10
Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados para plantas con valores más altos en el periodo de análisis.....	13
Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas para plantas hidroeléctricas con valores más altos en el periodo de análisis.	14
Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para plantas térmicas con los valores más altos en el periodo de análisis.	16
Tabla 5. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis.....	26
Tabla 6. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.	26
Tabla 7. Evolución mensual de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.	27
Tabla 8. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.	27
Tabla 9. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.....	33
Tabla 10. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.	40
Tabla 11. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.	41
Tabla 12. Estadísticas descriptivas ofertas de precio EMGESA en el periodo de análisis (\$/kWh).....	50
Tabla 13. Estadísticas descriptivas ofertas de precio EPM en el periodo de análisis (\$/kWh).	51
Tabla 14. Estadísticas descriptivas ofertas de precio ISAGEN en el periodo de análisis (\$/kWh).....	51
Tabla 15. Estadísticas descriptivas ofertas de precio CELSIA en el periodo de análisis (\$/kWh).	51
Tabla 16. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 1.....	52
Tabla 17. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 2.....	53
Tabla 18. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 3.....	54
Tabla 19. Detalle del IOR mínimo para los agentes con $IOR \leq 1$ en el periodo de análisis.....	56
Tabla 20. Comparación de curvas de oferta agregada para agentes pivotaes en el periodo de análisis.	57
Tabla 21. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.....	61
Tabla 22. Indicadores ICOEF e ICOEF ^{AS} de plantas térmicas en el periodo de análisis.	61



1. Resumen ejecutivo

Este boletín presenta el seguimiento a las principales variables de los mercados de energía y de gas natural (oferta, demanda, precios, infraestructura, contratación, y otras variables relevantes) durante el periodo comprendido entre el 1° de marzo y el 31 de mayo de 2020, así como la descripción y análisis de algunos de los hechos más relevantes relacionados con dichos mercados.

Con base en el seguimiento, se construyeron indicadores de desempeño para cada mercado y se analizó su comportamiento durante el mismo periodo. En el mercado de energía eléctrica se presentan los siguientes indicadores: i) índices de concentración HHI relacionados con la generación; ii) indicadores de ofertas de precio y disponibilidad de los generadores; iii) indicador de disponibilidad vs. OEF de las plantas de generación; y iv) indicadores de agentes pivotaes. Respecto al sector de gas natural se presentan los siguientes indicadores: i) índices de precios (nacional versus importado y para sectores térmico y no térmico); ii) participación en la contratación del mercado primario por productor; y iii) curva agregada de oferta de contratos. Finalmente se presentan algunas conclusiones para el periodo de análisis.

Como hecho principal de este trimestre, ambos mercados se vieron afectados por las medidas de aislamiento preventivo obligatorio (APO) decretadas por el Gobierno a final de marzo, como parte de las medidas para enfrentar la pandemia del Covid-19, así como por las medidas de reactivación gradual de la economía que se han venido implementando.

En cuanto al seguimiento de variables del mercado eléctrico, sobresale que la demanda de energía eléctrica presentó una reducción superior al 10% con respecto al escenario bajo de las proyecciones de la UPME entre marzo y abril, con una reacción al alza a finales del mes mayo. Esto generó un exceso de oferta que generó mayor competencia en el mercado y forzó los precios a la baja desde finales de marzo y la mayor parte de abril, con niveles entre 200 y 300 \$/kWh; se presentó un repunte de los precios de bolsa en mayo, explicado en parte por la reacción de la demanda y por los bajos niveles de embalse y aportes. La generación con recursos fósiles, especialmente gas natural nacional e importado, disminuyó en comparación con el trimestre anterior, por las mismas razones explicadas.

Los aportes hídricos estuvieron por debajo de la media histórica en la mayor parte del periodo de análisis, mientras que el nivel de embalse agregado se mantuvo por debajo del 40%, con una señal de mejora a final de mayo.

El SICEP sigue mostrando poco dinamismo en el mercado de contratos, con 5 convocatorias adjudicadas en el trimestre, principalmente para contratos tipo pague lo contratado.

Continúa habiendo activos específicos de transmisión y subtransmisión que presentan altos tiempos de indisponibilidad y que generan demandas no atendidas, sobre todo en la costa Caribe. Así mismo, se observó que las estadísticas de duración y frecuencia de indisponibilidades en las plantas térmicas fueron menores respecto a las de las plantas hidroeléctricas. En estas últimas, la principal causa de indisponibilidad tiene que ver con la disponibilidad del recurso para las plantas filo de agua o con embalse de baja regulación.

El costo de las restricciones se mantuvo cerca de 5 \$/kWh durante buena parte del periodo, sin embargo, alcanzó picos de 15 y 20 \$/kWh cuando los precios de bolsa estuvieron en sus valores mínimos en el mes de abril.

En lo que tiene que ver con el mercado mayorista de gas natural, la producción disminuyó significativamente con respecto al trimestre anterior (cerca del 13%), en respuesta a un menor consumo, principalmente en los sectores industria, refinería y gas vehicular. Durante la Semana Santa se presentó la mayor reducción en la



producción de los últimos años; todo esto llevó a que algunos campos de producción operaran muy cerca, o incluso por debajo, de sus niveles mínimos operativos, situación que se revirtió parcialmente con la reactivación del consumo de algunos sectores, como la generación térmica a gas.

Dada la situación descrita anteriormente, se liberaron cantidades importantes de gas que se renegociaron y se pusieron en el mercado a precios muy competitivos, incluso menores que 3 USD/MBTU. Sin embargo, el comportamiento de los precios se mantuvo muy similar comparado con el trimestre anterior.

Los sectores de consumo que más dinamizaron el mercado fueron la generación térmica a gas y la industria, que reaccionaron luego de las medidas de reactivación establecidas por el Gobierno, y el sector regulado, que no presentó disminución significativa de su consumo por cuenta del APO.

El uso de la infraestructura de transporte tuvo un comportamiento similar al de la producción y la demanda, disminuyendo su utilización desde finales de marzo y abril, para aumentar gradualmente y llegar a finales de mayo a niveles de uso normales.

En cuanto a los indicadores de mercado eléctrico, muestran que hay niveles moderados y altos de concentración en el mercado de generación, en donde resulta de especial preocupación la participación de los agentes en la fijación de precios en el mercado de corto plazo y los comportamientos que se siguen manteniendo en las ofertas de precio utilizadas en sus portafolios.

Se estudiaron en detalle los indicadores de agentes pivotaes, y se utilizó el índice de oferta residual (IOR). Al considerar el comportamiento individual de los agentes (IOR pivotal), los resultados del análisis muestran que los márgenes de competitividad son mínimos, y ante cualquier evento o perturbación del sistema existen agentes que se convierten en pivotaes y que podrían ejercer indebidamente poder de mercado. Se mostró que hay agentes que fijan el precio de bolsa cuando son pivotaes, y cuyas ofertas presentan comportamientos inusuales en esos momentos, comparadas con las ofertas en el resto del tiempo.

En lo referente al indicador de disponibilidad real y OEF, las plantas filo de agua o con baja regulación son las que presentan los mayores valores, explicado en parte por el recurso primario disponible; mientras que en las plantas térmicas se observan valores altos relacionados con fallas operativas o mantenimientos, así como un mayor uso de los mecanismos de respaldo; vale la pena anotar que esto no significa un incumplimiento de sus obligaciones, sino que da señales de alerta para que dichos agentes realicen las gestiones necesarias para que sus activos están disponibles y para utilizar los mecanismos de anillos de seguridad del cargo por confiabilidad en caso de que se materialice una situación de escasez.

Los indicadores del mercado de gas muestran que, a pesar de que se mantienen algunas diferencias en los precios para los térmicos en el interior y la Costa (entre 1 y 3 USD/MBTU más para los térmicos de la Costa), estas han disminuido, y se observa que en la mayoría de campos el gas para generación térmica es más barato que para los otros sectores. El gas importado sigue siendo muy competitivo con respecto al gas nacional, situándose en precios promedio cercanos a 4 USD/MBTU, mientras que el gas nacional puede llegar a ser 1,6 veces más costoso.

En cuanto a los indicadores de participación de los productores en la contratación del mercado primario, se presentaron cambios debido a la adquisición por parte de Hocol de la participación de Chevron en Guajira, lo que dejó a Ecopetrol, Canacol, Hocol y Geoproduction con las mayores participaciones.

La curva agregada de contratos muestra que ya no se cuenta con contratos de precios por encima de 7,5 USD/MBTU, tanto para contratos firmes como interrumpibles, y que la mayor cantidad de oferta nacional contratada está en el rango entre 3 y 5 USD/MBTU.



2. Seguimiento a variables de mercado

En esta sección se presenta el seguimiento a las principales variables de los mercados de energía eléctrica y gas natural para el periodo comprendido entre el 1° de marzo y el 31 de mayo de 2020, y una descripción de los principales hitos observados en cada uno de ellos.

Para ambos mercados se hace una revisión, entre otras, de la oferta, la demanda, los precios, y variables como la disponibilidad de recursos e infraestructura, que son la base para el ejercicio de elaboración y análisis de indicadores que se presenta más adelante.

Las principales fuentes de información son el operador del mercado eléctrico, XM S.A. E.S.P., y el gestor del mercado de gas natural, la Bolsa Mercantil de Colombia, así como los mismos agentes de los mercados, que en algunos casos han suministrado información directamente a la UMMEG.

Es importante aclarar que esta sección es principalmente informativa, y que buena parte de la información que se presenta se puede encontrar en otros informes sectoriales.

2.1. Mercado de energía eléctrica

En esta sección se revisan las principales variables del mercado de energía eléctrica, con información tomada principalmente del operador del mercado, XM S.A. E.S.P., y que sirve como base para la elaboración de los indicadores del mercado.

Las principales variables que se analizan son: oferta (generación por tipo de combustible y niveles de embalse), eventos de indisponibilidad en la infraestructura de generación y transmisión, comportamiento de la demanda, precios, restricciones y estadísticas del mercado de contratos.

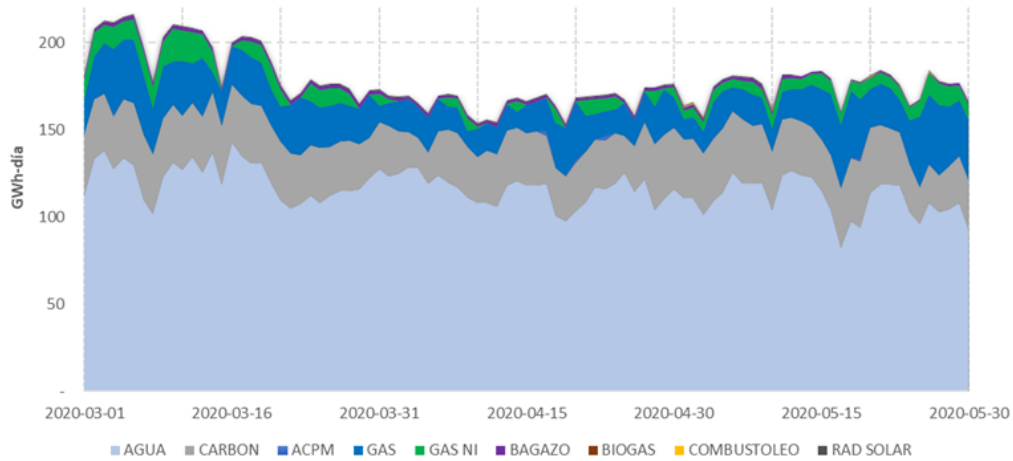
2.1.1. Oferta - Generación por combustible

En la Figura 1 se muestra el comportamiento de la generación total diaria por tipo de recurso para el periodo de análisis. La participación porcentual de cada uno de los recursos se muestra en la Tabla 1. Con el recurso hídrico se generó el 65,2% de la energía en el periodo, mientras que los recursos fósiles participaron con el 33,56%, y los recursos renovables no convencionales aportaron el restante 1,24%. Se presentó una reducción cercana al 10% en la generación total del periodo de análisis con respecto al trimestre anterior.

En la Figura 2 se muestra en detalle la participación de los recursos fósiles en la generación durante el periodo de análisis, se observa una reducción en la generación con gas natural nacional e importado principalmente desde finales de marzo y hasta principios de mayo, correspondiente con la reducción de demanda por el inicio del aislamiento preventivo obligatorio (APO) y con las medidas de reactivación económica gradual en el mes de mayo, mientras que el carbón tuvo una participación relativamente estable, con una leve disminución al final del periodo. Se observa que a final de marzo la generación térmica disminuye, alcanzando valores por debajo de 40 GWh-día, y durante el mes de mayo se incrementa a valores por encima de los 70GWh-día, con una mayor participación del gas natural (importado y nacional).



Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso en el periodo de análisis.



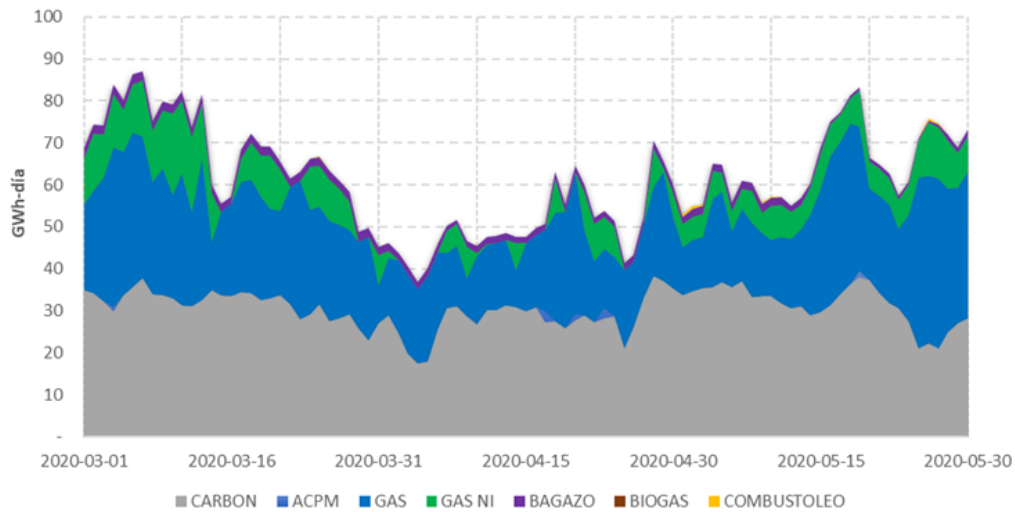
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.

Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)
Agua	10.557,53	65,20
Carbón	2.775,58	17,14
Gas natural	2.062,18	12,73
Gas natural importado	587,26	3,63
Bagazo	153,72	0,95
Solar	45,48	0,28
Combustóleo	2,77	0,02
Viento	0	0
ACPM	8,60	0,05
Biogás	0,13	0,00
Total	16.193,25	100

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

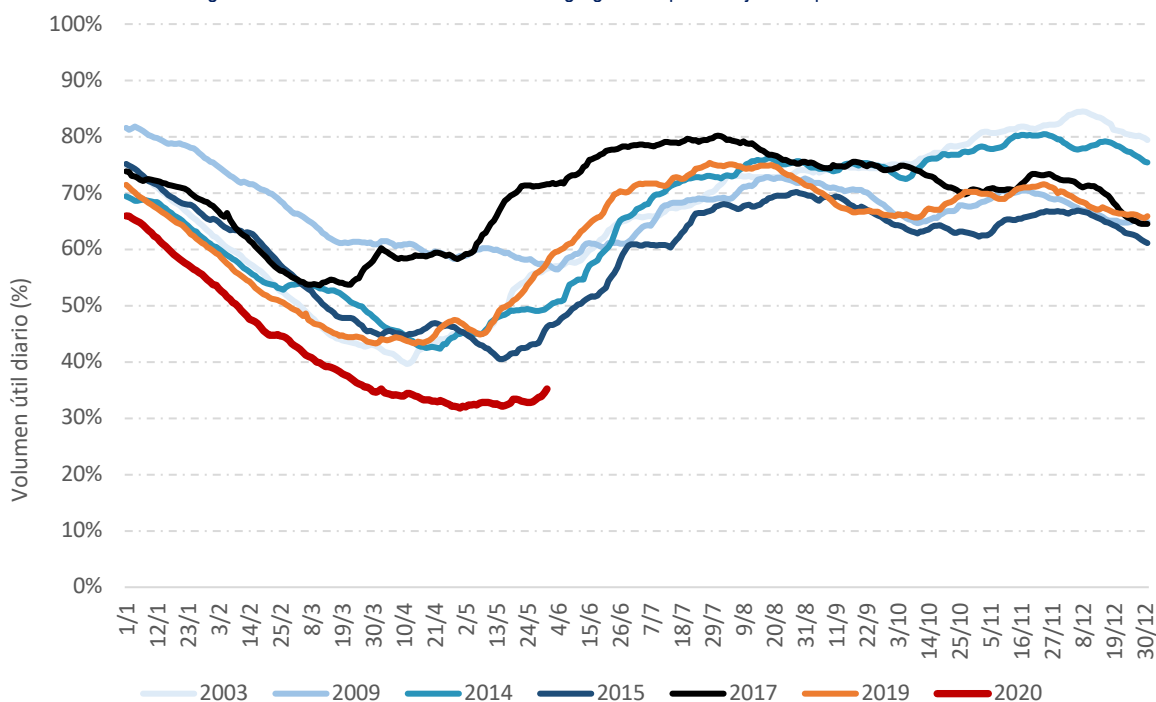


2.1.2. Oferta - Nivel de embalses

La Figura 3 y la Figura 4 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del volumen útil diario¹, tanto en porcentaje como en energía, respectivamente; los datos se muestran de manera diaria para el periodo de análisis y se comparan contra el comportamiento de la misma variable en otros años de referencia relevantes (2003, 2009, 2014, 2015, 2017 y 2019).

En la Figura 3, el porcentaje corresponde a la relación entre el volumen útil diario y la capacidad útil del embalse. Para el periodo analizado, el nivel de embalse se ha mantenido por debajo del nivel de los demás años de referencia, con valores cercanos al 35% y un mínimo de 32%; desde el inicio del año 2020, el embalse agregado empezó con un volumen de embalse inferior a los demás años de comparación, y mantuvo un comportamiento decreciente hasta el final del periodo analizado. Este comportamiento se ha dado principalmente por los bajos aportes hídricos que se han presentado en todo el país. Respecto al nivel de embalse en energía (Figura 4), el comportamiento es muy similar al descrito anteriormente, aunque su distancia respecto a los años anteriores es menor. Lo anterior ocurre porque la capacidad de embalse del 2020 es superior respecto a los demás años, y con un porcentaje de ocupación agregado menor, se puede obtener una mayor cantidad de energía. Finalmente, en ambas figuras se observa que para la última semana de mayo se empezó a presentar un comportamiento creciente en las variables de nivel de embalse.

Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis.

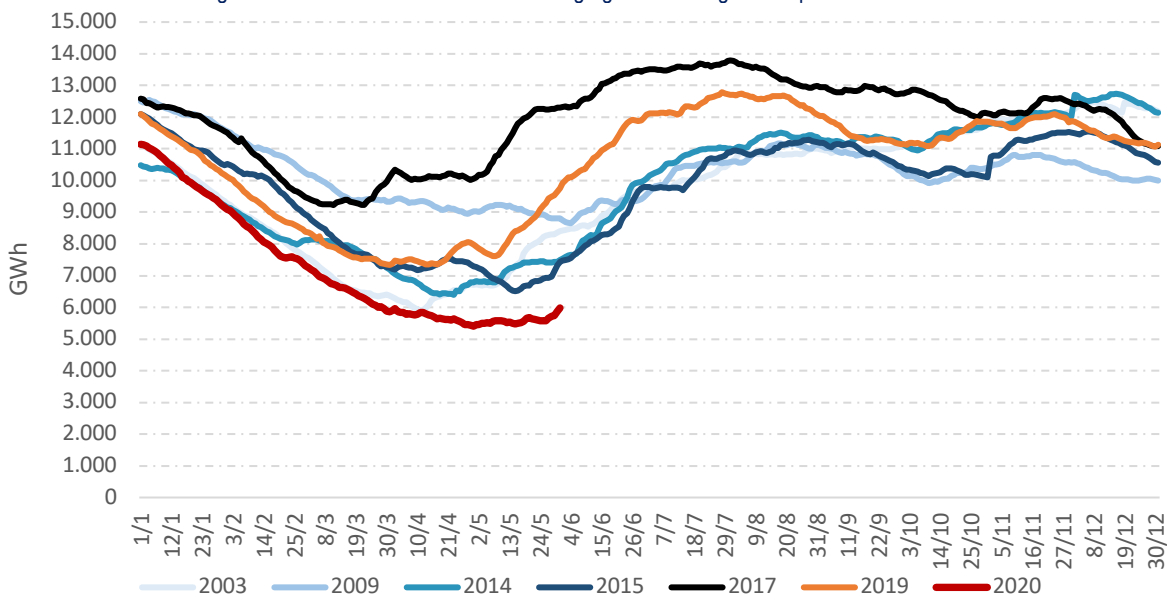


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

¹ Volumen útil diario: Volumen almacenado en el embalse por encima del Nivel Mínimo Técnico.



Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

En esta sección se consideran los eventos de indisponibilidad que se presentan en las plantas de generación y en la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional – SIN, para el periodo de análisis, mostrando para cada uno la duración y frecuencia de los eventos, así como los activos que presentaron los mayores valores para dichas variables.

2.1.3.1. Indisponibilidad de plantas de generación

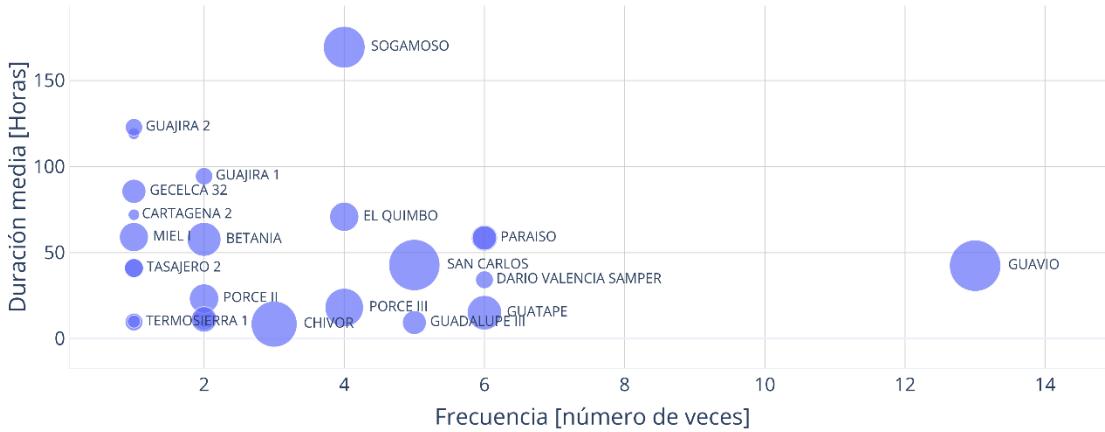
La Figura 5 muestra la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación para el periodo de análisis, asociados únicamente a mantenimientos programados². Se muestran las plantas de generación que presentaron los valores más altos en ambos ítems. Además, el diámetro de la circunferencia representa la capacidad relativa de cada planta. Se debe anotar que las estadísticas presentadas se pueden ver afectadas, por ejemplo, por eventos como mantenimientos programados de larga duración, no obstante que dichos mantenimientos son necesarios para disminuir las tasas de fallas y garantizar la operación segura del sistema.

Así mismo, la Tabla 2 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas del sistema que iniciaron mantenimientos en el periodo analizado. Se resalta que la planta que ha tenido una mayor cantidad de mantenimientos es Guavio, con una frecuencia de 13 mantenimientos y una duración media de 42,39 horas. Por otro lado, Sogamoso presentó 4 mantenimientos con una duración media de 169,35 horas. Aunque no se muestra en estas gráficas, se resalta que el mantenimiento de las unidades 5, 6, 7, y 8 de Chivor aún se encontraba en ejecución en el periodo de análisis, mantenimiento que se inició en diciembre de 2019.

² 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 5. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados para plantas con valores más altos en el periodo de análisis.

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
AMOYA LA ESPERANZA	9,98	1
BETANIA	57,69	2
CARTAGENA 2	72,00	1
CHIVOR	8,44	3
DARIO VALENCIA SAMPER	34,23	6
EL QUIMBO	70,84	4
GECELCA 32	85,62	1
GUADALUPE III	9,35	5
GUADALUPE IV	11,54	2
GUAJIRA 1	94,37	2
GUAJIRA 2	122,85	1
GUATAPE	15,10	6
GUAVIO	42,39	13
LA GUACA	58,51	6
LA TASAJERA	11,19	2
MIEL I	59,02	1
PARAISO	58,56	6
PORCE II	23,27	2
PORCE III	18,08	4
SAN CARLOS	42,80	5
SOGAMOSO	169,35	4
TASAJERO 2	41,05	1
TERMOSIERRA 1	9,67	1
TERMOSIERRA 3	40,85	1
TRONERAS	9,00	2
ZIPAEMG 4	119,08	1

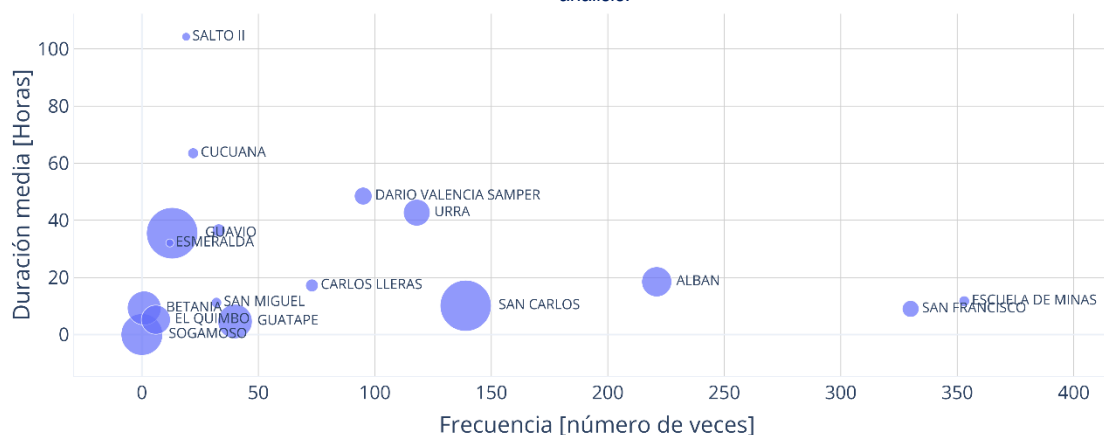
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



La Figura 6 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas hidroeléctricas para el periodo de análisis. Se observa que la planta que presenta la mayor cantidad de indisponibilidades es Escuela de Minas, seguida por San Francisco, Alban y San Carlos, esta última con un tamaño significativo para el sistema, con valores entre 139 y 353 indisponibilidades en el periodo de análisis; mientras que la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Salto II (104 horas), seguida por Cucuana (63,5 horas). La mayoría de las plantas se encuentran en la esquina inferior izquierda de la gráfica, con valores de duración media de indisponibilidades inferiores a 200 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 50 veces.

La Tabla 3 muestra los datos de duración media y frecuencia para las 17 plantas hidroeléctricas del sistema que presentaron los mayores valores en ambos ítems.

Figura 6. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas para plantas hidroeléctricas con valores más altos en el periodo de análisis.

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
ALBAN	20,7	189
AMOYA LA ESPERANZA	83,1	12
CARLOS LLERAS	18,3	35
CHIVOR	861,7	7
CUCUANA	58,5	28
DARIO VALENCIA SAMPER	45,3	83
EL QUIMBO	3,9	20
ESCUELA DE MINAS	18,5	121
GUATAPE	3,9	52
GUAVIO	75,4	10
LA TASAJERA	46,2	10
SALTO II	120,6	14



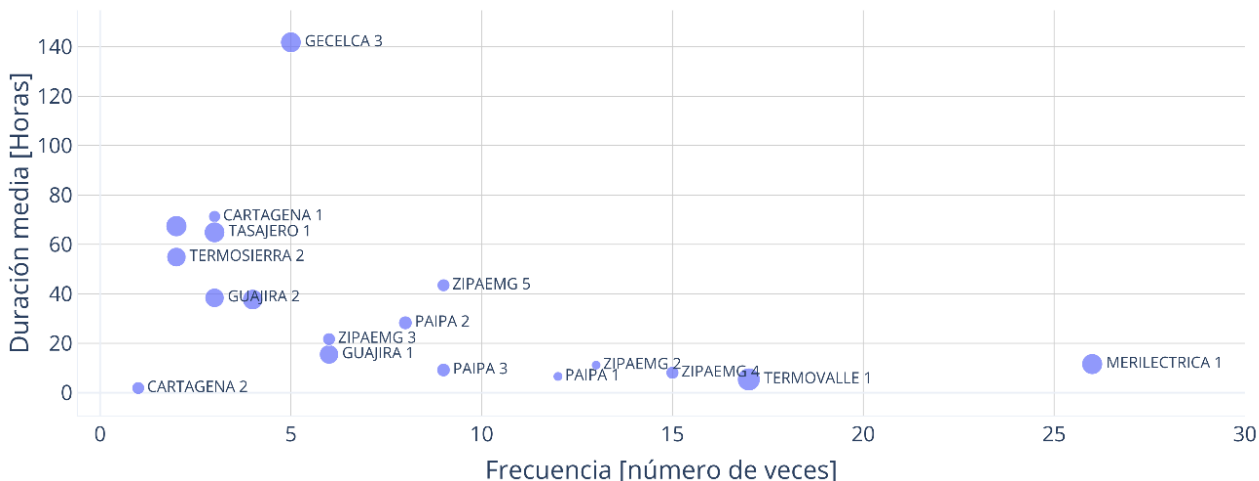
Nombre	Duración (h)	Frecuencia
SALVAJINA	440,3	2
SAN CARLOS	9,3	125
SAN FRANCISCO	11,0	258
SOGAMOSO	56,9	4
URRA	50,8	132

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la Figura 7 presenta las estadísticas de duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas térmicas para el periodo de análisis. En contraste con las estadísticas de las plantas hidroeléctricas, se aprecia que las plantas térmicas tienen, en general, una menor frecuencia de indisponibilidad (la mayoría de plantas se ubican en valores inferiores a 20 veces, siendo las unidades de Termovalle 1, Zipaemg 2, y Zipaemg 4 las que presentan los mayores valores), y una duración media de las indisponibilidades por debajo de las 80 horas, siendo la planta Gecelca 3 la que presentó la mayor duración media por evento de indisponibilidad con 141,8 horas.

A pesar de que la planta Merilectrica 1 presenta un alto índice de frecuencia de indisponibilidad, este comportamiento está relacionado con la existencia de dos fuentes de suministro de combustible, uno principal y otro de respaldo, según la Resolución CREG 081 de 2014; así, las indisponibilidades mostradas para esta planta en esta figura se relacionan únicamente con su combustible principal, teniendo en cuenta que de esa forma son registradas por XM.

Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 4 muestra los datos de duración media y frecuencia para las 18 plantas térmicas del sistema que presentaron los mayores valores en ambos ítems.



Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para plantas térmicas con los valores más altos en el periodo de análisis.

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
MERILECTRICA 1	11,6	26
TERMOVALLE 1	5,4	17
ZIPAEMG 4	8,1	15
ZIPAEMG 2	11,2	13
PAIPA 1	6,6	12
ZIPAEMG 5	43,5	9
PAIPA 3	9,2	9
GUAJIRA 1	15,5	6
PAIPA 2	28,3	8
ZIPAEMG 3	21,7	6
GECELCA 3	141,8	5
CARTAGENA 1	71,3	3
TASAJERO 1	64,9	3
GUAJIRA 2	38,4	3
TASAJERO 2	67,4	2
TERMO SIERRA 2	54,9	2
PAIPA 4	37,7	4
CARTAGENA 2	1,9	1

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.3.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

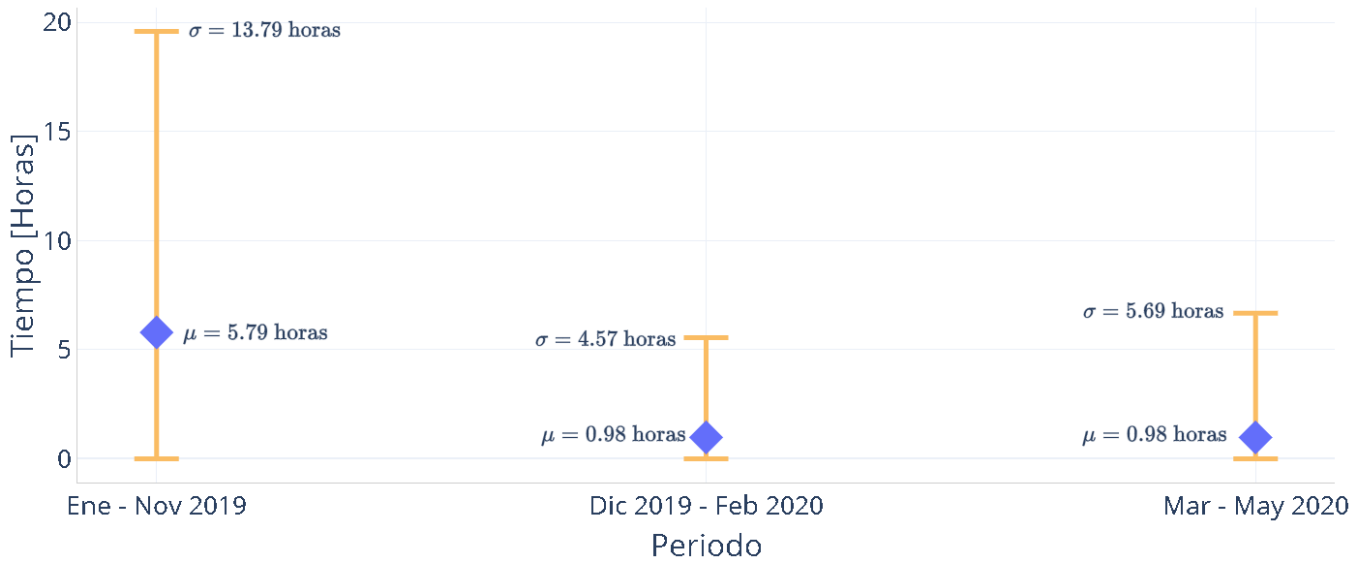
La Figura 8 y la Figura 9 muestran la media y la desviación estándar de las horas de indisponibilidad y las horas compensadas, respectivamente, comparando el periodo de análisis versus las estadísticas del año y el trimestre anteriores. Para el periodo marzo-mayo de 2020 la media y desviación estándar son 0,98 horas y 5,69 horas, respectivamente; esto quiere decir que cerca del 68% de los activos de transmisión tienen una indisponibilidad menor a 6,67 horas al año (media + una desviación estándar). Así mismo, en promedio se compensaron 0,46 horas por activo en el periodo de análisis, con una desviación estándar de 4,49 horas (Figura 9). Las estadísticas del periodo de análisis son ligeramente mayores que las del trimestre anterior, y significativamente menores comparadas con las del año anterior.

La Figura 10 y la Figura 11 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 10 muestra la densidad de probabilidad y la probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión al año. La densidad de probabilidad muestra que cerca del 90% de los activos tienen una indisponibilidad entre 0 y 1 horas, el 10% restante entre 1 y 10 horas. En cuanto a probabilidad acumulada, se observa que 99% de los activos no superan las 10 horas de indisponibilidad.

No obstante lo anterior, hay algunos activos que tienen una cantidad importante de horas de indisponibilidad, como se muestran en la Figura 11. Se aprecia que el activo con más horas de indisponibilidad corresponde a TEBSA CAMPO 8700 a nivel de 220kV con 126,76 HID y 119,83 HC durante el periodo de análisis. Cabe resaltar que la gran mayoría de los activos de transmisión que experimentan altas indisponibilidades se encuentran en el área de la Costa y Antioquia.

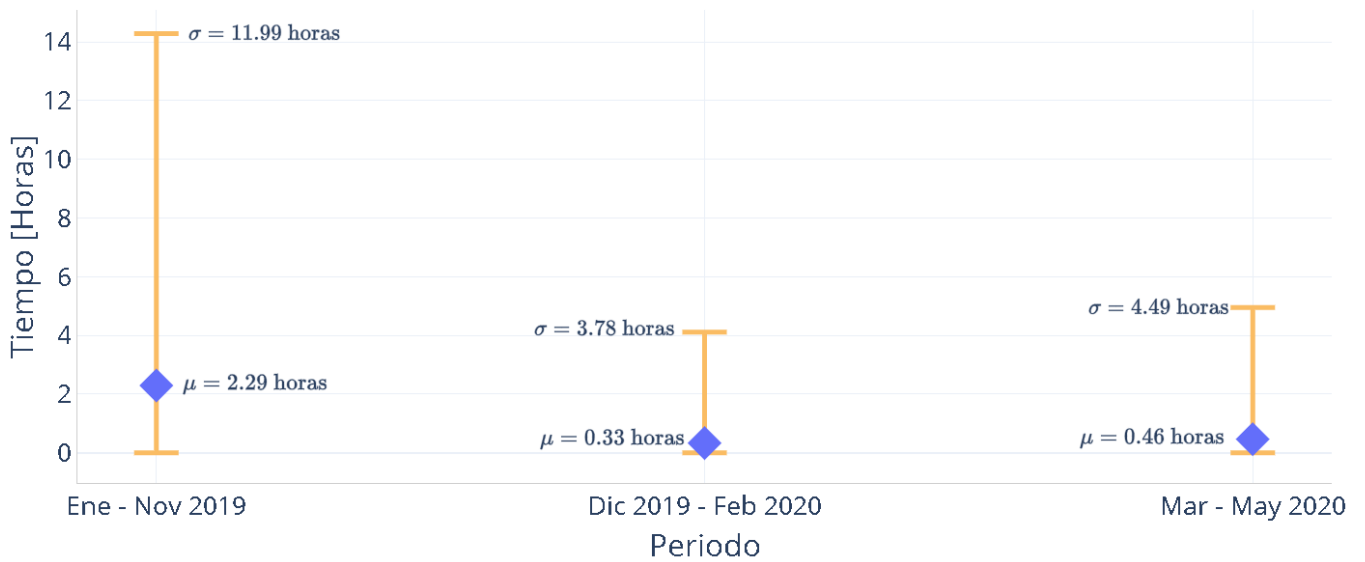


Figura 8. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

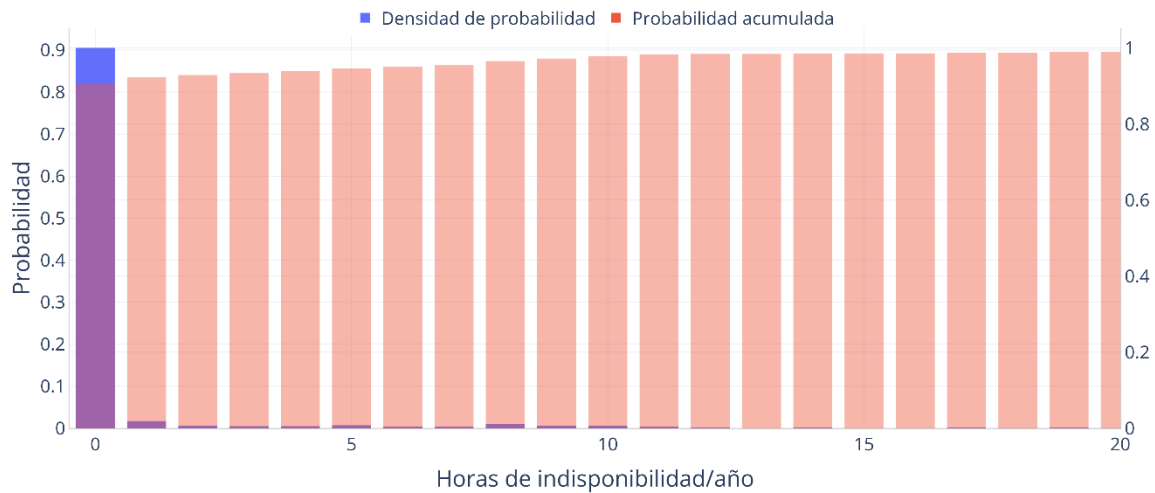
Figura 9. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

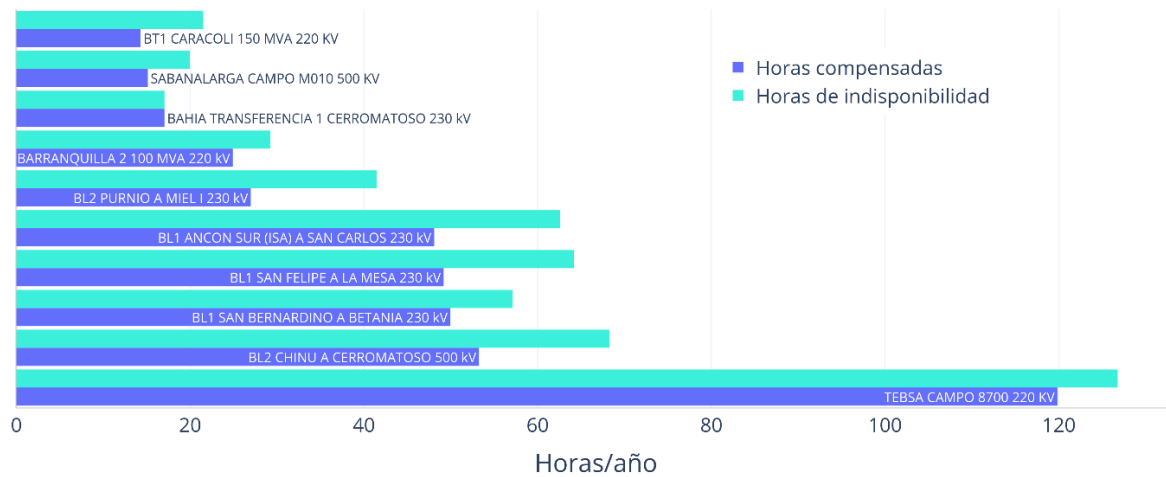


Figura 10. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 11. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.



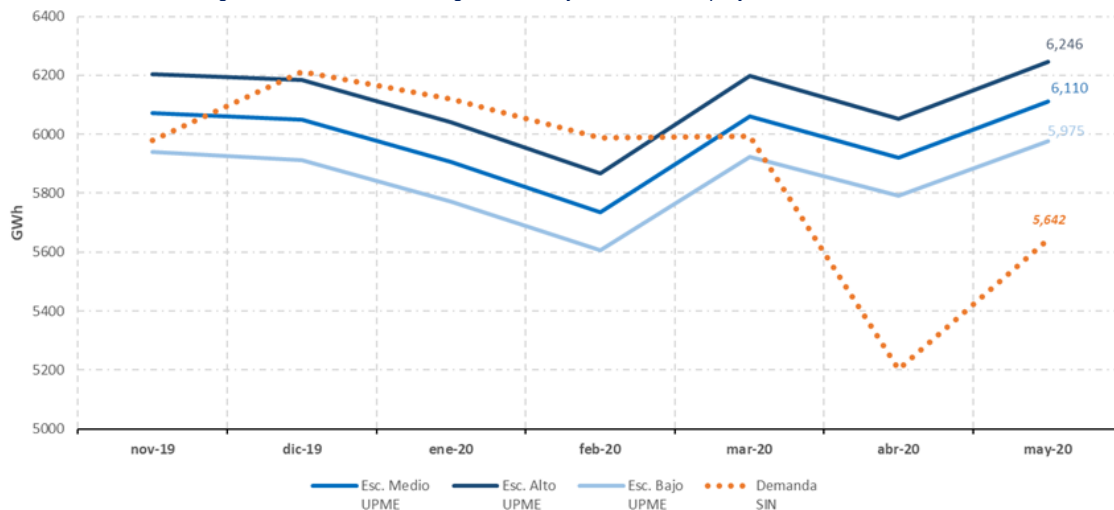
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.4. Demanda

En la Figura 12 se muestra la evolución de la demanda agregada mensual para el periodo de análisis (línea punteada naranja), comparándola con los escenarios de proyección de demanda de la UPME (líneas azules). Se observa la reducción de la demanda producto de las medidas de aislamiento preventivo obligatorio (APO) adoptadas por el gobierno nacional como consecuencia del COVID-19. El valor más bajo es para el mes de abril, periodo en el cual las medidas fueron más estrictas, no obstante, en el mes de mayo se observa una recuperación leve del comportamiento de la demanda.



Figura 12. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y UPME.

Sobre el mapa de la Figura 13 se presenta la demanda promedio mensual por región para el periodo de análisis, así como su participación porcentual respecto del total; además, en los círculos de color azul oscuro se muestran las variaciones porcentuales con respecto al trimestre marzo – mayo 2019, y finalmente, la demanda no atendida (DNA) promedio mensual por región incluyendo solamente el periodo de análisis³.

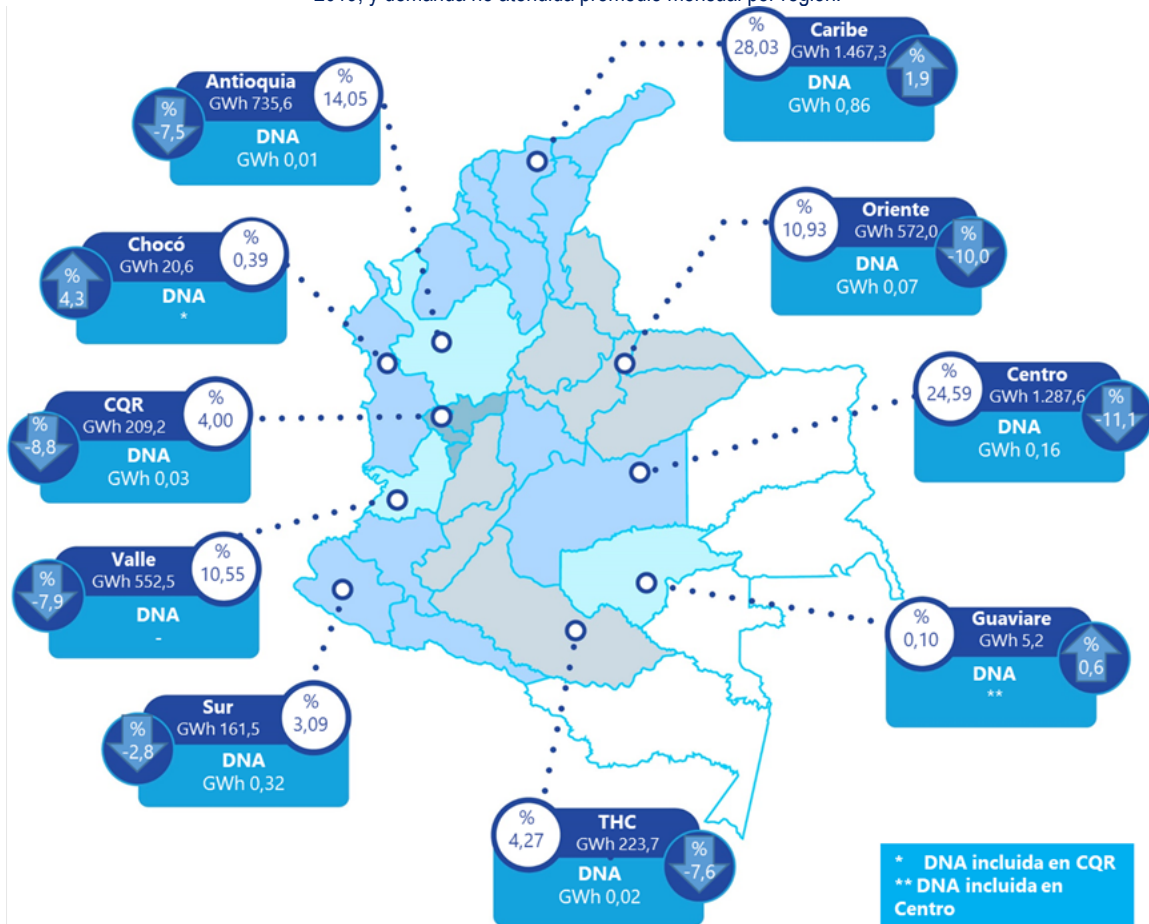
Las mayores participaciones en la demanda total corresponden a las regiones Caribe (28,03%), Centro (24,59%) y Antioquia (14,05%); mientras que la región que más creció para el periodo de análisis respecto al año anterior es Chocó (4,3%). La región Caribe no presentó una afectación negativa pese al impacto del COVID-19 en la demanda del país, sin embargo, regiones como Centro, Antioquia y Valle, presentaron reducciones en el periodo de más del 7%.

Para el periodo de análisis, la región que más incrementó su DNA respecto a lo analizado en el periodo diciembre 2019 – febrero 2020, corresponde a la región Caribe, aumentando su DNA de 0,16 GWh a 0,86 GWh entre los dos periodos. Por otro lado, Centro redujo su DNA frente al periodo pasado.

³ Tomada de: <http://eventos.xm.com.co/eventos/SitePages/demanda.aspx>.



Figura 13. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y crecimiento con respecto al 2019, y demanda no atendida promedio mensual por región.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.5. Precios

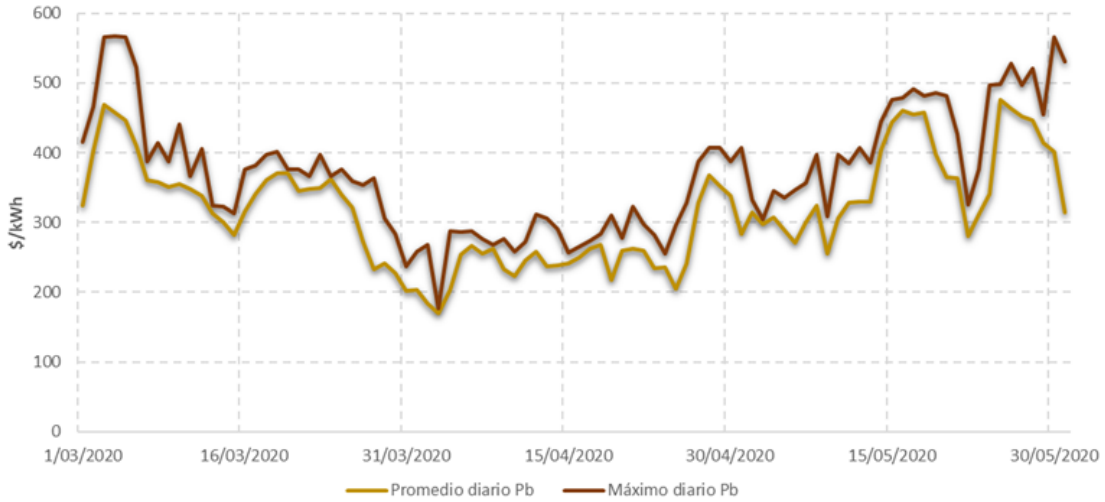
En este apartado se presenta la evolución del precio de bolsa (Pb) para el periodo de análisis, así como una comparación del mismo con otras variables representativas como el volumen útil diario de los embalses, el costo asociado a las restricciones, y otros referentes como el precio de escasez de activación y los precios de contratos; adicionalmente, en las figuras se incluye el inicio del APO y las fechas de expedición de las resoluciones CREG 080 de 2020 y CREG 044 de 2020.

Como se observa en la Figura 14, el precio promedio diario de bolsa tuvo un valor máximo de 475,58 \$/kWh a finales del mes de mayo y un valor mínimo de 169,80 \$/kWh empezando abril; el promedio en el periodo de análisis fue de 318,10 \$/kWh; el precio promedio cerró el periodo en 314,38 \$/kWh. En general, los precios promedio estuvieron entre 200 y 400 \$/kWh durante la mayor parte del periodo de análisis, con los valores más bajos durante el mes de abril, y un aumento significativo para el mes de mayo. El detalle del comportamiento mostrado en la Figura 14 se describe a continuación y se evidencia en las Figuras Figura 15 a Figura 19:



- El precio de bolsa empezó el periodo con valores cercanos a los 400 \$/kWh, y a final de marzo se presentó un descenso hasta valores cercanos a 200 \$/kWh, debido principalmente a la reducción de demanda por las medidas de APO decretadas, y el consiguiente exceso de oferta, que se mantuvo durante casi todo el mes de abril. En mayo se presentó una tendencia creciente del precio, que superó los 500 \$/kWh, como se puede ver en la Figura 14.

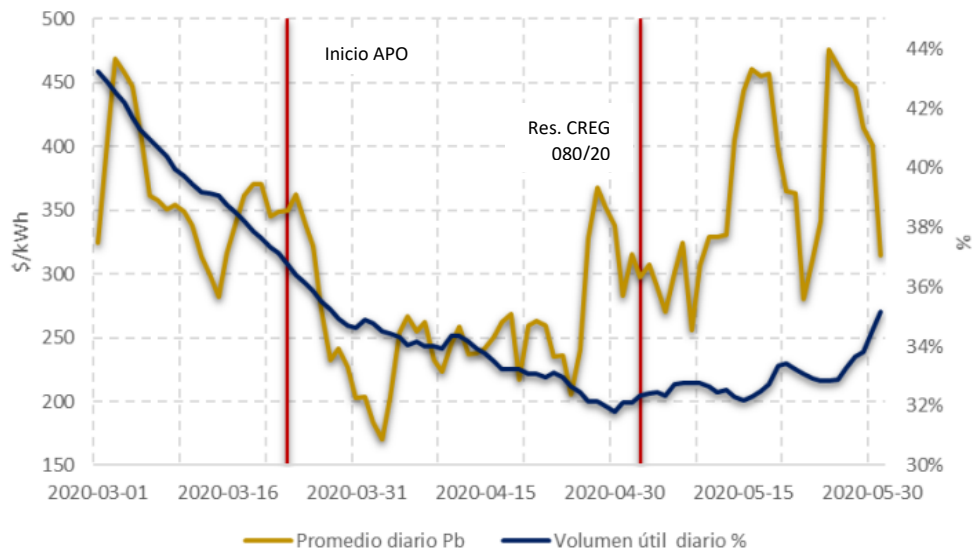
Figura 14. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- La correlación entre el volumen útil diario de los embalses y el precio de bolsa fue positiva hasta finales de abril, es decir, el precio disminuyó a medida que el volumen útil del embalse bajó, comportamiento atípico que podría estar explicado parcialmente por el exceso de oferta consecuencia de la reducción de demanda por el APO. Una leve recuperación del nivel del embalse se dio a finales de abril, y los precios aumentaron significativamente, mostrando una correlación negativa al final del periodo, como se puede observar en la Figura 15.

Figura 15. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses en el periodo de análisis.

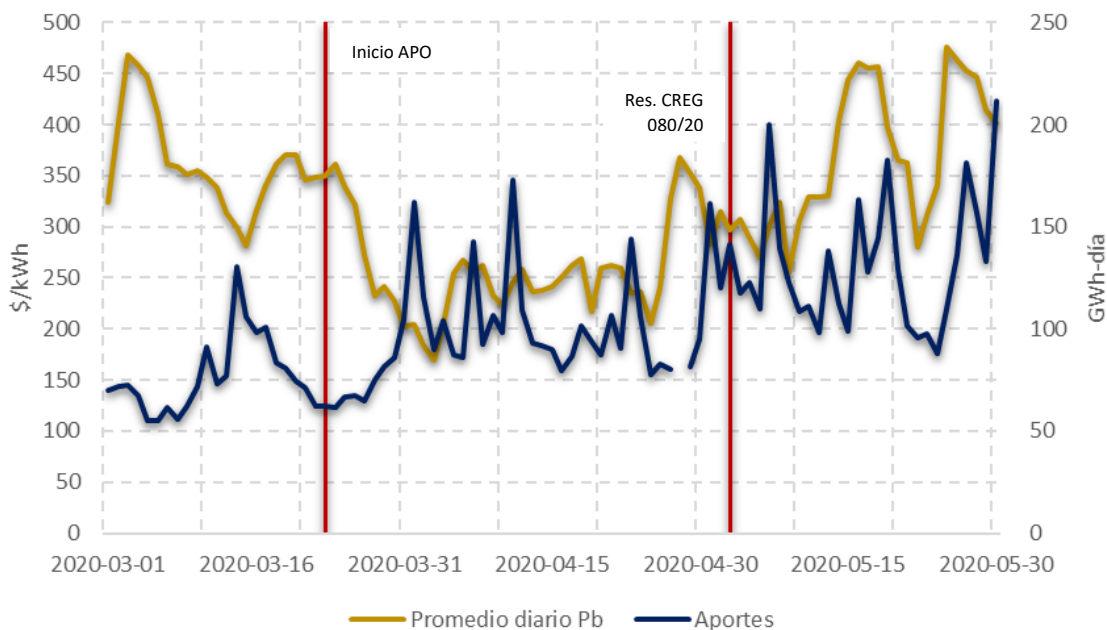


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



- Como se puede ver en la Figura 16, el pico de los aportes se presenta al final de periodo de análisis. Los aportes presentaron valores cercanos a 50 GWh-día al inicio de marzo, para llegar a valores superiores a los 200 GWh-día al final de periodo. Al inicio del periodo, y previo a la declaración del APO, los aportes y los precios muestran una correlación negativa, mientras que para el resto del periodo está disminuye, solo siendo observables ante algunas caídas en los aportes a finales de abril y mediados de mayo.

Figura 16. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y aportes de energía diarios en el periodo de análisis.

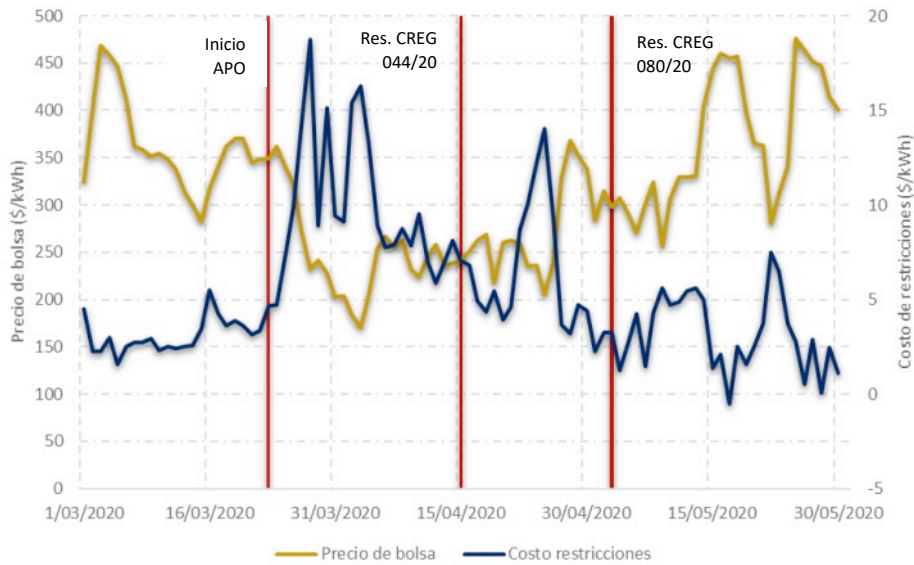


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Ante el comportamiento del precio de bolsa observado durante el periodo análisis, en la Figura 17 se observa que el costo de las restricciones tuvo valores máximos a finales de marzo y principios de abril (entre 15 y 20 \$/kWh), para luego disminuir significativamente y ubicarse por debajo de los 5 \$/kWh durante casi todo el resto del periodo de análisis, salvo un pico observado en la última semana de abril. La reducción de demanda debida al APO supuso una reducción en las restricciones y su costo asociado, así como los cambios en la declaración de costos de generación por seguridad expedidos por la CREG en la Resolución 044 de 2020 en el mes de mayo, situación que será analizada en detalle en boletines posteriores.



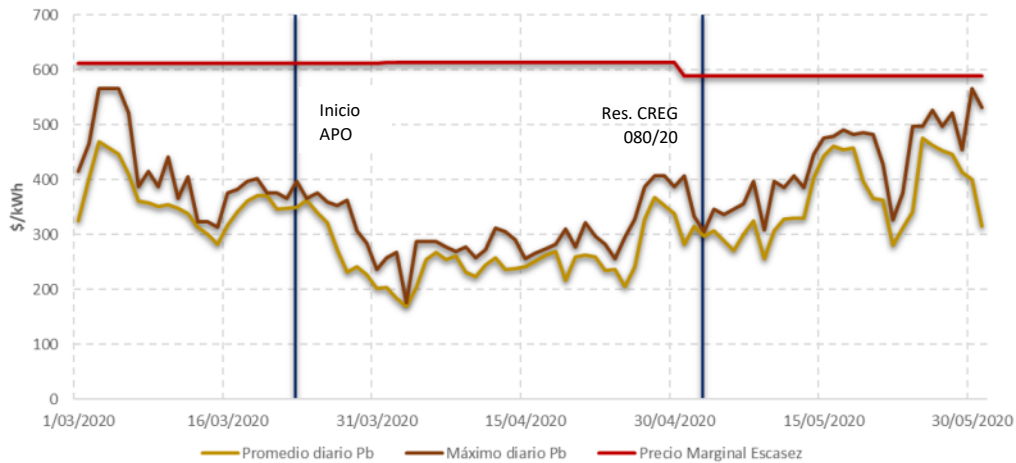
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Durante el periodo de análisis el precio de bolsa se mantuvo por debajo del precio de escasez de activación, no obstante, durante algunos días de los meses de marzo y mayo el precio máximo diario de bolsa estuvo cerca de alcanzar la condición crítica, tal como se muestra en la Figura 18, con valores de 566,61 \$/kWh en marzo y 565,96 \$/kWh en mayo.

Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación en el periodo de análisis.



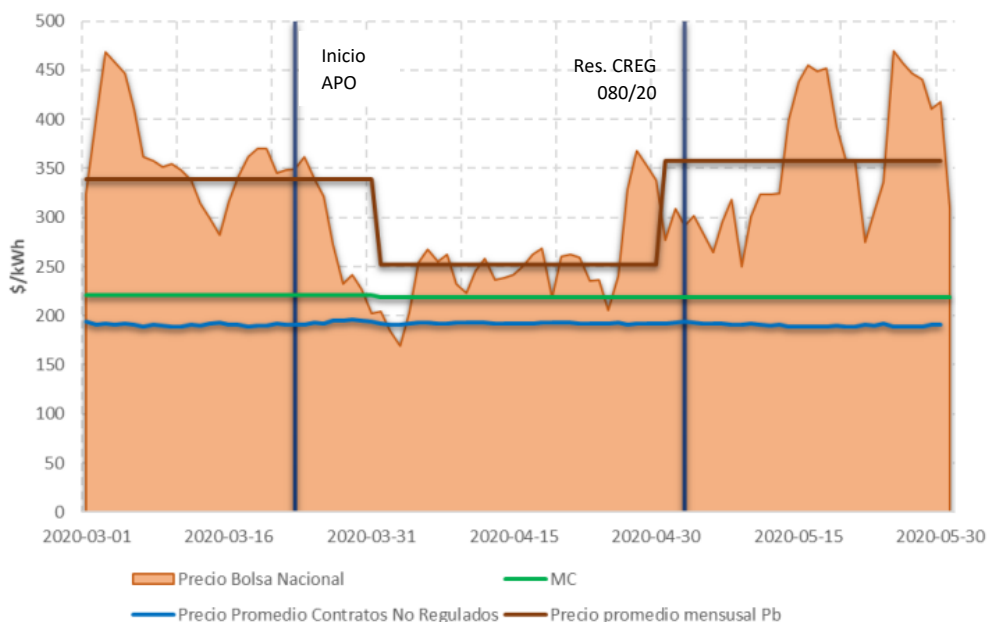
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Finalmente, la Figura 19 muestra la comparación entre el comportamiento de los precios de bolsa promedio diario y promedio mensual con el comportamiento del MC⁴ y del precio promedio de contratos para usuarios no regulados; así, se observa que frente al incremento del precio de bolsa, el efecto no se refleja inmediatamente en los otros referentes de precio.

⁴ Resolución CREG 119/2007. MC_{m-1} es el costo promedio ponderado de energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado.



Figura 19. Comportamiento del precio de bolsa promedio diario, promedio mensual, MC y el precio promedio de contratos para usuarios no regulados en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

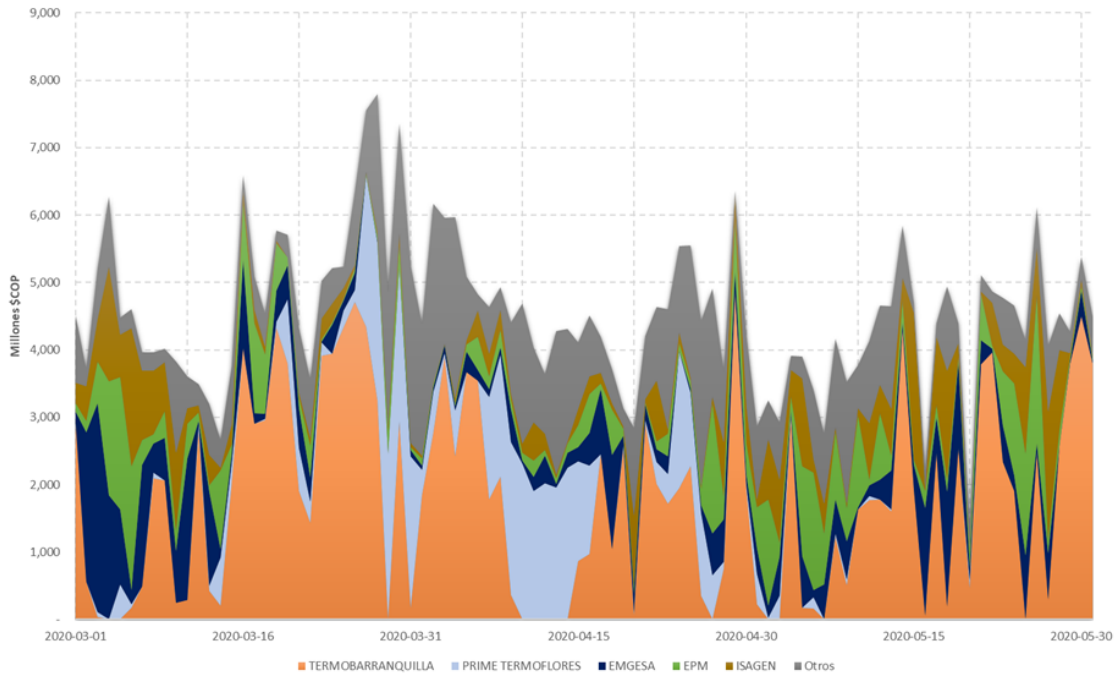
2.1.6. Restricciones

En la Figura 20 se presenta el costo diario agregado por agentes de las reconciliaciones positivas (sin tener en cuenta AGC) para el periodo de análisis. Se puede apreciar la importante participación de los agentes térmicos de la costa, principalmente durante la segunda mitad de marzo, y parte de abril y mayo. En la segunda mitad de abril y buena parte de mayo se observa una reducción de la participación de los agentes térmicos de la costa y un aumento en la participación de agentes con portafolio hídricos positivos, debida al aumento gradual en los precios de bolsa y la entrada en mérito en el despacho económico diario de los recursos térmicos a gas. Durante el periodo de análisis, la mayor participación corresponde a Termobarranquilla (40%), seguido de Prime Termoflores (11%), Emgesa (10%), EPM (10%) e Isagen (9%).

En la Figura 21 se muestra el comportamiento de la generación fuera de mérito comparada con el precio de bolsa promedio en el periodo de análisis. Se puede observar que, para los meses de marzo y mayo, con precios de bolsa superiores a los del mes de abril, se presenta menor generación fuera de mérito, mientras que, para el mes de abril, en el cual el precio de bolsa alcanza valores mínimos, aumenta la generación fuera de mérito, alcanzando valores cercanos a 20 GWh-día.

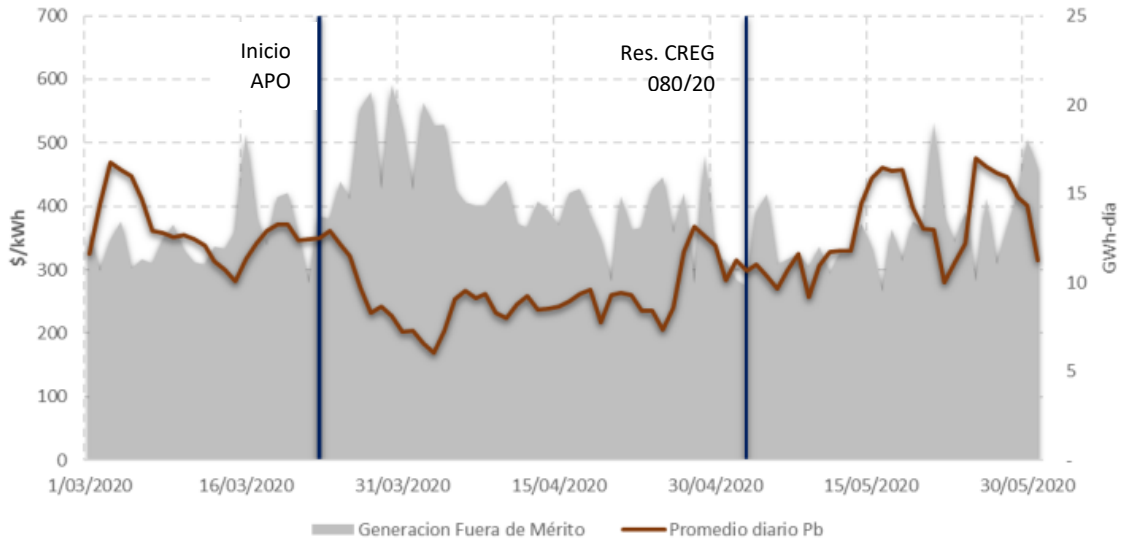


Figura 20. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 21. Generación fuera de mérito y precio promedio de bolsa en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado

Sobre la información reportada en el SICEP para el periodo de análisis, se registraron 11 convocatorias entre marzo y mayo de 2020. De estas, cuatro se encuentran abiertas, dos cerradas y desiertas, y las cinco restantes cerradas y adjudicadas. La Tabla 5 resume las principales características de las convocatorias.



Tabla 5. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis.

ID de convocatoria	Fecha de pliegos	Estado	Contratos PC	Contratos PD	Energía (GWh)
CP-HLAC2020-001	15/05/2020	Abierta	4	0	1.038,6
CP-DLRC2020-001	18/05/2020	Abierta	1	1	206,2
CP-RTQC2020-001	18/05/2020	Abierta	2	0	148,6
CP-CDSC2020-001	18/05/2020	Abierta	5	0	19.133,7
CP-RTAC2020-001	28/04/2020	Cerrada y adjudicada	5	1	592,3
CP-EEPC2020-001	14/04/2020	Cerrada y adjudicada	12	0	2.075,1
CP-EMPC2020-001	26/03/2020	Cerrada y desierta	1	0	18.774,2
CP-PEEC2020-002	26/03/2020	Cerrada y adjudicada	0	1	430,5
CP-GNCC2020-002	24/03/2020	Cerrada y desierta	2	0	595,2
CP-GNCC2020-001	12/03/2020	Cerrada y adjudicada	6	0	1.372
CP-EDIC2020-001	02/03/2020	Cerrada y adjudicada	2	0	16.373,3

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la información se observa que la convocatoria abierta más grande es la CP-CDSC2020-001 con cerca de 20.000 GWh, con cinco productos pague lo contratado (PC). En cuanto a las convocatorias adjudicadas, la más grande corresponde a CP-EDIC2020-001 con una energía de 16.373,3 GWh repartida en dos productos pague lo contratado. En cuanto a las convocatorias desiertas, la más grande tenía 18.774,2 GWh en un solo producto pague lo contratado. Así mismo, se aprecia que en total se tuvo 40 productos pague lo contratado y 3 productos pague lo demandado (PD).

Por otro lado, al analizar la base de datos diaria de los contratos despachados, se obtienen las estadísticas para los contratos vigentes hasta el 31 de mayo del presente año, como se muestra en la Tabla 6. De los 289 contratos, 258 (89,3%) corresponden a la modalidad pague lo contratado, mientras que la modalidad pague lo demandado tuvo 31 contratos (10,7%). Así mismo, la mayor cantidad máxima para despacho horario se tiene en el tipo pague lo contratado, con cerca de 7,63GWh. En cuanto a las estadísticas de precio, los contratos tipo pague lo contratado presentan un menor precio promedio ponderado (por cantidad), llegando a ser de \$217,96/kWh. El número de contratos no varía significativamente entre meses (entre marzo y mayo aumentó en uno el número de contratos con destino al mercado regulado en la modalidad pague lo contratado).

Tabla 6. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad máxima para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario (\$/kWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	31	10,7	0,36	357,83	343,81
Pague lo Contratado	258	89,3	7,63	219,49	217,96

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado

En cuanto al mercado de contratos con destino a usuarios no regulados, en esta sección se muestran algunas estadísticas relacionadas con dichas transacciones. Este análisis se realizó para la evolución de los contratos vigentes al último día de cada mes, comparando los meses de marzo a mayo de 2020.



La Tabla 7 muestra la evolución de contratos en el periodo de análisis, y el detalle de los cambios en la cantidad de contratos para cada mes. Al igual que en el mercado regulado, el número de contratos no cambia significativamente durante el periodo para la modalidad pague lo demandado, y para la modalidad pague lo contratado finalizaron 12 contratos e iniciaron 15 nuevos contratos.

Tabla 7. Evolución mensual de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.

	Febrero	Marzo		Abril		Mayo	
	Referencia	Iniciaron	Finalizaron	Iniciaron	Finalizaron	Iniciaron	Finalizaron
Pague lo Demandado (PD)	18	0	1	1	0	0	0
Total PD	18	17		18		18	
Pague lo Contratado (PC)	267	7	7	4	3	4	2
Total PC	277	277		278		280	
Total contratos	295	294		296		298	

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 295 contratos vigentes al 31 de mayo de 2020, se puede observar que en su mayoría corresponden a la modalidad pague lo contratado; no obstante, en la Tabla 8 se observa que el promedio de cantidad despachada es casi tres veces mayor en la modalidad pague lo demandado. De igual forma, se muestran los precios promedio para ambas modalidades, con una diferencia de más de 10 \$/kWh tanto en el precio promedio diario, como en el precio promedio ponderado por cantidades, siendo mayores este último en la modalidad pague lo contratado.

Tabla 8. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad máxima para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario (\$/kWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	18	6,1	12,48	245,42	189,69
Pague lo Contratado	281	93,9	4,21	210,89	203,90

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.2. Mercado de gas natural

En esta sección se revisan las principales cifras del mercado mayorista de gas natural en el periodo objeto del presente informe, con información tomada principalmente del gestor del mercado de gas y de agentes del sector, y que sirve como base para la elaboración de indicadores del mercado.

Las principales variables que se analizan son: oferta (producción nacional e importaciones), disponibilidad de la infraestructura de producción y transporte, uso de las principales rutas del sistema nacional de transporte, comportamiento de la demanda por sector de consumo y precios.

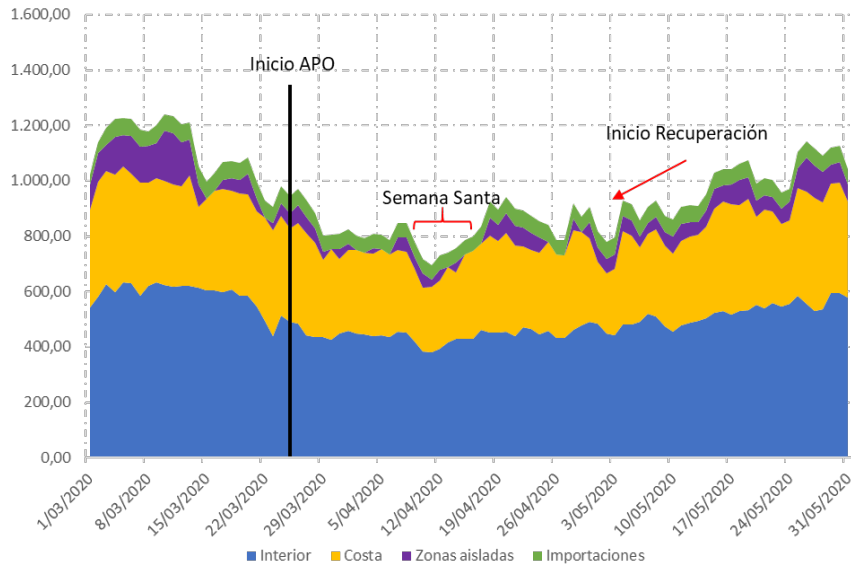
2.2.1. Producción

En el trimestre marzo – mayo 2020, la producción promedio de gas natural se ubicó en 953 GBTUD, lo cual representó una caída del 13% con respecto al trimestre anterior (1.095 GBTUD) explicado principalmente por el inicio del aislamiento preventivo obligatorio (APO) en Colombia a partir del 23 de marzo, y la correspondiente reducción de la demanda de los sectores de consumo, especialmente la industria, refinería, y el gas vehicular, como se puede observar en la Figura 22.



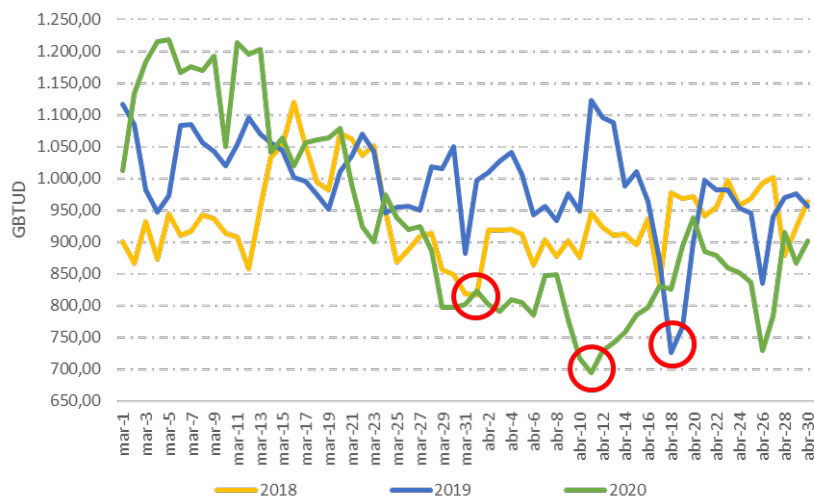
A partir del inicio del APO, el consumo más bajo se presentó entre el 9 y el 11 de abril (de jueves a sábado santo), cuando la producción presentó una disminución de 9% con respecto al mismo periodo del año anterior. En la Figura 23 se puede observar el comportamiento de la producción de gas natural durante la Semana Santa para los últimos 3 años, y se resaltan los valores mínimos alcanzados en cada año, con el mínimo del 2020 cercano a los 700 GBTUD.

Figura 22. Producción total de gas por campo en el periodo de análisis.



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

Figura 23. Comparación de la producción durante los días santos para los tres últimos años.



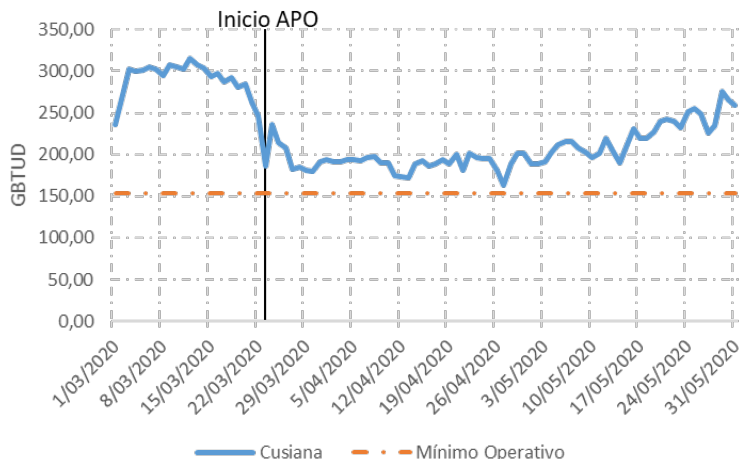
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

La disminución en el consumo de gas de todos los sectores tuvo un impacto directo e importante sobre la producción de los campos del país. La mayor parte de los campos disminuyeron su nivel de producción a un nivel muy cercano de los mínimos operativos requeridos para mantenerlos en producción. A continuación, se presenta el comportamiento de la producción de los principales campos durante el periodo de análisis:



- Cusiana: la caída de la producción fue significativa una vez inició el APO nacional (23 de marzo); y el mes más crítico fue abril (afectado por Semana Santa), que llevó a una producción de 189,72 GBTUD (comparado con 263,28 GBTUD de marzo). A partir de mayo se empezó a dar una recuperación, alcanzando una producción de 222,90 GBTUD. Este comportamiento se muestra en la Figura 24.

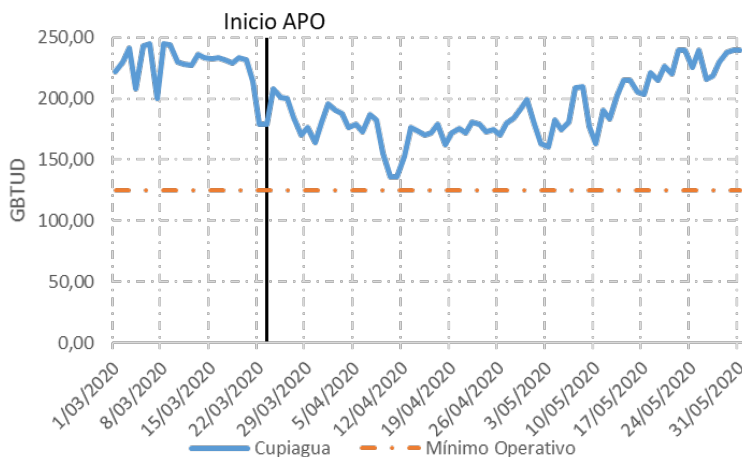
Figura 24. Comparación de la producción de Cusiana frente a su mínimo operativo.



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

- Cupiagua: tuvo una caída a partir de marzo (215,54 GBTUD), alcanzando su nivel más bajo en abril (174,49 GBTUD). La recuperación de la demanda del interior, sumada a un aumento en la generación térmica, llevó a alcanzar en mayo un nivel de producción cercano al de principios de marzo (207,18 GBTUD). Este comportamiento se muestra en la Figura 25.

Figura 25. Comparación de la producción de Cupiagua frente a su mínimo operativo.

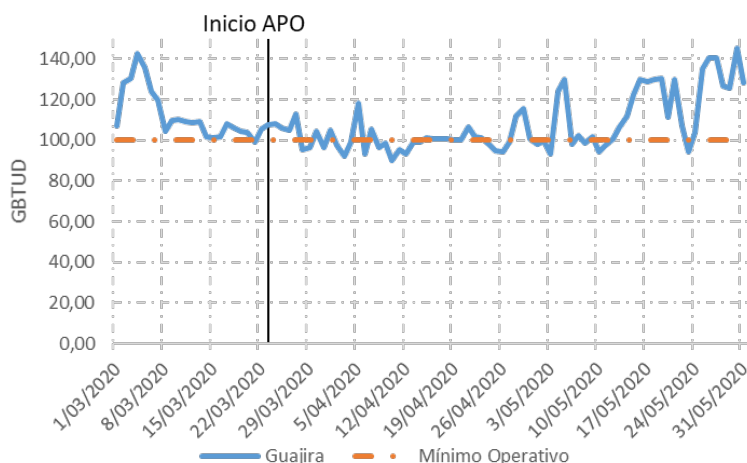


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

- Guajira: desde inicios de marzo se presentó una reducción en la producción, alcanzando 109,76 GBTUD. En abril cayó a 100,29 GBTUD con niveles inferiores al mínimo operativo; en mayo, gracias a una mayor generación térmica, la producción estuvo incluso por encima del mes de marzo (115,76 GBTUD). Este comportamiento se muestra en la Figura 26.



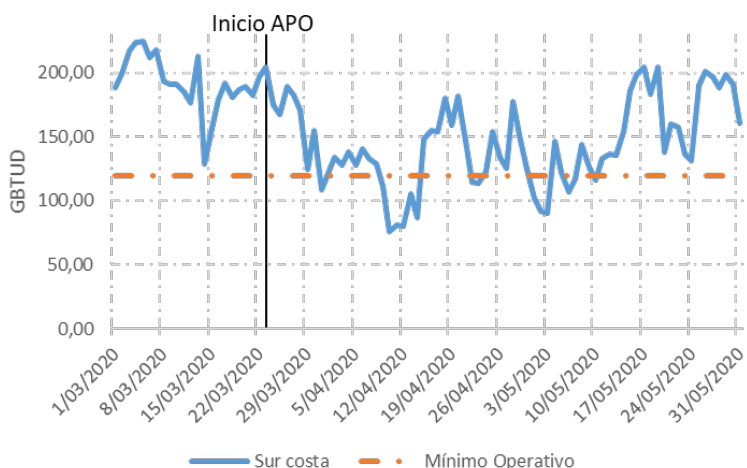
Figura 26. Comparación de la producción de Guajira frente a su mínimo operativo.



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

- Sur Costa: la producción se vio afectada en gran medida por la reducción en la generación térmica que se dio por la reducción en la demanda de energía eléctrica. La producción pasó de 183,94 GBTUD en marzo a 131,07 GBTUD en abril. Desde mayo se ha visto una recuperación de la generación térmica lo que permitió a estos campos alcanzar una producción de 153,29 GBTUD, con variaciones significativas y en algunos momentos producciones por debajo del mínimo operativo. Este comportamiento se muestra en la Figura 27.

Figura 27. Comparación de la producción de campo del Sur Costa frente a su mínimo operativo.

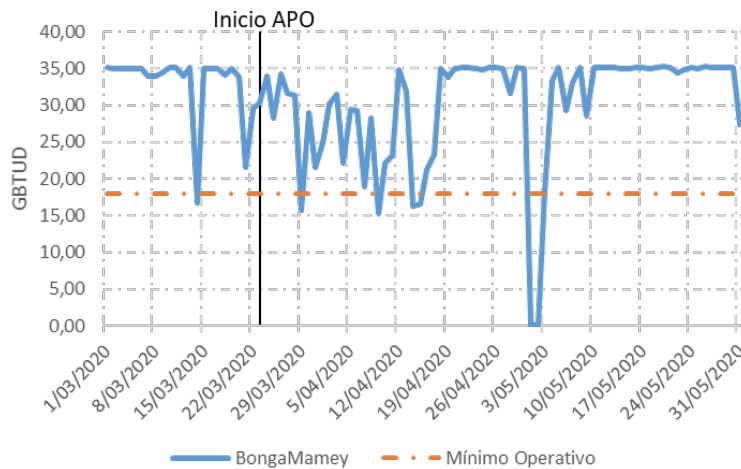


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

- Bonga y Mamey: su producción se vio impactada por la reducción de la demanda para generación térmica, y durante varios días su operación estuvo cercana o por debajo del nivel mínimo reportado. La recuperación de la demanda térmica les permitió alcanzar la normalidad en la operación desde finales de abril. Este comportamiento se muestra en la Figura 28



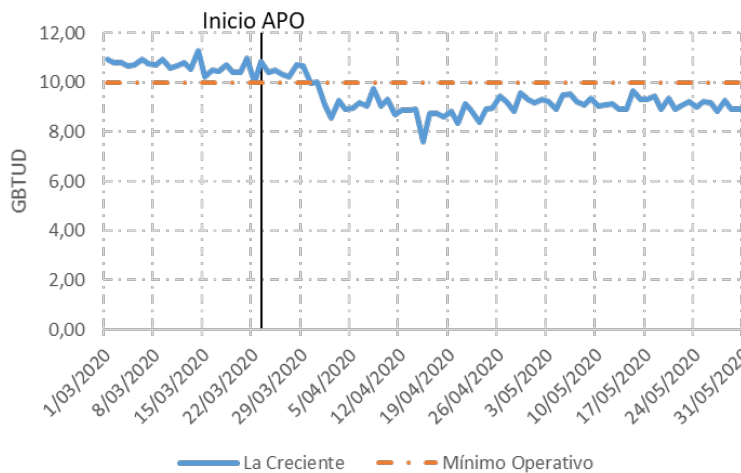
Figura 28. Comparación de la producción de Bonga y Mamey frente a su mínimo operativo.



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

- La Creciente: su situación ha sido diferente a los demás campos, ya que, a pesar de que ha habido una recuperación de la demanda desde mayo, no ha podido recuperar su nivel de producción anterior, operando por debajo de su mínimo operativo reportado desde el mes de abril. Este comportamiento se muestra en la Figura 29.

Figura 29. Comparación de la producción de La Creciente frente a su mínimo operativo.

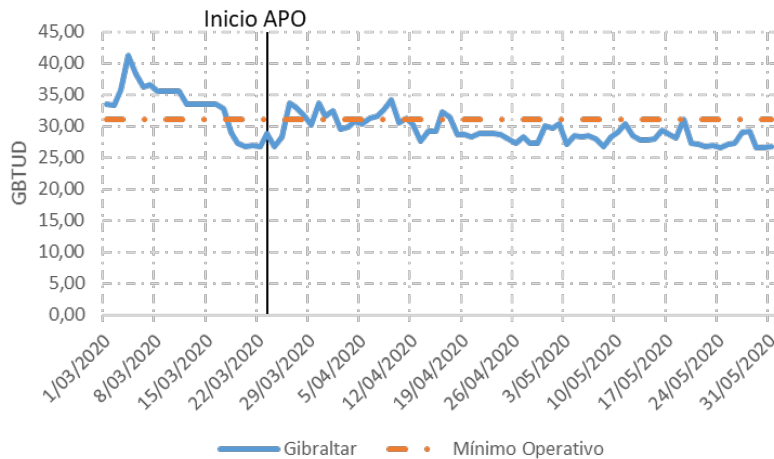


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

- Gibraltar: el impacto en la producción se dio principalmente por la reducción en el consumo de la refinería de Barrancabermeja, su principal consumidor. Este campo ha seguido operando muy cerca a su nivel mínimo operativo sujeto a la recuperación de la demanda de la zona. Este comportamiento se muestra en la Figura 30.



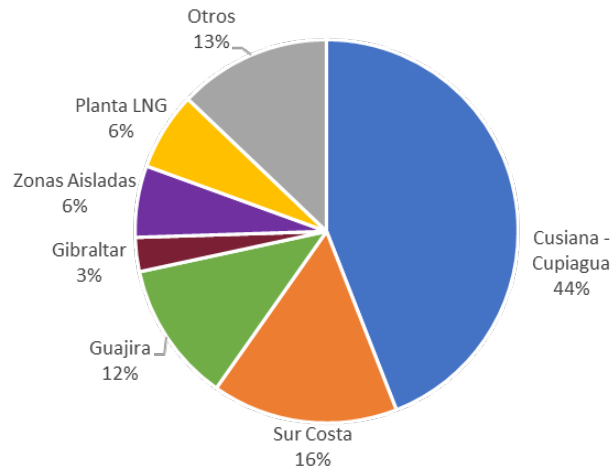
Figura 30. Comparación de la producción de Gibraltar frente a su mínimo operativo.



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

Finalmente, para el periodo de análisis, los campos Cusiana y Cupiagua representaron el 44% de la producción nacional, como se puede ver en la Figura 31. Es de resaltar que los campos del sur de la Costa han reducido levemente su participación, pasando del 17% en el trimestre anterior al 16% de la producción nacional en el trimestre marzo – mayo 2020.

Figura 31. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



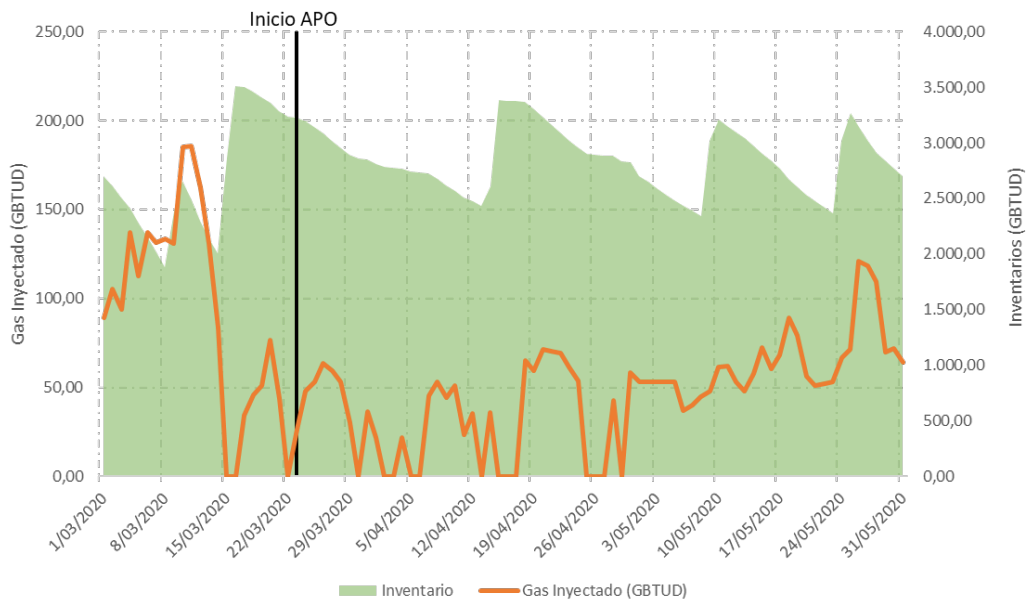
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.2.2. Importaciones

Las importaciones de gas cayeron 63% en el mes de abril con respecto a marzo, debido principalmente a la menor generación térmica que se dio por las razones ya mencionadas. En el mes de mayo, la inyección de gas importado al Sistema Nacional de Transporte (SNT) aumentó nuevamente debido al aumento en la generación térmica por las medidas de reactivación gradual de la economía, llegando al final de mayo a los niveles presentados al inicio del periodo de análisis. Este comportamiento se puede observar con más detalle en la Figura 32, que muestra el movimiento de cargamentos con el fin de respaldar el despacho de las térmicas que operan con este gas, y las crecientes inyecciones desde mediados de abril.



Figura 32. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.



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

La cantidad de gas regasificado e inyectado al SNT se presenta en la Tabla 9. Las cantidades de marzo corresponden al mayor volumen de gas natural licuado inyectado en el trimestre. Lo anterior llevó a que el gas importado pasara a tener una participación del 6 % en la oferta nacional en el mes de mayo de 2020.

Tabla 9. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.

Mes – año	Energía (GBTUD)
Marzo – 2020	79
Abril – 2020	29
Mayo – 2020	64

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

2.2.3. 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.

Como resultado de la declaración de APO, los principales mantenimientos programados para este trimestre fueron reprogramados para el segundo semestre del año. Los mantenimientos realizados durante este trimestre corresponden a eventos menores que no representaron afectación en la demanda. Se efectuaron 10 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país, de los cuales 9 correspondieron a la infraestructura de producción, y uno a la de transporte:

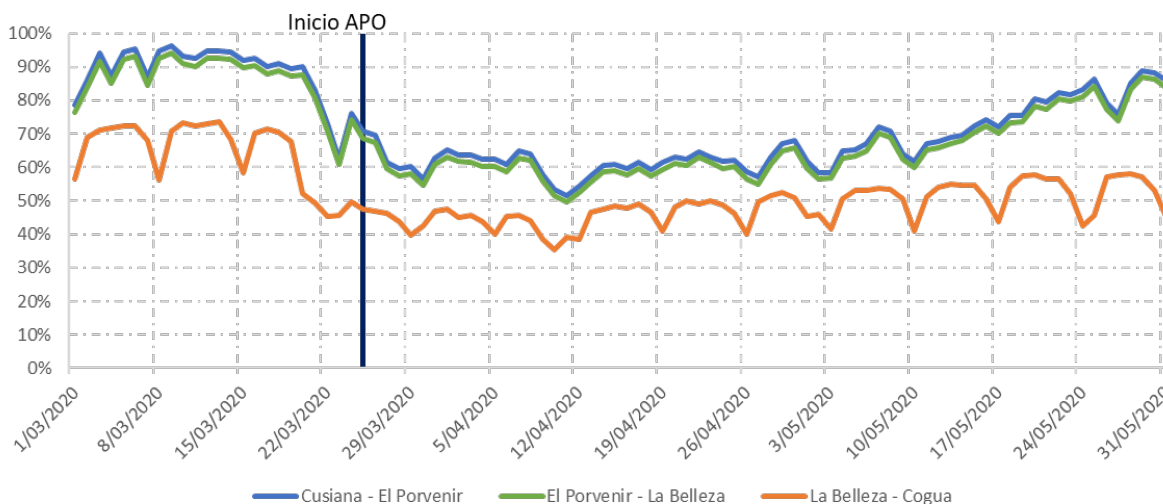
- Guajira, del 2 al 4 de marzo.
- Compresora Yarigui-Cantagallo, el 4 de marzo y del 11 al 12 de marzo.
- Planta de gas Provincia, del 4 al 5 de marzo, del 17 al 18 de marzo, 20 al 21 de marzo, 23 al 24 de marzo y del 25 al 26 de marzo.
- Tramo Cantagallo-San Pablo, del 5 al 6 de marzo.
- Sardinata: el 21 de mayo.



El número de mantenimientos en Provincia reflejan un comportamiento esperado, ya que es un campo maduro que requiere mayor compresión para poder inyectar el gas en el sistema de transporte y, por lo tanto, requiere mayor número de intervenciones para mantener su operación.

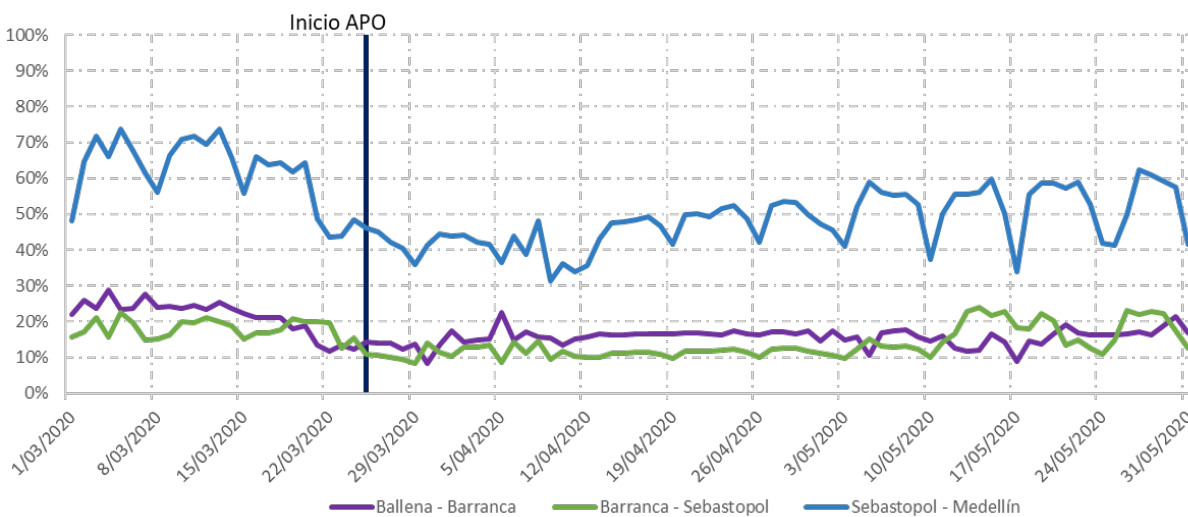
Con respecto al uso de los gasoductos del interior durante el periodo de análisis, al igual que los campos de producción, se vio afectado en gran medida por la reducción en la demanda una vez inició el APO nacional, como se puede observar en las Figuras Figura 33, Figura 34, Figura 35 y Figura 36.

Figura 33. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.



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

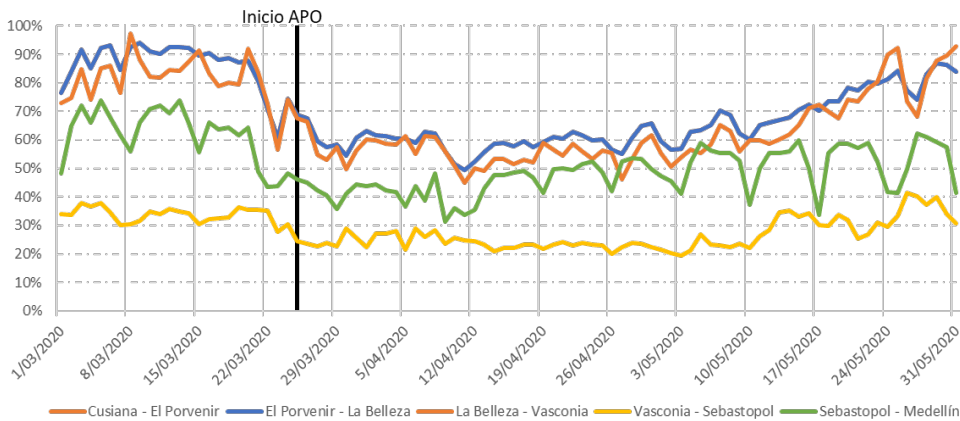
Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.



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

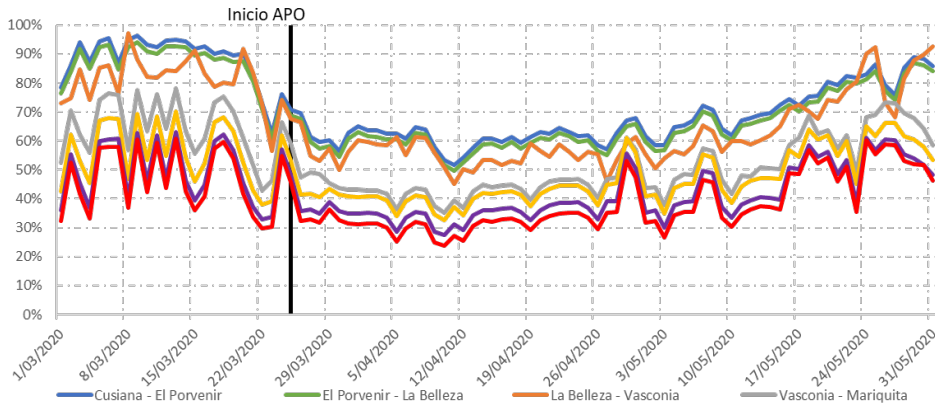


Figura 35. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.



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

Figura 36. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.

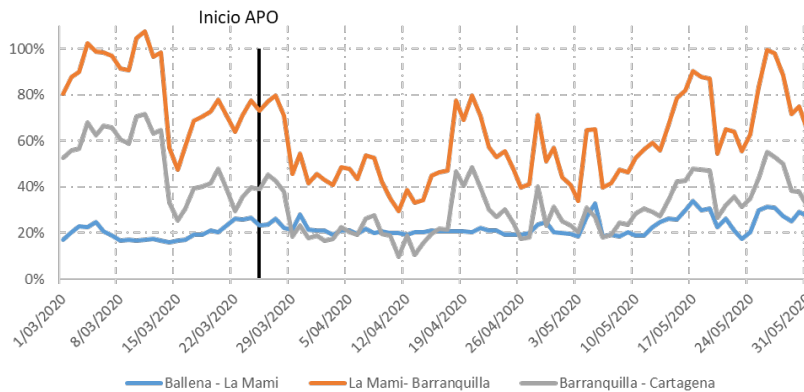


Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Entre las principales rutas de transporte en la costa, los tramos La Mami – Barranquilla y Barranquilla – Cartagena tuvieron aumentos significativos en su uso, y alcanzaron niveles cercanos a su máxima capacidad en los meses de marzo y mayo, debido al mayor despacho térmico, tal como se observa en la Figura 37.

La ruta Jobo - Cartagena está conformada por dos tramos: Jobo - Sincelejo y Sincelejo – Cartagena. El tramo con mayor porcentaje de uso fue el primero, con niveles cercanos a 90% (Figura 38).

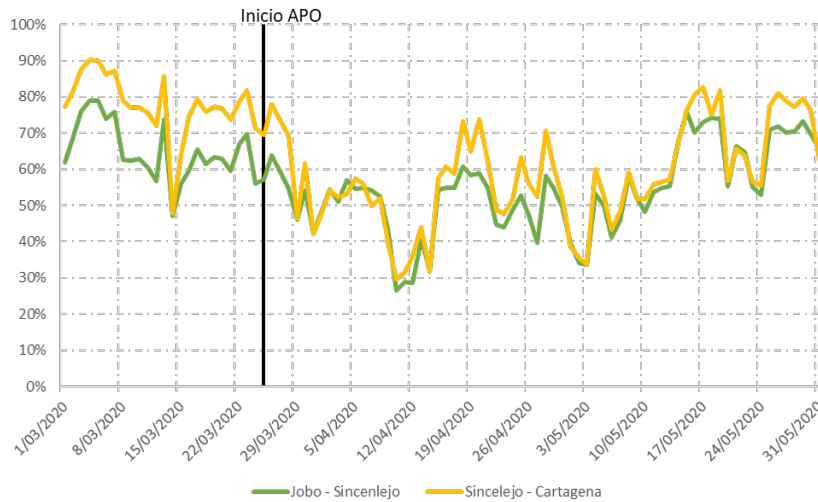
Figura 37. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.



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



Figura 38. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.



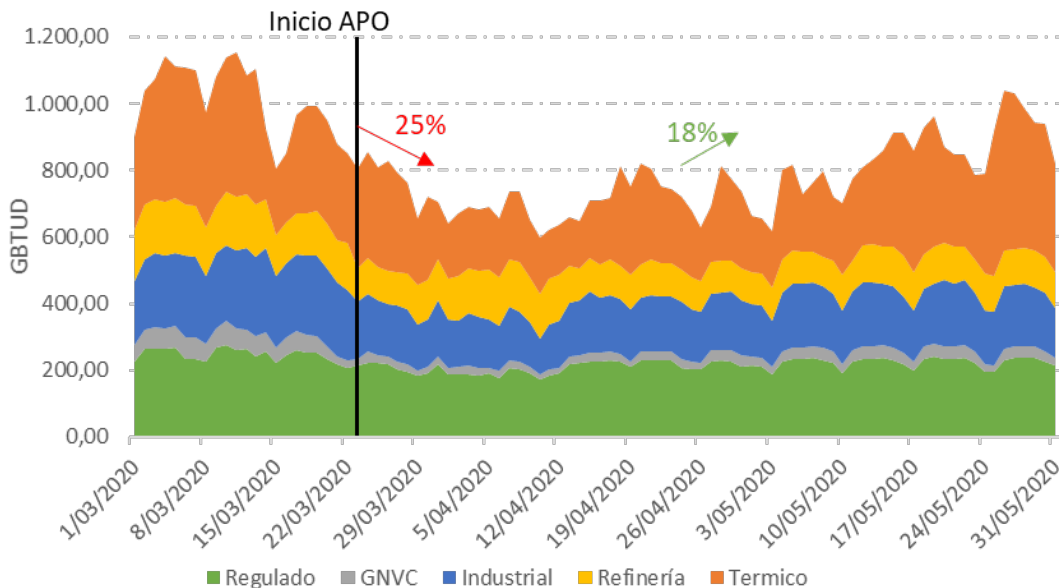
Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

2.2.4. Demanda

Para el periodo de análisis, la demanda diaria de gas natural presentó un valor promedio de 827 GBTUD, alcanzando un máximo de 1158 GBTUD (11 de marzo). La demanda estuvo impulsada principalmente por la demanda térmica, que representó el 33% del total. Todos los sectores de consumo presentaron variaciones importantes debido a la situación de APO, tal como se observa en la Figura 39.

La Figura 39 muestra claramente que las variaciones más significativas y los picos de demanda que se presentaron en el periodo de análisis están relacionados con el sector de generación térmica.

Figura 39. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.

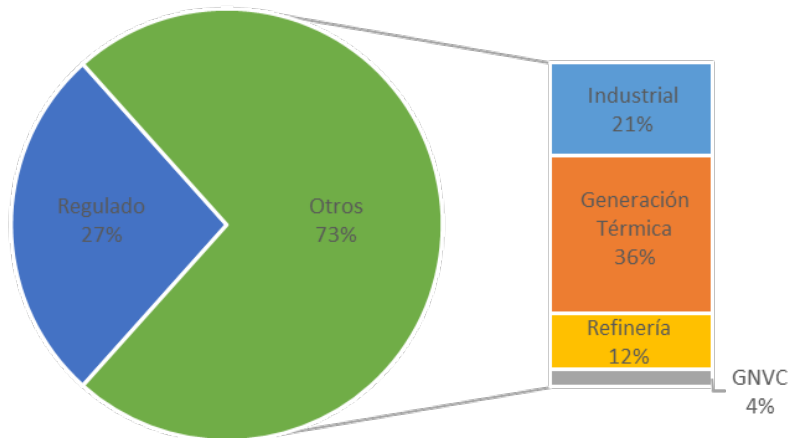


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



En cuanto a la distribución de la demanda nacional por sector de consumo, en la Figura 40 se observa que el 73% corresponde al sector no regulado, y dentro de éste los consumos principales son en el sector térmico (36%), industrial (21%) y refinería (12%).

Figura 40. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.

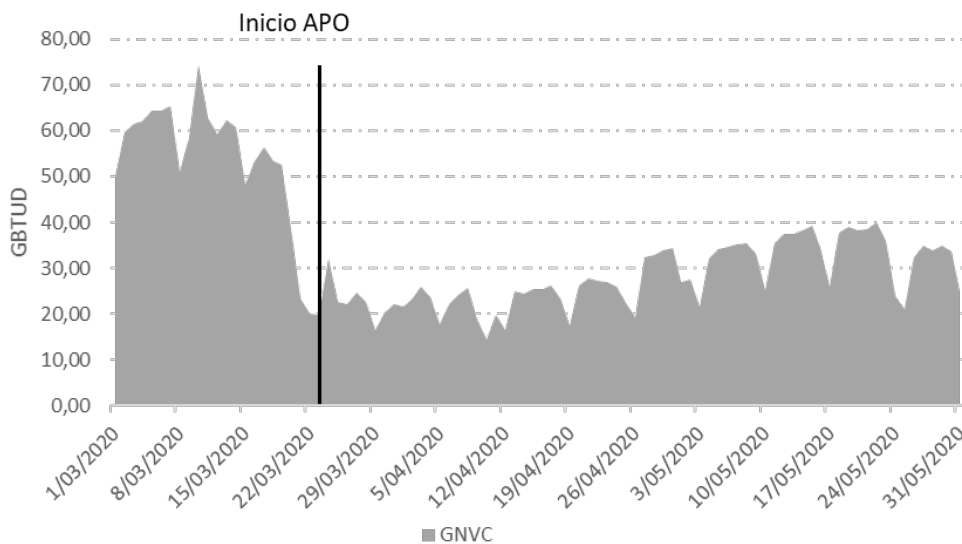


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Con motivo del APO, entre marzo y abril todos los sectores de consumo se vieron afectados, algunos en mayor grado que otros. El sector que tuvo el mayor impacto fue el GNVC con una caída del 46%, seguido de la generación térmica con una caída de 36%; les siguieron el sector industrial con una caída de 25% y el sector de refinación con una caída de 15%. A partir de mayo, gracias a la flexibilización de las medidas y la apertura gradual de la actividad económica, se empezó a ver una recuperación en todos los sectores.

Como se mencionó, el sector con la mayor caída fue el sector GNVC que pasó en marzo de una demanda de 45 GBTUD a una de 24 GBTUD en abril. Debido a las medidas de confinamiento, se presentó una reducción en el número de vehículos circulando y, por lo tanto, en el consumo de gas como combustible vehicular. Como se aprecia en la Figura 41, a pesar de que ha empezado a tener una recuperación, esta ha sido lenta, y aún se encuentra lejos de los consumos que tenía antes del APO.

Figura 41. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.

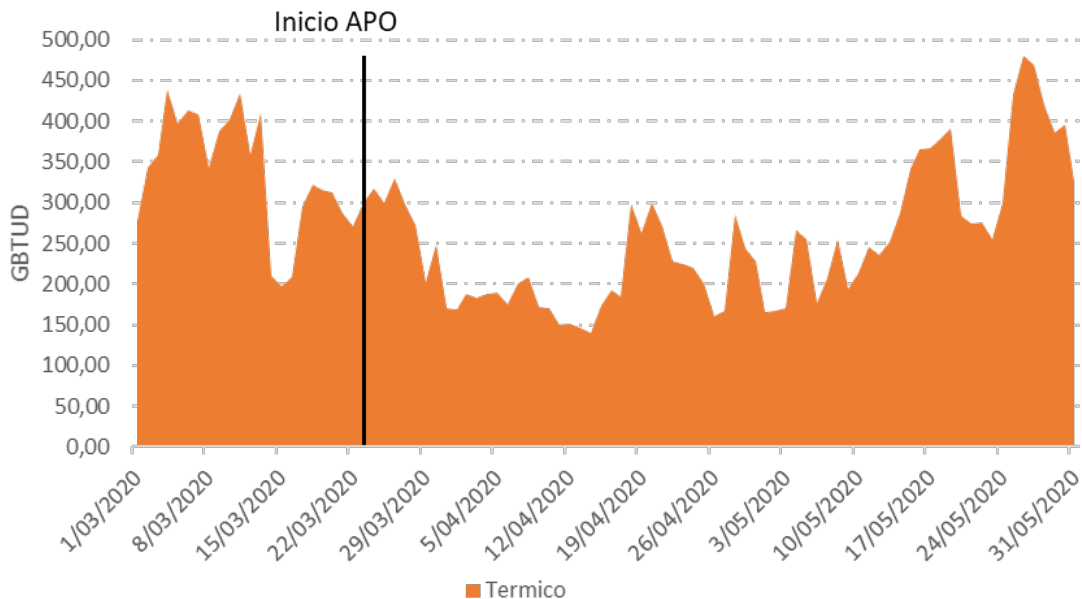


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



La generación térmica pasó de consumir 317 GBTUD en marzo a 202 GBTUD en abril. Como se aprecia en la Figura 42, su recuperación ha sido bastante rápida, impulsada principalmente por una mayor generación en el interior del país. En mayo la generación incrementó un 47%, llegando a un total de 298 GBTUD.

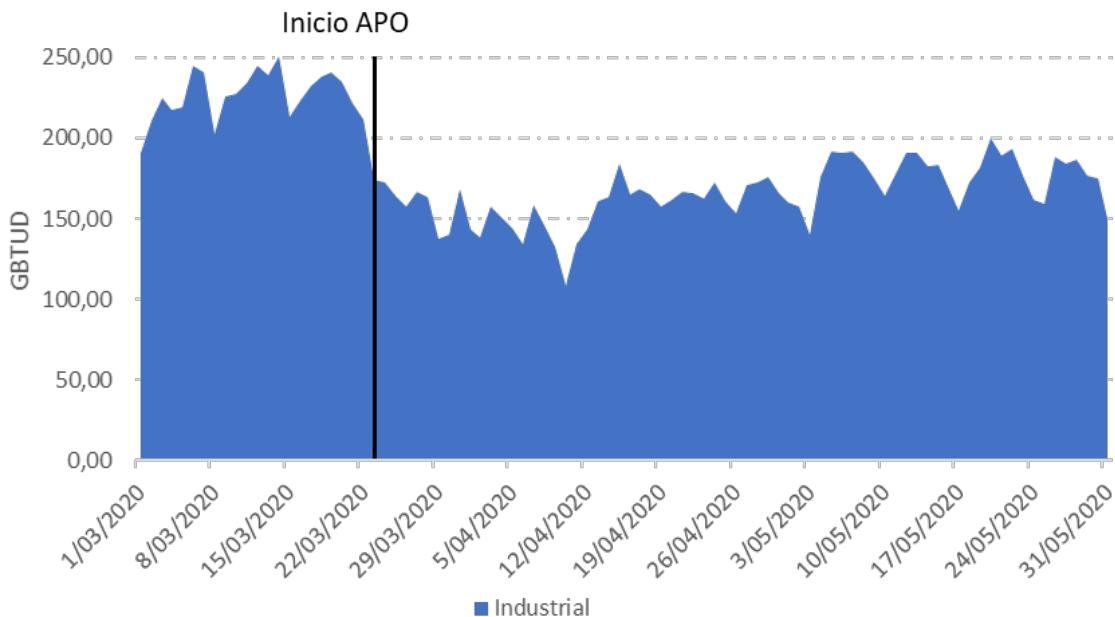
Figura 42. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.



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

Los consumos industriales pasaron de 207 GBTUD en marzo a 156 GBTUD en abril. Como se aprecia en la Figura 43, su recuperación ha sido lenta. En mayo, gracias al reinicio de operaciones en varias de las industrias por la reactivación económica gradual, el consumo del sector incrementó un 13%, llegando a un total de 177 GBTUD, pero aún se encuentra muy por debajo de los consumos previos al APO.

Figura 43. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.

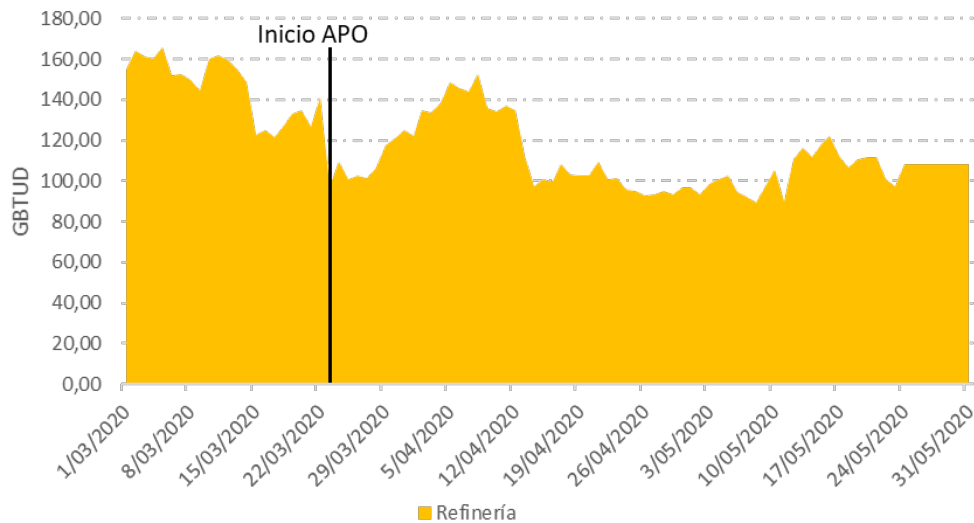


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



El sector de refinación pasó de 136 GBTUD en marzo a 115 GBTUD en abril. Como se aprecia en la Figura 44, tuvo una leve recuperación a finales de abril, pero volvió a caer en mayo, llegando a un total de 105 GBTUD.

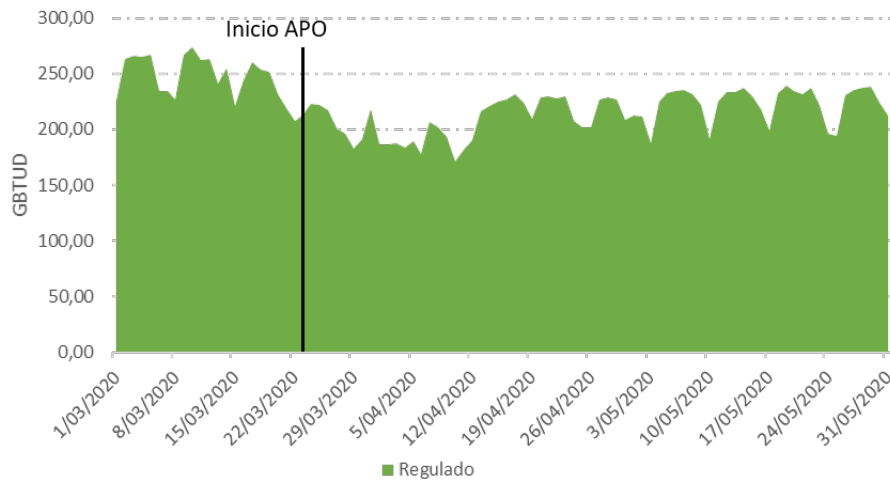
Figura 44. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.



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

Finalmente, el sector regulado pasó de 235 GBTUD en marzo a 208 GBTUD en abril. Fue el sector que tuvo la menor caída, principalmente por el aumento en los consumos residenciales que se dio durante el APO. Como se aprecia en la Figura 45, el sector tuvo una leve recuperación en mayo, con un incremento de 8%, llegando a un total de 223 GBTUD.

Figura 45. Demanda diaria de gas sector regulado en el periodo de análisis.

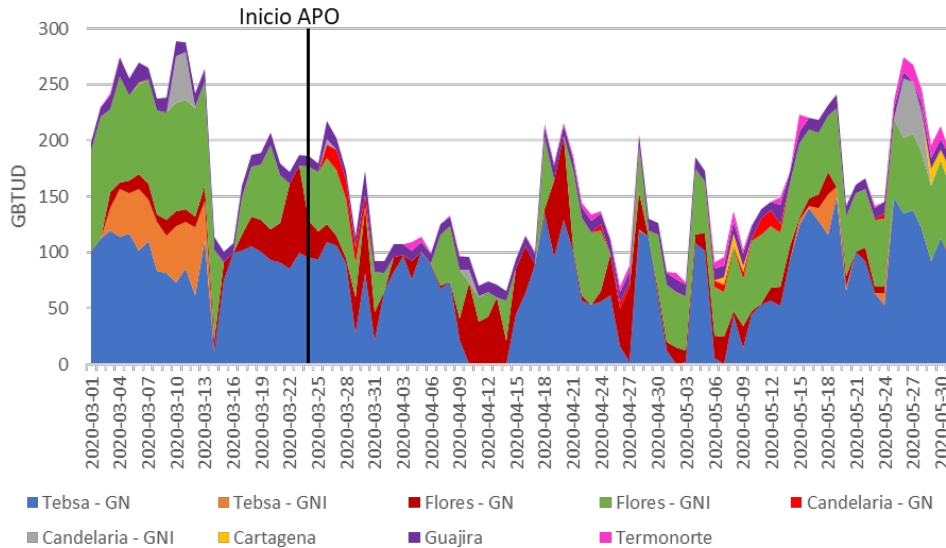


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Haciendo énfasis en el sector de generación térmica, y desagregando para cada una de las plantas de generación, como puede observarse en la Figura 46 y en la Tabla 10, durante el periodo de análisis los consumos para generación en la costa tuvieron una caída de 40% en abril, con respecto a marzo, y presentaron una recuperación en mayo, donde incrementaron un 41%. El consumo de gas para generación térmica estuvo estrechamente relacionado con el comportamiento del precio de bolsa y la reducción de la demanda durante el APO.



Figura 46. 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.

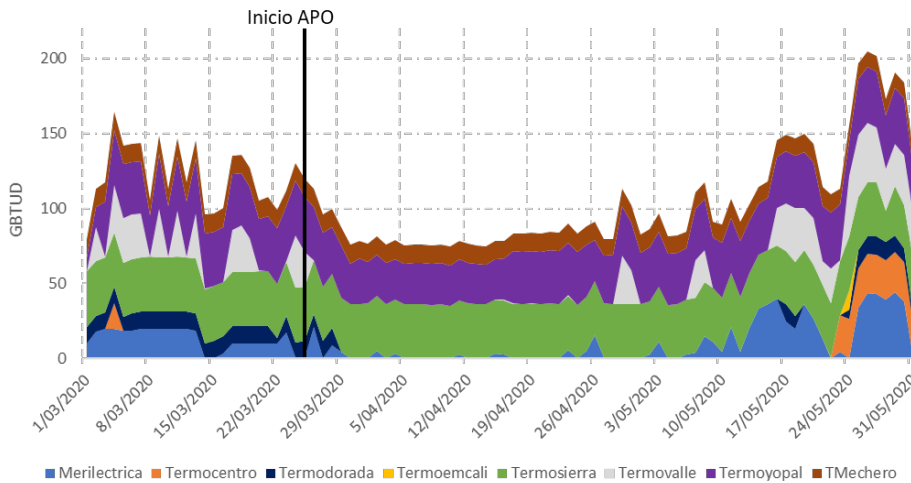
Tabla 10. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.

Mes	Tebsa GN	Tebsa GNI	Flores GN	Flores GNI	Candelaria GN	Candelaria GNI	Cartagena	Guajira	Termonorte	Total
Marzo	88,90	14,68	20,83	59,89	2,33	2,93	0,04	11,30	0,06	200,97
Abril	62,39	0,03	23,62	21,77	0,54	0,42	-	10,01	1,59	120,38
Mayo	79,39	2,40	7,87	57,39	2,04	4,42	2,00	9,86	4,40	169,77

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

Con respecto a los consumos térmicos para generación en el interior, el 64% corresponde a Termosierra, Termoyopal y Termomechero que consumieron de manera constante en el periodo de análisis. Para el último mes, Merielectrica y Termovalle tuvieron una participación importante, cercana al 27%. Como puede observarse en la Figura 47 y en la Tabla 11, durante el periodo de análisis los consumos para generación en el interior tuvieron una caída de 29% en abril con respecto a marzo y presentaron una recuperación en mayo, donde incrementaron 56% principalmente por la entrada de Merielectrica y Termovalle.

Figura 47. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.



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



Tabla 11. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.

Mes	Merilectrica	Termocentro	Termodorada	Termoemcali	Termosierra	Termovalle	TMechero	Termoyopal	Total
Marzo	11,42	0,55	9,92	-	36,19	12,23	12,15	33,55	116,00
Abril	1,47	-	-	-	36,05	1,90	12,15	30,27	81,85
Mayo	18,39	7,51	3,22	0,43	35,25	16,62	11,35	35,25	128,01

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

El aumento de la generación térmica a gas se debió en parte a que se liberaron cantidades de gas que no estaban siendo utilizadas, y que se renegociaron en el mercado a través de contratos interrumpibles a precios competitivos, como resultado de las medidas tomadas por la CREG a través de la resolución 042 de 2020.

2.2.5. Precios

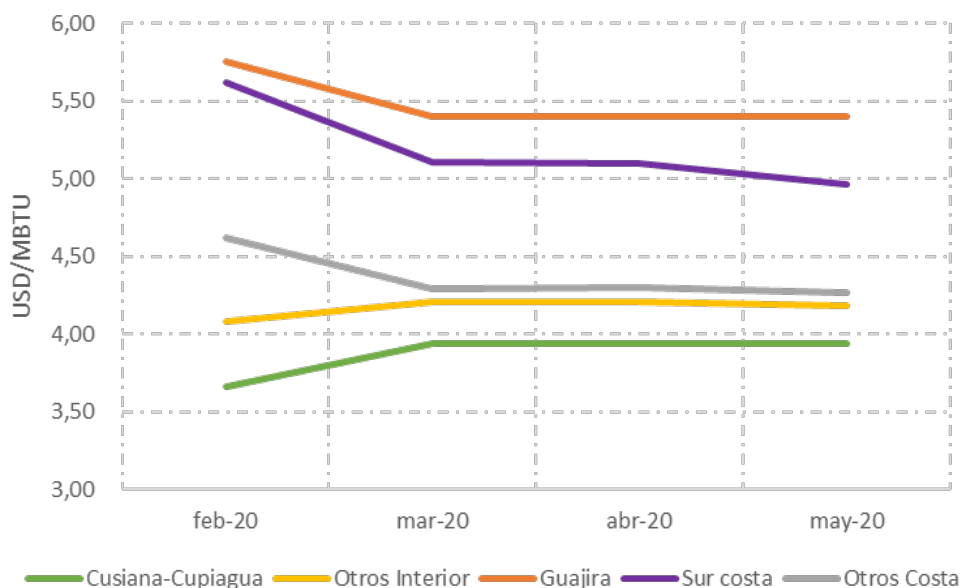
Los precios han permanecido estables durante el periodo de análisis, y presentan variaciones pequeñas frente al trimestre anterior. Como lo muestra la Figura 48, los precios promedio de los campos del sur de la Costa están cerca de 5 USD/MBTU, cercanos a los precios de Guajira (aproximadamente 5,5 USD/MBTU), y aproximadamente 1 USD/MBTU por encima de los precios promedio de los otros campos de la Costa. El precio más alto registrado en este periodo para la Costa se presentó en Guajira con 5,4 USD/MBTU.

Con respecto al trimestre anterior, los precios para los campos del sur de la costa cayeron 9%, los de Guajira 6% y los precios de los otros campos de la costa 7%.

Los precios promedio de los contratos del mercado primario en firme para el interior han permanecido entre 3,9 y 4,2 USD/MBTU.

Los precios del interior incrementaron con respecto al trimestre anterior. Cusiana-Cupiagua presentaron un incremento del 8% y los otros campos del interior, 3%.

Figura 48. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.

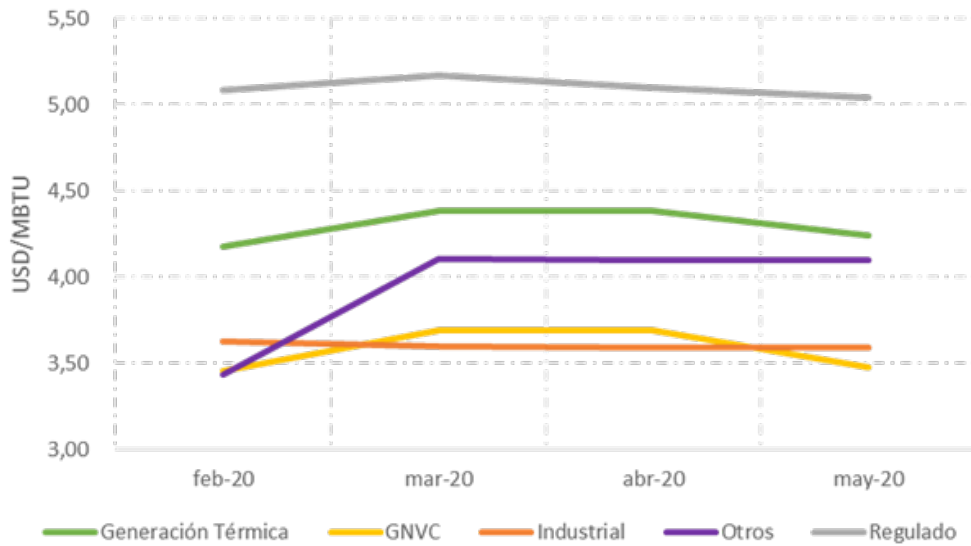


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El precio promedio ponderado de los contratos en firme para los sectores GNVC, industrial y otros sectores no regulados, permaneció entre 3,4 y 4,1 USD/MBTU. Por otro lado, el precio promedio para la generación térmica estuvo entre 4,2 y 4,4 USD/MBTU, tal como lo ilustra la Figura 49.



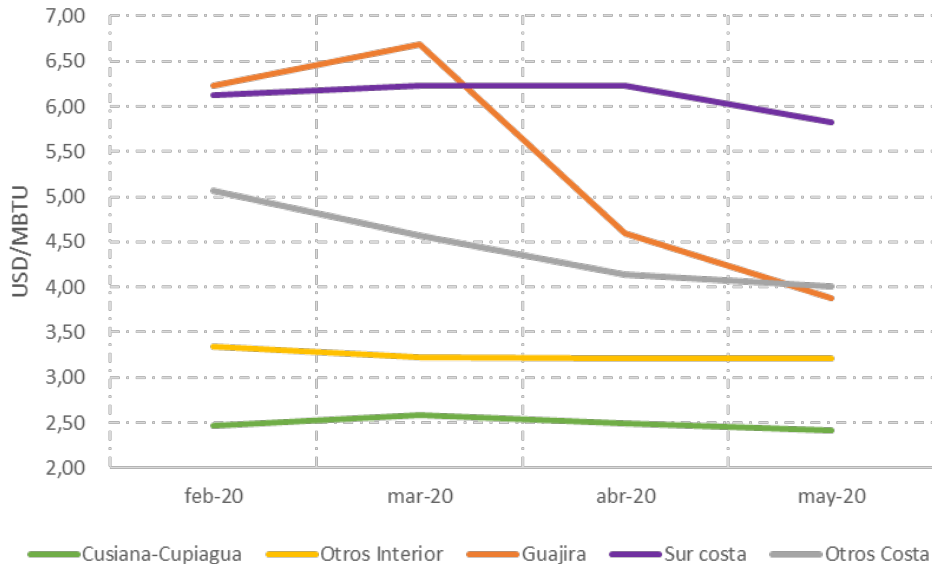
Figura 49. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.



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

Como lo ilustra la Figura 50, los precios promedio de los contratos en interrumpible presentaron una variación importante, sobre todo el campo Guajira que presentó una caída de 31%. Los precios pasaron de 6,69 USD/MBTU en marzo, a 4,60 USD/MBTU en abril, lo que se vería como un estímulo para evitar la caída de la demanda, especialmente en el sector térmico.

Figura 50. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.

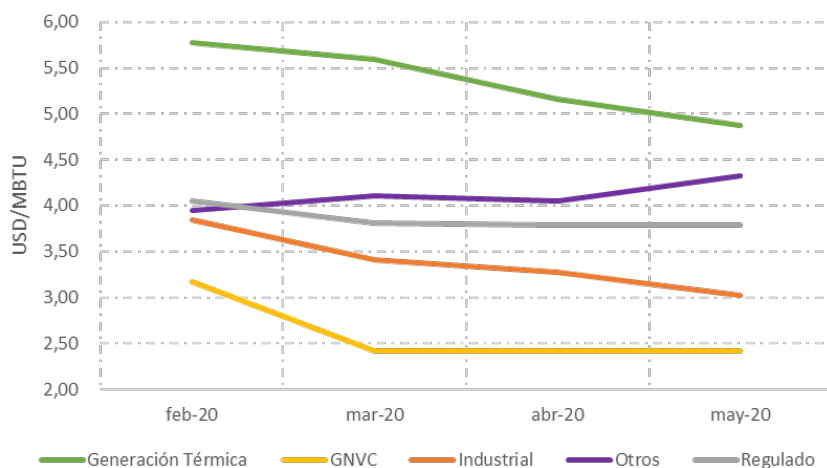


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Por otro lado, el precio promedio ponderado de los contratos en interrumpible para los sectores GNVC, industrial y regulado, estuvieron por debajo de 4 USD/MBTU, mientras que el precio promedio de los otros sectores no regulados y la generación térmica estuvo por encima de este valor. Es de resaltar la caída de los precios de contratos en interrumpible del sector térmico, que pasaron de 5,8 en el trimestre anterior a 4,9 en mayo de 2020, tal como se presenta en la Figura 51.



Figura 51. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

3. Análisis de indicadores

En esta sección se presentan los indicadores de mercado para los mercados de energía eléctrica y gas natural en el periodo de análisis. En el mercado de energía eléctrica se presentan los siguientes: i) índices de concentración HHI relacionados con la generación; ii) indicadores de ofertas de los generadores; y iii) indicadores de agentes pivotaes. Respecto al sector de gas natural se presentan los siguientes: i) índices de precios (nacional versus importado y para sectores térmico y no térmico); ii) participación en la contratación del mercado primario por productor; y iii) curva agregada de oferta de contratos.

3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica

3.1.1. Índices de concentración HHI

La Figura 52 muestra los valores del índice HHI para el mercado de generación de electricidad, específicamente para la disponibilidad real de las plantas, su generación real, y la participación de cada agente en la fijación de precios en el despacho ideal. Se puede observar la evolución de estos indicadores durante el periodo de análisis y el grado de concentración según la región donde se encuentran, evidenciando que, para las variables de generación y disponibilidad los indicadores arrojan un nivel de concentración moderado, mientras que para la participación de los agentes en la fijación de precios el indicador permanece en el nivel alto de concentración y solo empezando el mes de abril este indicador estuvo en el área de concentración moderada.

Los indicadores para la generación real y la disponibilidad real muestran un comportamiento relativamente estable, y para finales del periodo, en el mes de mayo, la generación real alcanza la región de concentración leve, explicado por una mayor participación de agentes térmicos en el despacho en mérito, cómo se mencionó en la sección de seguimiento de variables.

En la Figura 53 se muestra la participación de los ocho agentes con mayor contribución en la generación real de energía, considerando los recursos de su portafolio. Al comparar la participación de este trimestre con los resultados del boletín anterior, se observa una participación de empresas como GECELCA y PRIME

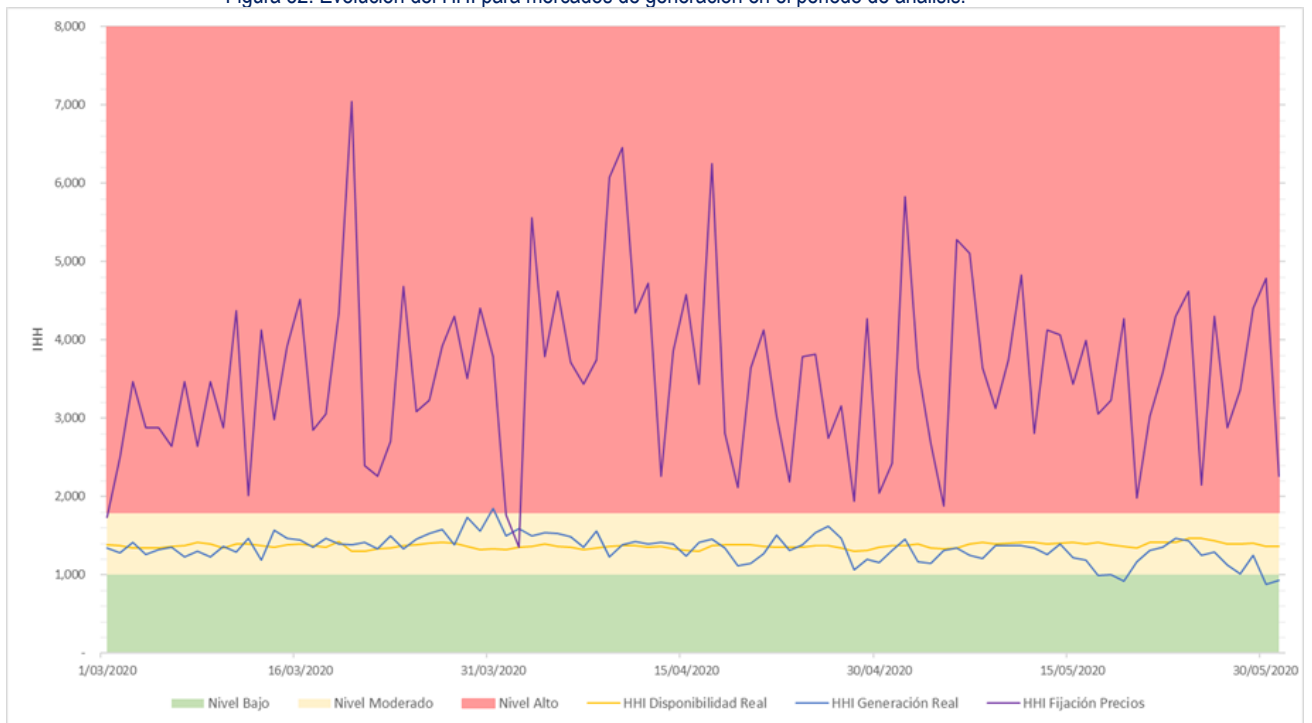


TERMOFLORES en la generación. Se observa que sobresalen nuevamente tres agentes, EMGESA, EPM e ISAGEN, que representan alrededor del 60% de la generación y la disponibilidad durante el periodo de análisis.

En cuanto a la participación de los agentes en la fijación de precios, para este periodo se presenta el HHI de forma diaria y es posible observar que dicho indicador alcanza valores por arriba de 6.000, lo que muestra una concentración significativamente alta. Durante todo el periodo de análisis se mantiene esta condición de alta concentración y posición de dominio por parte de algunos agentes del mercado. Los mayores picos en el indicador de concentración en la fijación de precios se presentan a mediados de marzo y mediados de abril, con precios de mercado entre 300 y 400 \$/kWh para marzo, y entre 200 y 300\$/kWh para abril.

En la Figura 54 se presenta la evolución de la participación mensual de los agentes que fijan el precio en más del 90% del tiempo, considerando su portafolio de plantas de generación. Se puede ver que los agentes EMGESA, ISAGEN y EPM tienen participaciones cercanas a 28%, 27% y 21%, respectivamente, sin grandes variaciones durante el periodo; los otros dos agentes mostrados en la Figura son Celsia y Tebsa, con participaciones cercanas al 10% y 5%, respectivamente.

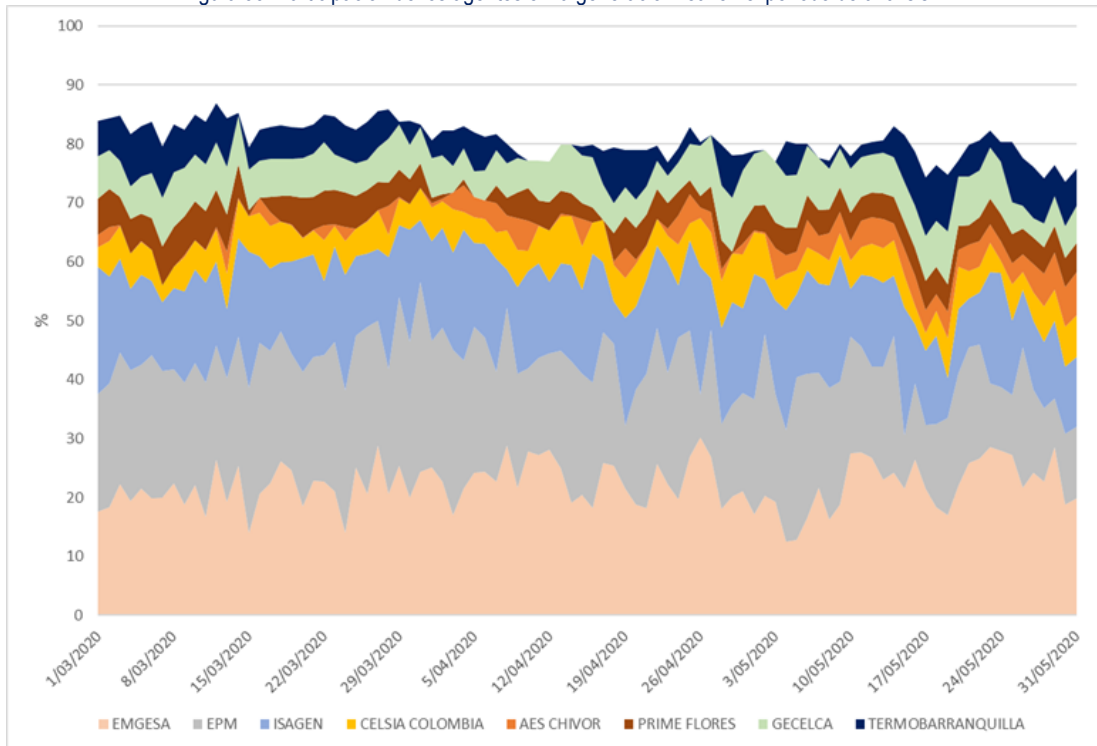
Figura 52. Evolución del HHI para mercados de generación en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

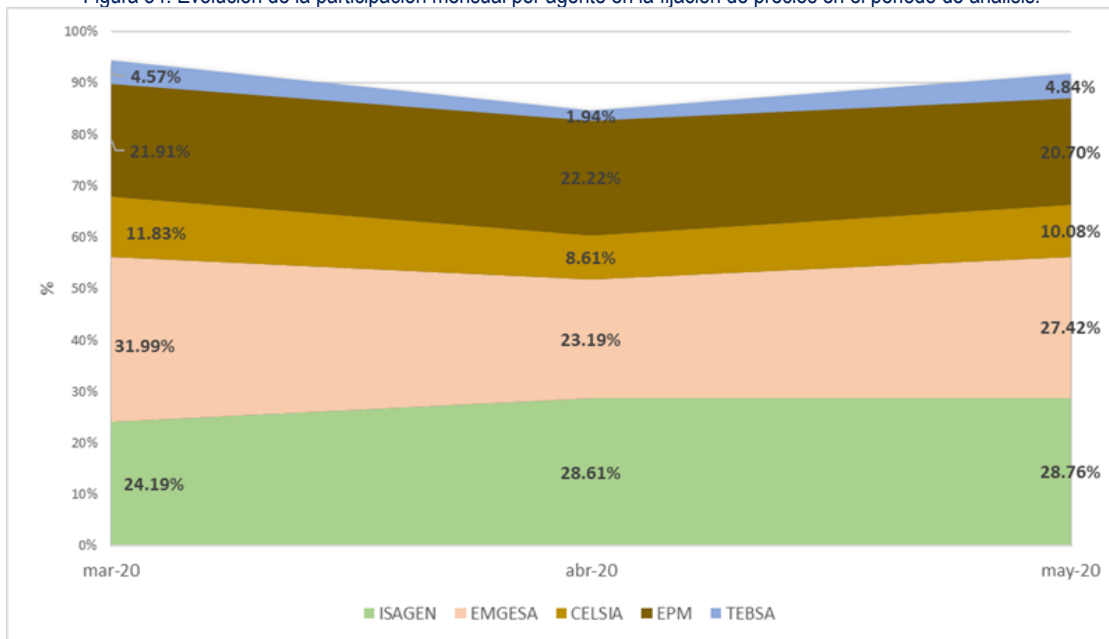


Figura 53. Participación de los agentes en la generación real en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 54. Evolución de la participación mensual por agente en la fijación de precios en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 55 ilustra la cantidad de veces que una planta fija el precio de bolsa diariamente en el periodo de análisis. Cada planta está identificada por el código con el que se registra en la base de datos del operador del mercado y un color específico; el diámetro de cada circunferencia indica el número de veces que la planta fijó el precio en el día, y en el eje de la izquierda se muestra el precio de bolsa. En el periodo analizado, se fijó el precio de bolsa 2208 veces por parte de 45 plantas diferentes. Las diez plantas que más fijaron el precio son

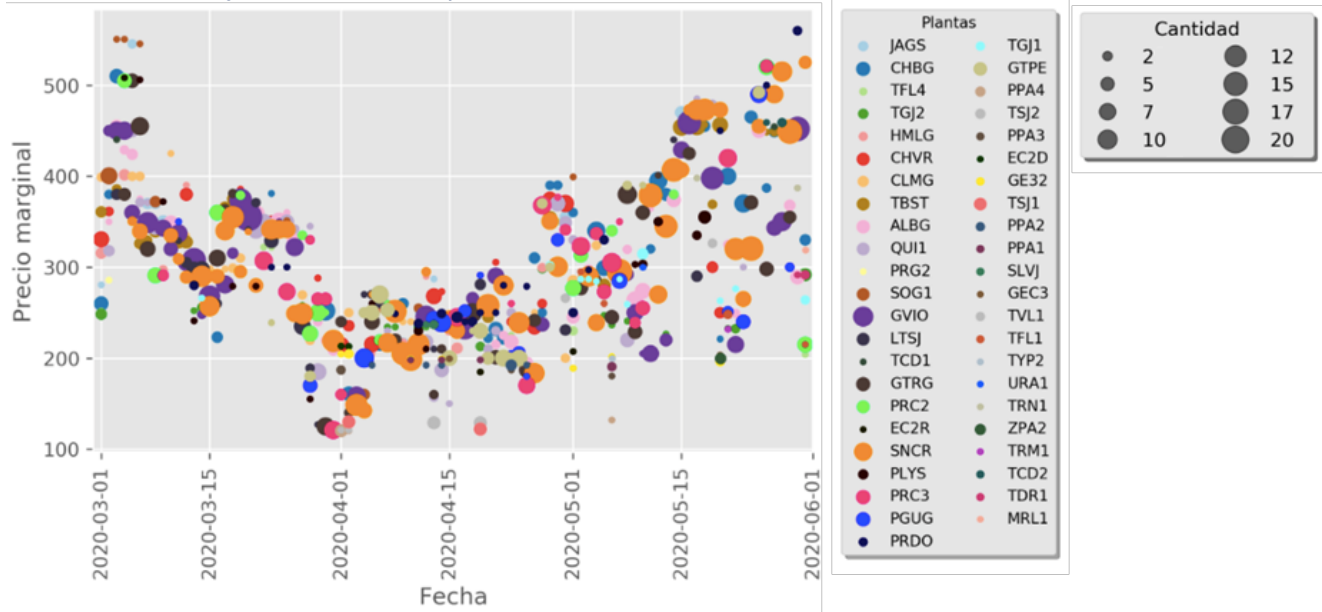


San Carlos, Guavio, Guatron, Alban, Betania, Porce 3, Quimbo, Tebsa, Chivor y Pagua, identificadas por los círculos de mayor diámetro.

Es de resaltar en la Figura 55, que durante el mes de marzo y buena parte de abril la dispersión de precios es baja, y la nube de puntos se concentra alrededor de ciertos precios, con pocas plantas fijando el precio durante varias horas del día (pocas circunferencias de gran diámetro), por ejemplo como a mediados de marzo; mientras que desde principios de mayo se observa una dispersión más alta de los precios de bolsa, con días en los que los precios pueden variar desde valores cercanos a 200 hasta 500 \$/kWh. Igualmente, para estos días, el número de plantas que fija precios en diferentes horas de cada día es mayor (más puntos de diferente color y menor diámetro en cada columna de la figura), lo que muestra mayor competencia en el mercado. Se debe tener en cuenta que los precios de bolsa cambian hora a hora, dependiendo del nivel de demanda y de las condiciones del sistema en cada instante de tiempo.

La Figura 56 muestra el número de veces que cada planta fijó el precio de bolsa en el periodo de análisis. En particular, se observa que las plantas San Carlos y Guavio son las que fijaron el precio el mayor número de veces (795 veces, equivalentes a un 36% del total), cantidad significativamente mayor que el resto de las plantas que participan en la fijación del precio.

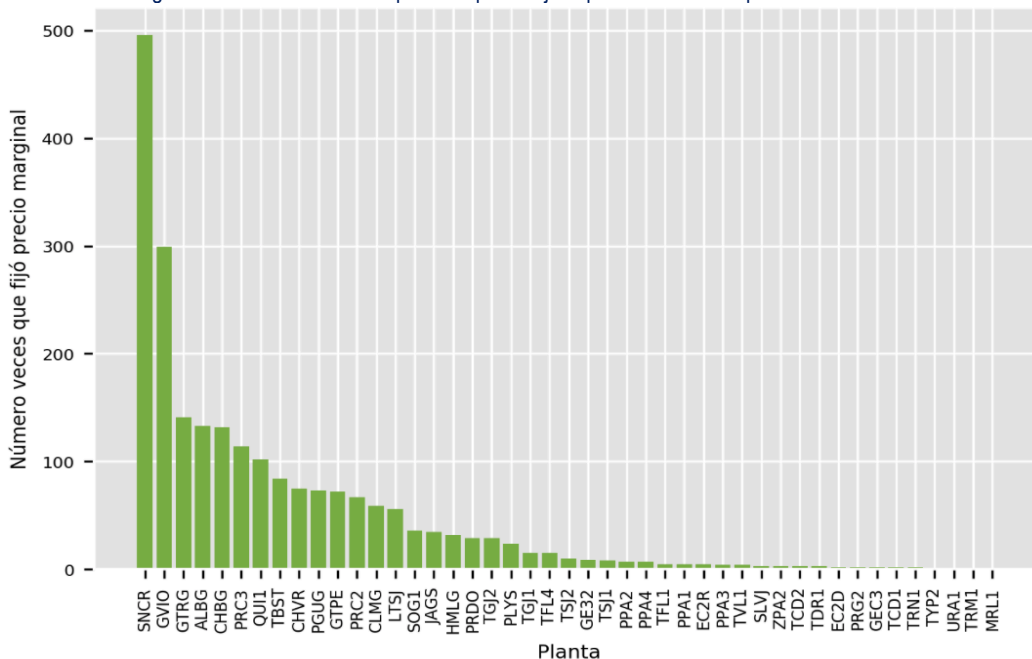
Figura 55. Evolución de la fijación de precio de bolsa por planta en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



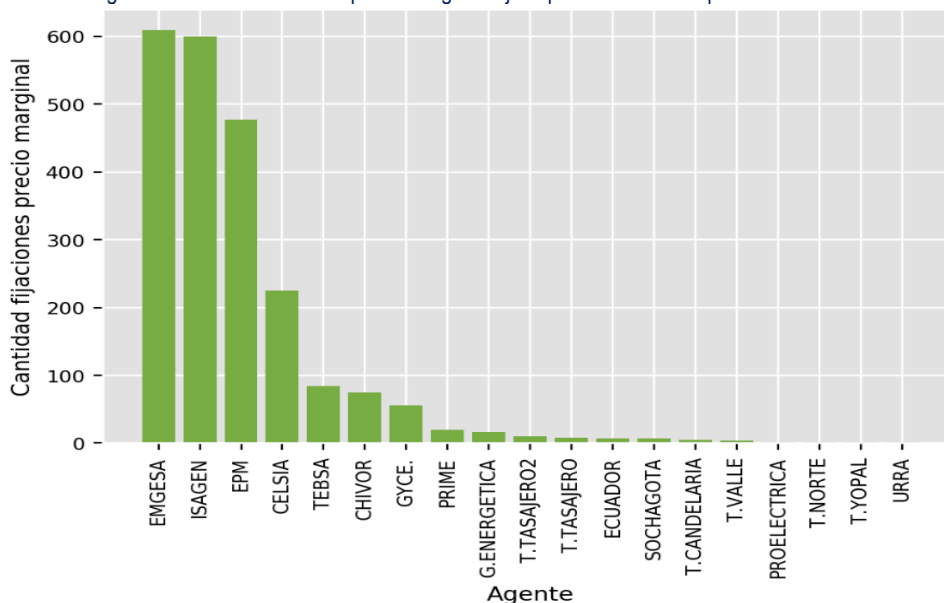
Figura 56. Número de veces que cada planta fija el precio bolsa en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 57 presenta el número de veces que cada agente fija el precio de bolsa, siendo Emgesa, Isagen y EPM los que más han fijado el precio de bolsa, con 1686 veces, equivalente al 76% del total de veces que se fijó el precio de bolsa en el mercado de energía mayorista durante el periodo de análisis.

Figura 57. Número de veces que cada agente fija el precio bolsa en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, para los agentes con mayor participación en la generación real y la fijación de precios, se realizó el ejercicio de revisión de las ofertas de precio para cada una de sus plantas y su evolución en el periodo de análisis, como se muestra en la Figura 58 a Figura 61.



Para las plantas hidroeléctricas se observa, en general, una tendencia de disminución de las ofertas de precio durante el inicio del periodo de análisis, debido en buena parte al comportamiento de los aportes y del nivel de los embalses, junto con las medidas de APO decretadas por el Gobierno; los agentes presentan un comportamiento más o menos consistente, con las mayores ofertas de precio hacia finales de mayo.

No obstante, como ha sido usual, se evidencia alta variabilidad en las ofertas durante el periodo, y cambios abruptos incluso entre un día y otro, y su alternancia entre las plantas de cada portafolio, comportamiento que puede obedecer, entre otros factores, a la conformación del portafolio de cada agente, a los compromisos contractuales, las obligaciones de cada planta, al nivel de aportes y de embalse, la percepción de riesgo, y a la estrategia propia del agente.

Por otro lado, las ofertas de centrales térmicas, salvo algunas fluctuaciones, permanecen estables durante el periodo, y en función del combustible utilizado para la operación.

En las Tablas Tabla 12 a Tabla 15 se muestran las estadísticas descriptivas de los precios de oferta para cada una de las plantas de generación que hacen parte del portafolio de los agentes bajo análisis. Como se mencionó anteriormente, allí se pueden evidenciar aspectos como la variabilidad en las ofertas de los generadores (a través de la desviación estándar), su relación con las medidas de tendencia central (media y mediana), y mínimos y máximos ofertados, durante el periodo de análisis.

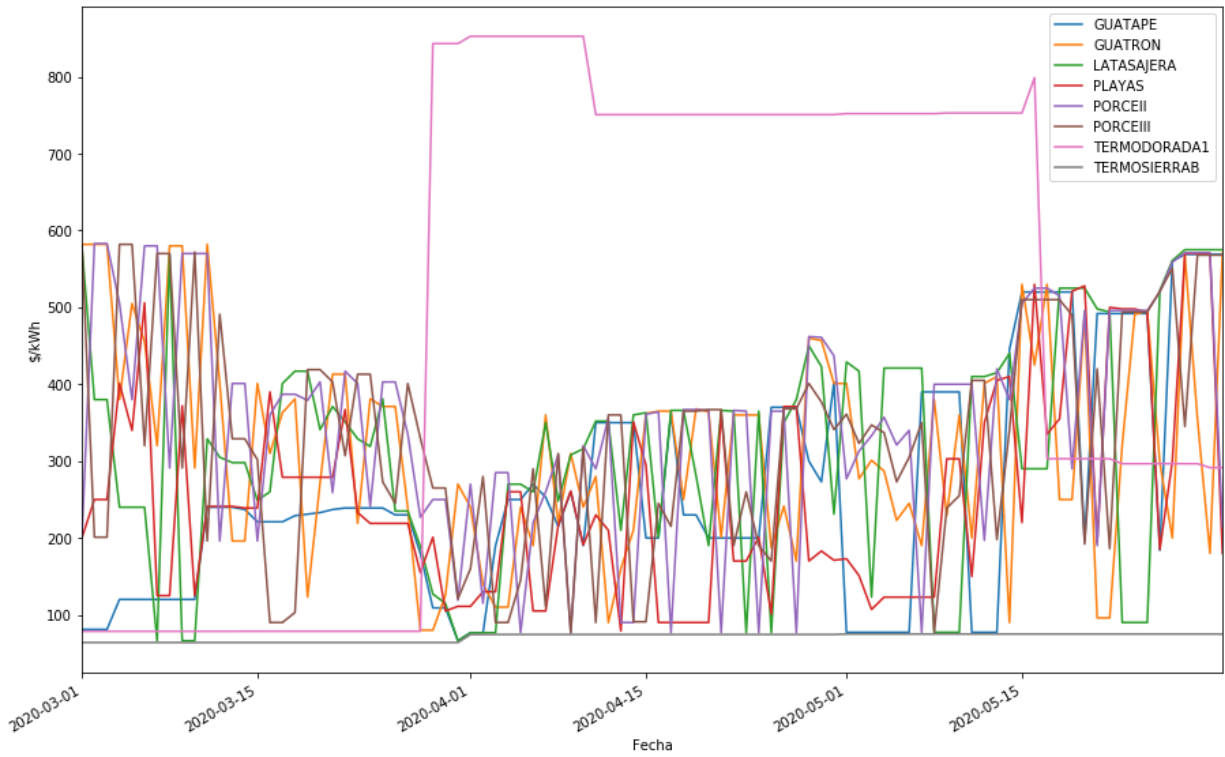
Figura 58. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

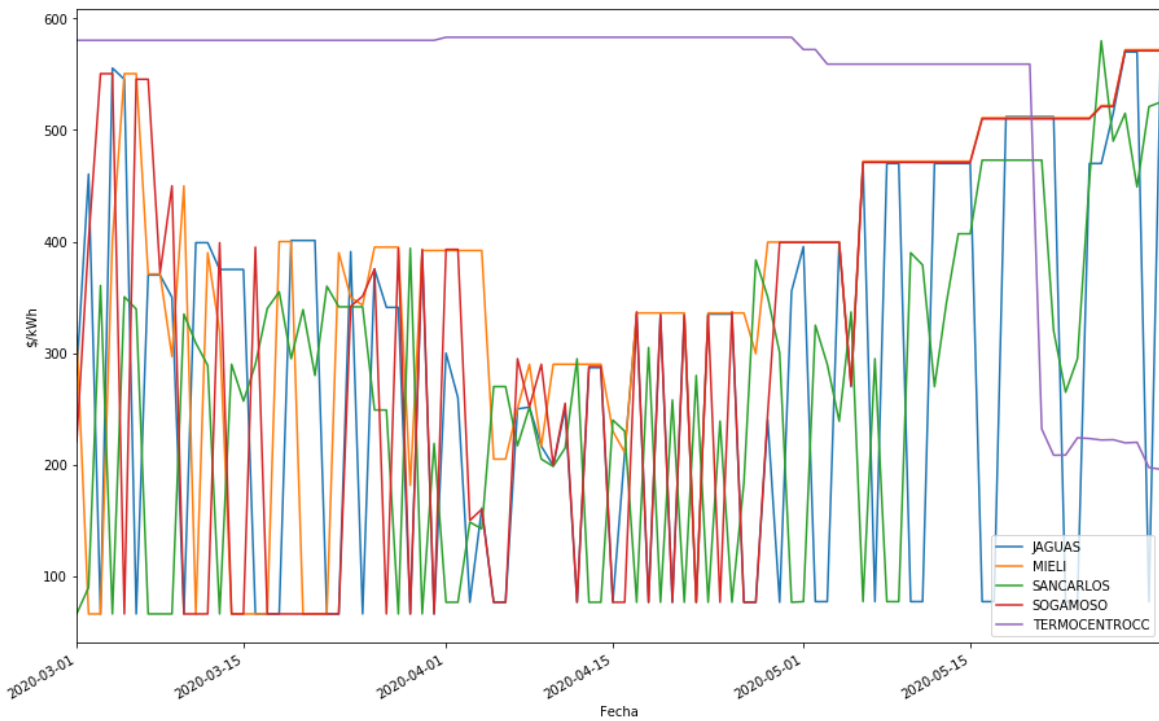


Figura 59. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

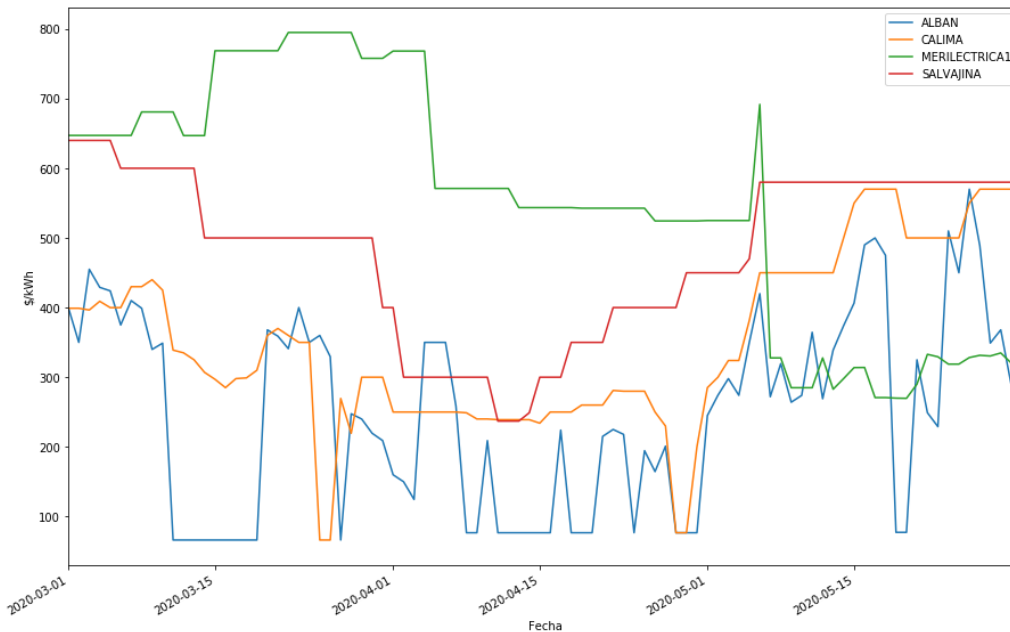
Figura 60. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 61. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CELSIA en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En el caso de EMGESA (Tabla12), los valores de oferta de las centrales hidroeléctricas oscilan entre 66 y 608 \$/kWh. La menor desviación estándar de las plantas hidroeléctricas corresponde a 172,07 \$/kWh de la planta El Quimbo, y la mayor a 184,18 \$/kWh de Betania; los valores máximos para dichas plantas están por encima de 500 \$/kWh. Por otro lado, es posible evidenciar que, para las plantas térmicas, se observa un comportamiento estable tanto para los recursos de Zipa, como para las unidades de Cartagena; los valores mínimos para estas últimas corresponden con cambios en el combustible utilizado para la generación y con ofertas realizadas durante pruebas en sus unidades.

Tabla 12. Estadísticas descriptivas ofertas de precio EMGESA en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
BETANIA	278,02	289,70	184,18	66,22	608,00
CARTAGENA1	676,25	875,34	24,81	865,05	900,15
CARTAGENA2	655,56	842,24	48,77	832,02	901,00
CARTAGENA3	579,63	833,40	459,83	220,00	870,31
ELQUIMBO	256,86	255,95	172,07	66,22	580,00
GUAVIO	219,30	185,84	173,07	66,22	580,00
PAGUA	196,39	128,17	181,67	66,22	600,00
ZIPAEMG2	145,32	188,64	71,41	80,00	201,24
ZIPAEMG3	157,24	191,60	71,33	180,87	202,35
ZIPAEMG4	150,62	191,61	70,67	120,00	203,00
ZIPAEMG5	159,13	193,58	72,50	189,20	202,33

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para EPM (Tabla13) se observa que la menor desviación estándar de las plantas hidroeléctricas corresponde con la central Playas con 163,55 \$/kWh y la mayor desviación la presenta la cadena PORCEll con un valor de 181,82 \$/kWh. Por otro lado, las plantas térmicas si bien son estables en sus ofertas, TERMO SIERRA presenta



la oferta más baja en cuanto a tecnología con un valor medio de 65,07\$/kWh; TERMODORADA presentó una desviación de 329,77 \$/kWh. En relación con los valores mínimos de las plantas térmicas, están relacionados con cambios en el combustible utilizado, el tipo de contratos de suministro y transporte de combustible, y la forma como el agente considera los costos y riesgos dentro de las ofertas de precio.

Tabla 13. Estadísticas descriptivas ofertas de precio EPM en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
GUATAPE	232,76	190,75	169,04	66,22	569,00
GUATRON	268,00	265,88	171,92	80,00	582,00
LATASAJERA	273,18	273,99	174,23	66,22	579,00
PLAYAS	230,17	185,00	163,55	79,00	570,00
PORCEII	292,04	306,37	181,82	76,69	583,00
PORCEIII	273,15	270,27	174,65	76,69	582,00
TERMODORADA1	426,83	404,95	329,77	78,57	852,68
TERMOSIERRAB	65,07	72,76	25,75	63,96	74,99

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En el caso de ISAGEN (Tabla 14) la menor desviación estándar la presenta la central SAN CARLOS con un valor de 171,07 \$/kWh, mientras que las demás centrales hidroeléctricas estuvieron alrededor de 185 \$/kWh. Respecto a TERMOCENTRO su comportamiento fue estable con una media de 405,64 \$/kWh afectado por la variación en un día donde su oferta fue de 195,89 \$/kWh; el valor mínimo corresponde con un cambio en el combustible por la gestión de nuevos contratos.

Tabla 14. Estadísticas descriptivas ofertas de precio ISAGEN en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
JAGUAS	246,80	225,20	179,33	66,22	570,00
MIELI	298,11	324,18	184,50	66,22	572,00
SANCARLOS	238,65	203,31	171,07	66,22	580,00
SOGAMOSO	266,77	247,86	192,56	66,22	571,00
TERMOCENTRO	405,64	546,21	226,30	195,89	583,15

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para CELSIA (Tabla 15), los estadísticos principales muestran una relación cercana entre la media y la mediana para sus recursos, no obstante, la menor variación la tiene ALBAN con un valor de 172,50 \$/kWh. Este portafolio hídrico presentó valores mínimos de 66 \$/kWh y máximos alrededor de 640 \$/kWh. En el caso de Merielectrica, el valor mínimo del precio de oferta corresponde con la consecución de nuevos contratos de gas a precios competitivos.

Tabla 15. Estadísticas descriptivas ofertas de precio CELSIA en el periodo de análisis (\$/kWh).

Central	Media	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
ALBAN	225,18	195,25	172,50	66,22	570,00
CALIMA	278,74	287,00	179,53	66,22	570,00
MERIELECTRICA1	429,88	438,01	250,37	270,74	795,00
SALVAJINA	381,04	440,82	208,72	92,00	640,00

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



De esta forma, para el periodo de análisis, se observa que, además de la concentración en el mercado, los agentes que fijan el precio durante la mayor parte del tiempo presentan ofertas con una variabilidad importante, al menos en su portafolio hidroeléctrico, y han realizado ofertas competitivas para los recursos termoeléctricos que pueden operar a partir de gas natural, a partir de las opciones generadas por lo establecido en la Resolución CREG 042 de 2020⁵.

3.1.2. Análisis del comportamiento de las ofertas de los agentes generadores

Con el fin de dar señales sobre el comportamiento observado de las ofertas de precio de los agentes generadores en el mercado eléctrico, y de analizar con más detalle los cambios repetitivos presentados en estas, así como los factores que influyen en dichos comportamientos (nivel de almacenamiento de agua en embalse, aportes hídricos al mismo, composición del portafolio de generación, compromisos contractuales, obligaciones de cada planta, percepción de riesgo, y estrategia propia del agente), se aplica la metodología descrita en el primer informe semestral de seguimiento de la UMMEG. Este tipo de análisis es relevante para tratar de identificar ofertas que podrían reflejar un comportamiento estratégico con el fin de mantener un nivel de precios o rentas, más aún si los agentes son pivotaes y, por lo tanto, tienen la posibilidad de ejercer indebidamente poder de mercado.

La metodología toma una muestra de las ofertas de precio y disponibilidad de algunos agentes generadores, así como de los precios de bolsa horarios de la energía, para cada día de un mes específico del periodo de análisis. Para tener en cuenta la capacidad de las plantas de generación, se realiza el análisis con la información de rentas inframarginales estimadas como la diferencia positiva entre el precio de bolsa liquidado y la oferta del generador, multiplicada por la cantidad ofertada. Se resalta que tanto las ofertas de los generadores, como el precio de bolsa y las rentas inframarginales han sido normalizadas a valores entre 0 y 1.

A continuación, se presentan algunos de los casos identificados.

- Caso 1: presenta el comportamiento de las ofertas de tres generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente. La Tabla 16 muestra el coeficiente de variación de las rentas inframarginales estimadas para cada generador y su combinación. Por separado, el comportamiento de la renta inframarginal de cada generador tiene variaciones significativas (en los tres casos son superiores al 100%), mientras que en el caso combinado su coeficiente de variación es 81,93%.

Tabla 16. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 1.

Generador	Coefficiente variación
Generador 1	218,95%
Generador 2	143,38%
Generador 3	121,61%
Combinado	81,93%

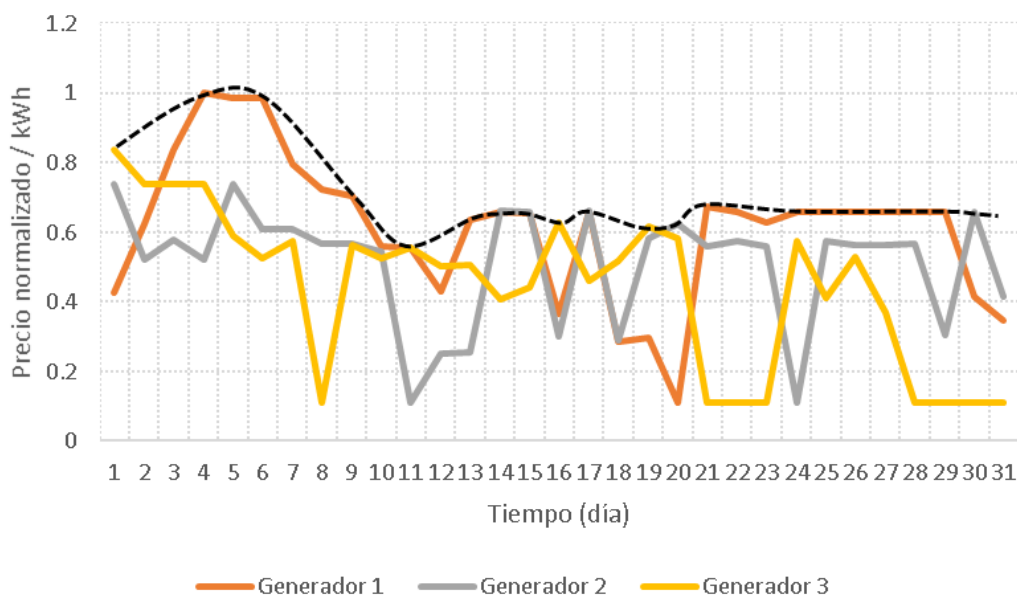
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 62 muestra la comparación del comportamiento de las ofertas de precio de los generadores. Se puede observar que, para algunos días del periodo analizado, las ofertas varían significativamente, entre 0,15 y 0,65, y en algunos casos mientras uno o dos generadores tienen una oferta de precio baja (0,15), los otros tienen una oferta de precio alta (0,65). Por ejemplo, entre los días 10 y 20, el generador 2 realiza seis cambios abruptos, mientras que las ofertas de alguno de los demás se mantiene cercana a los valores máximos.

⁵ Medidas transitorias en relación con la modificación por mutuo acuerdo de precios y cantidades de los contratos vigentes de suministro y transporte de gas suscritos conforme a lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017



Figura 62. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 1.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Caso 2: presenta el comportamiento de seis generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente. La Tabla 17 muestra el coeficiente de variación de las rentas inframarginales para cada generador y para su combinación. El coeficiente de variación para 4 de los 6 generadores es superior al 100%, mientras que en el caso combinado su coeficiente de variación es 41,47%.

Tabla 17. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 2.

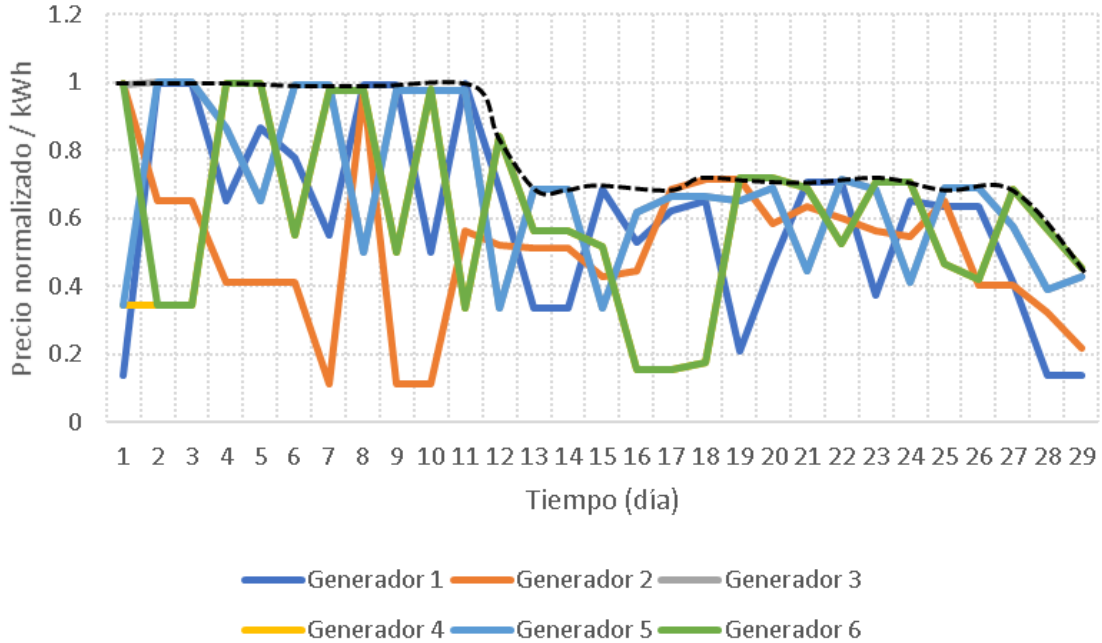
Generador	Coefficiente variación
Generador 1	59.12%
Generador 2	146.19%
Generador 3	120.62%
Generador 4	67.76%
Generador 5	162.64%
Generador 6	152.66%
Combinado	41.47%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 63 muestra la comparación del comportamiento de las ofertas de precio de los generadores. Se puede observar que las ofertas son complementarias para diferentes niveles de precios, por ejemplo, entre 0,5-1 y 0,4-0,7, y se presentan varias conmutaciones entre el valor mínimo y máximo de oferta en un corto periodo de tiempo. Puntualmente, entre los días 1 y 13 el generador 6 conmuta siete veces y el generador 1 lo hace en seis oportunidades. En este sentido, se puede apreciar como las ofertas de los generadores son opuestas, variando consistentemente entre el valor mínimo y máximo analizado. Como se mencionó anteriormente, estos cambios repetitivos no necesariamente reflejan el nivel de almacenamiento de agua en embalse o los aportes hídricos al mismo.



Figura 63. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 2.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

- Caso 3: presenta el comportamiento de cinco generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente. La Tabla 18 muestra el coeficiente de variación de las rentas inframarginales para cada generador y para su combinación. El coeficiente de variación para tres generadores es superior al 100%, mientras que en el caso combinado su coeficiente de variación es 36,86%.

Tabla 18. Estadística descriptiva de la renta inframarginal para el caso 3.

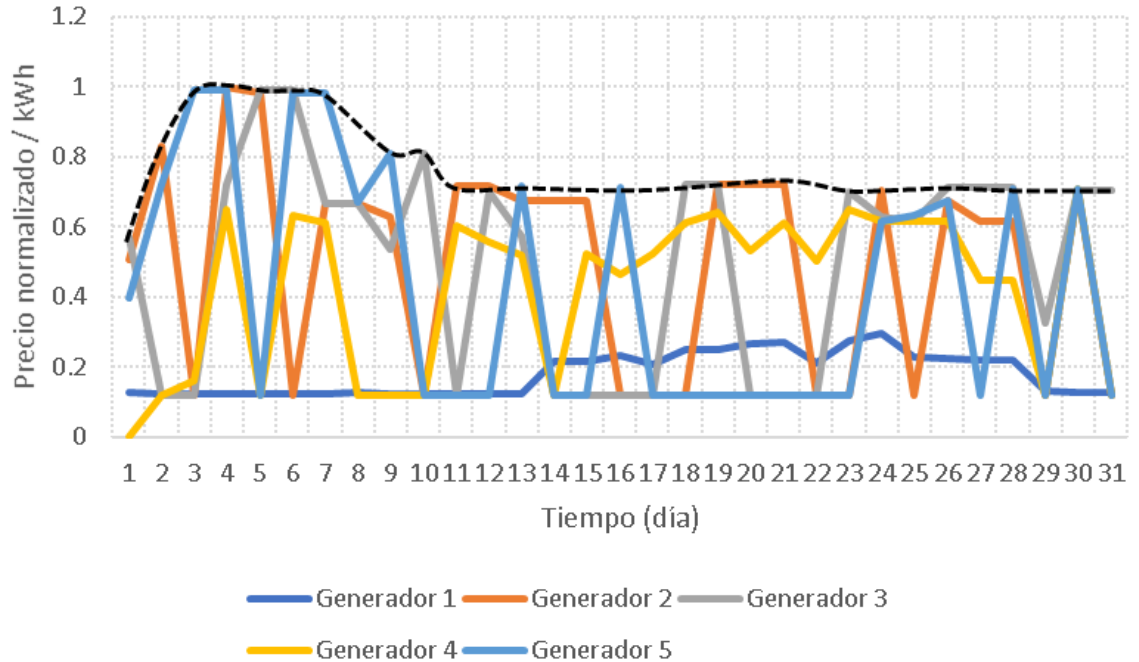
Generador	Coefficiente variación
Generador 1	31.99%
Generador 2	138.72%
Generador 3	135.49%
Generador 4	106.66%
Generador 5	99.56%
Combinado	36.86%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 64 muestra la comparación del comportamiento de las ofertas de precio de los generadores. Se puede observar que las ofertas son complementarias para diferentes niveles de precios, con un mínimo cerca de 0,15 y un valor máximo dado por una curva envolvente (línea punteada negra). Este comportamiento se presenta durante todo el mes, y se puede apreciar como las ofertas de los generadores son opuestas, variando consistentemente entre el valor mínimo y máximo analizado. Como se mencionó anteriormente, estos cambios repetitivos no necesariamente reflejan el nivel de almacenamiento de agua en embalse o los aportes hídricos al mismo.



Figura 64. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 3.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.3. Agentes pivotaes

En esta sección se utiliza el Índice de Oferta Residual (IOR) para identificar si dentro del periodo de análisis se identifica algún agente pivotal y, por lo tanto, que haya tenido la posibilidad de fijar precios superiores a los costos marginales. Este índice permite además observar el margen de competencia de cada agente en el mercado, es decir, muestra que tan lejos o cerca está un agente de ser pivotal.

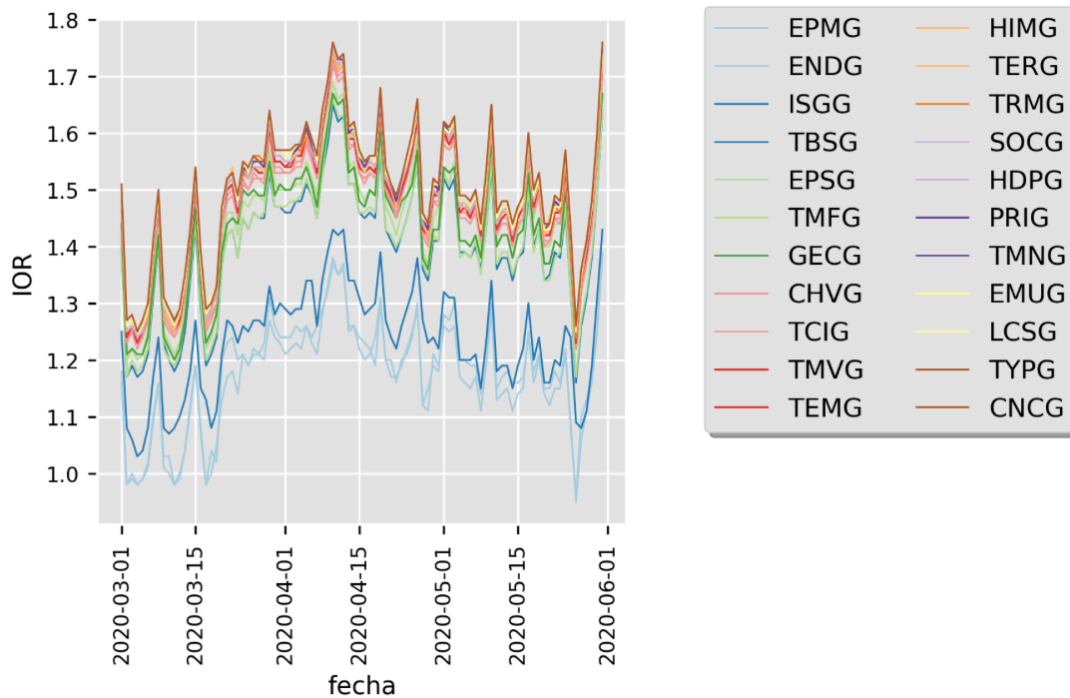
Para el presente análisis se toman las ofertas de disponibilidad de todos los generadores del sistema y se obtienen las ofertas por agente. Posteriormente, se obtienen las ofertas residuales para cada uno de los agentes y se dividen entre la demanda del sistema. Este proceso se realiza para cada hora de cada día en el periodo de análisis, obteniendo así el espectro de IOR en el corto plazo.

Si el indicador IOR es menor que 1 para un agente dado, la oferta de dicho agente se requiere para atender la demanda en esa hora, por lo que dicho agente es pivotal y tiene la posibilidad de ejercer indebidamente poder de mercado, por ejemplo, aumentando los precios de oferta, en detrimento de la eficiencia del mercado. Si el IOR está entre 1 y 1,2, sigue existiendo la posibilidad de que, ante una contingencia o comportamiento cooperativo con otros agentes, se ejerza indebidamente poder de mercado por parte del agente. Así, en esta sección se analizan estos dos umbrales para el periodo en estudio.

En la Figura 65 se muestra la evolución del IOR mínimo diario para cada agente generador en el periodo de análisis, cada agente identificado según el código con el que está registrado ante el operador del mercado. Se puede ver el IOR mínimo es mayor que 1,2 para la mayoría de los agentes durante casi todo el periodo de análisis, es decir, dichos agentes no tendrían la posibilidad de ejercer poder de mercado con sus ofertas; sin embargo, para dos de los agentes más grandes del mercado (EPM y EMGESA) durante buena parte del periodo sus IOR mínimos se encuentran generalmente por debajo de 1,2, y para algunos días de la primera mitad de marzo y finales de mayo por debajo de 1.



Figura 65. Comportamiento del IOR mínimo por agente en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

EPM fue pivotal 25 veces y el IOR mínimo global fue de 0,95, que se dio el 26 de mayo; en el caso de EMGESA, fue pivotal 18 veces, y el mínimo fue de 0,96 en la misma fecha, como se puede ver en la Tabla 19.

Para el periodo de análisis, las horas en las que se presentan los menores IOR son de las 11 a las 16, 19 y 20.

Tabla 19. Detalle del IOR mínimo para los agentes con $IOR \leq 1$ en el periodo de análisis.

EPM			EMGESA		
Fecha	IOR mínimo del día	Horas $IOR \leq 1$	Fecha	IOR mínimo del día	Horas $IOR \leq 1$
2/03/20	0,98	15,16	2/03/20	0,98	15,16
3/03/20	1,00	15,16,20	3/03/20	0,99	15,16
4/03/20	0,98	15,16,19,20,21	4/03/20	0,98	20,21
5/03/20	0,99	15,20,21	5/03/20	0,99	15,16,21
10/03/20	1,00	15			
11/03/20	0,98	16,20	11/03/20	0,98	15,16,20
12/03/20	0,99	15,20	12/03/20	1,00	20
17/03/20	0,98	12,13,14	17/03/20	0,98	12,13,14
18/03/20	1,00	20			
26/05/20	0,95	11,12,13	26/05/20	0,96	12,13

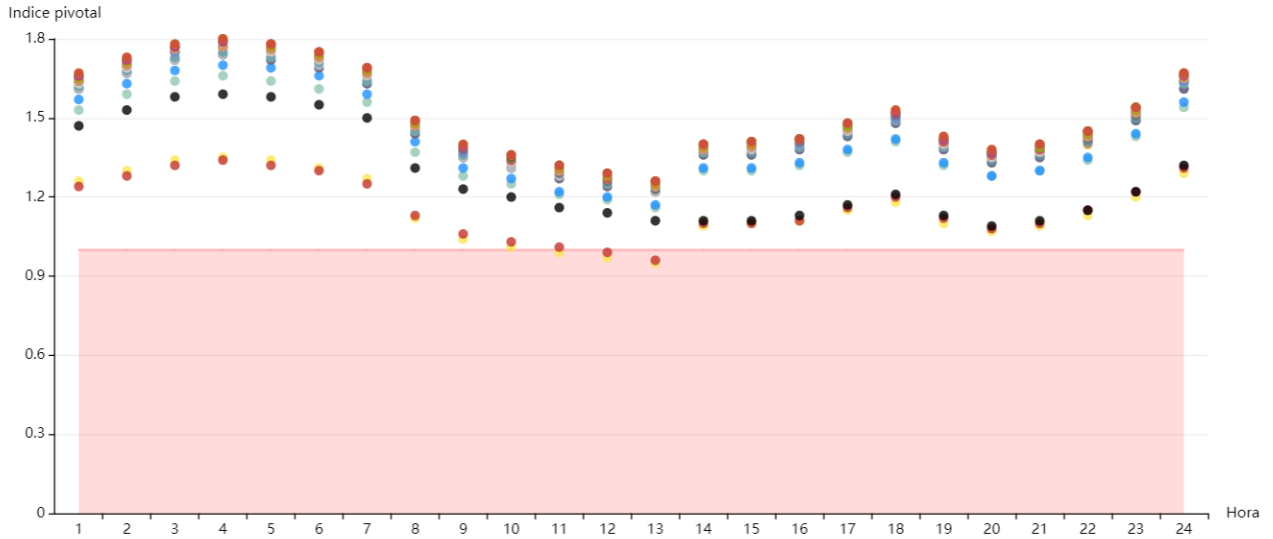
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

A manera de ejemplo se toma uno de los días considerados de mayor impacto en el indicador IOR, en este caso el día 26 de mayo de 2020, para estudiar con más detalle el comportamiento de los agentes. En la Figura 66 se muestra el IOR para todos los agentes y para todas las horas del día seleccionado; se pueden apreciar los IOR de los dos agentes que superan el límite de uno (franja roja). Este comportamiento se presentó en las



horas 11, 12 y 13. Para este día, EPM, con sus plantas Guatron, Porce 2 y Porce 3, fijó el precio de bolsa en 15 de las horas del día, especialmente entre las horas 11 a 13 (cuando era pivotal) cuando lo fijó con la planta Porce 3 en 521 \$/kWh; por su parte EMGESA lo fijó en las horas 1 y 7 (cuando no era pivotal) con la planta Betania en 387 \$/kWh.

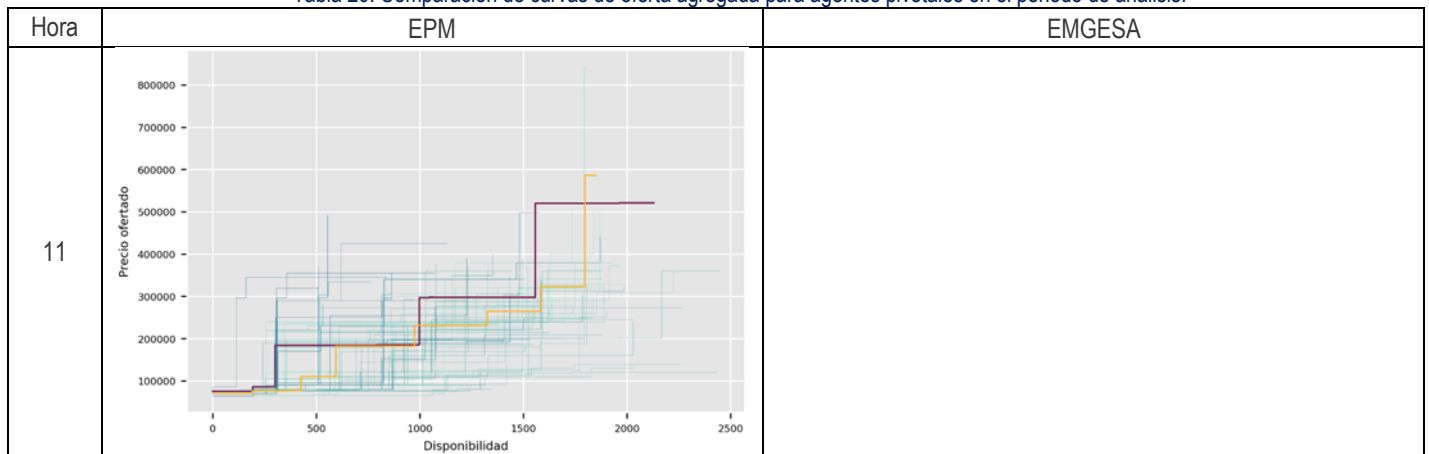
Figura 66. IOR del 26 de mayo de 2020 por agente.

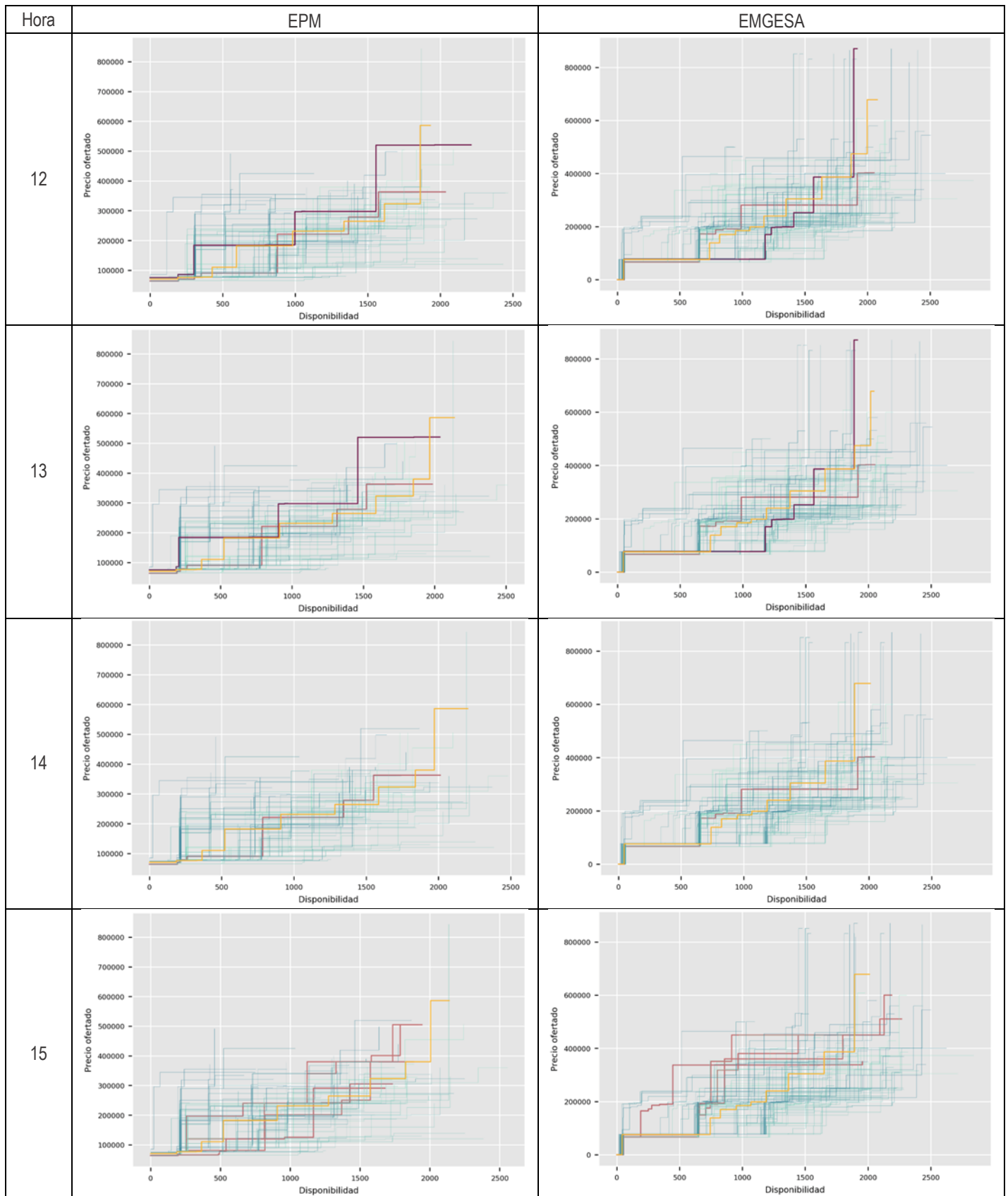


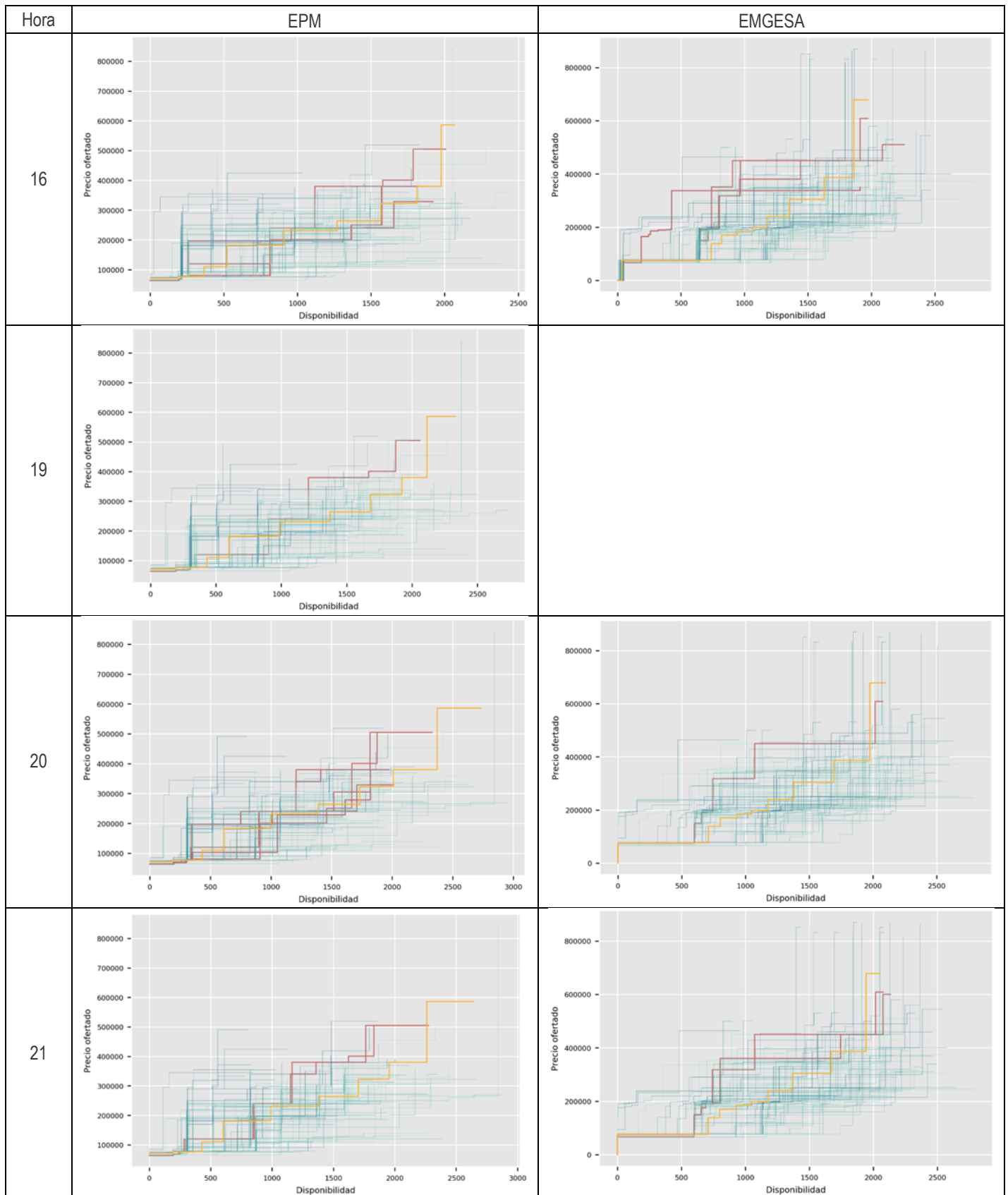
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para complementar los análisis de agentes pivotaes, en la Tabla 20 se muestra una comparación de las curvas agregadas de oferta, tomadas del despacho ideal, de los dos agentes que presentaron IOR menores que 1 para los días y horas en las que se dio esta condición (curvas de color rojo), con las demás curvas agregadas de oferta para la misma hora de cada día del periodo de análisis (curvas de color azul), con el fin de identificar si para los días y horas en las que el agente se volvió pivotal se presentan cambios identificables en su curva de oferta, o comportamientos atípicos. La disponibilidad está en MW y los precios en \$/MWh. Adicionalmente, para cada hora se presenta una curva de oferta de referencia calculada a partir de los datos de las curvas horarias con los promedios de precios y cantidades en cada escalón (curvas de color amarillo), como una medida de tendencia central de las curvas de oferta en cada hora.

Tabla 20. Comparación de curvas de oferta agregada para agentes pivotaes en el periodo de análisis.







Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



De la comparación se puede observar que, para el agente EPM, las curvas de oferta agregada para los días y horas en que fue pivotal y fijó el precio (horas 11, 12 y 13, en el caso del día 26 de mayo) tienen ofertas de precio que se alejan de la curva de referencia, en este caso para dos plantas con capacidad de cerca de 700 MW cuyas ofertas están por encima de 500.000 \$/MWh, con una diferencia de más de 200.000 \$/MWh con el escalón de oferta de la planta precedente, y solo una mínima diferencia de precio entre ellas (1.000 \$/MWh o 1 \$/kWh), comportamiento que no se evidencia para las otras horas en las que fue pivotal.

Por otro lado, para el agente Emgesa, en las horas 15, 16, 20 y 21, cuando el agente es pivotal, las curvas de oferta agregada se ubican en la región superior izquierda comparadas contra la curva referencia para la misma hora, con escalones donde una capacidad significativa (aproximadamente 1000 MW) están a precios en algunos puntos con valores de más de 200 \$/MWh comparadas con la referencia; esto se debe a cambios tanto en precios como en disponibilidad que en general hacen más costosa la energía en esos momentos.

El objetivo de este análisis es comenzar a relacionar comportamientos atípicos en las ofertas de los agentes con los demás indicadores como IOR y fijación de precios, para identificar posibles ejercicios indebidos de poder de mercado. Los comportamientos pueden incluir, entre otros, ubicar las ofertas de plantas de alta capacidad en la parte superior de la curva agregada de oferta, al incrementar su precio, o igualar hacia arriba las ofertas de precio de varias plantas con el fin de agregar mayor disponibilidad a mayores precios, o aumentar las ofertas de precio de todo el portafolio en conjunto.

3.1.4. Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme

Esta sección presenta los indicadores para realizar el seguimiento y evaluación de la capacidad de cumplimiento que tienen los agentes generadores sobre sus Obligaciones de Energía en Firme. Estos indicadores comparan la disponibilidad real frente a las OEF (Indicador ICOEF) de cada planta de generación, bajo el supuesto que dicha disponibilidad indica el estado real de la planta y que en un momento específico estaría, o no, en la capacidad de generar la energía asignada bajo el esquema de Cargo por Confiabilidad, situación que puede poner en riesgo la atención de la demanda. Por otro lado, considerando los anillos de seguridad como los contratos de respaldo y la Demanda Desconectable Voluntaria – DDV que el agente pueda negociar, se realiza seguimiento a través de la demanda comercial a través del indicador ICOEF^{AS}, según la metodología definida en el Boletín anterior.

Vale la pena anotar que para la lectura e interpretación del indicador se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Una planta de generación puede encontrarse en pruebas, lo cual afecta la disponibilidad comercial y puede afectar el cálculo del indicador.
- No fueron incluidas las plantas que se acogen a la Resolución CREG 081 de 2014, puesto que su disponibilidad se ve afectada por el combustible utilizado (principal o respaldo), lo cual puede afectar el cálculo del indicador.
- Un agente puede tener inconsistencias o no reportes de información ante el CND sobre la disponibilidad declarada para alguna planta en particular, lo que puede afectar el cálculo del indicador.

En la Tabla 21 y Tabla 22 se muestran los valores de los indicadores *ICOEF* e *ICOEF^{AS}* para plantas hidráulicas y térmicas, respectivamente, en el periodo de análisis.



Tabla 21. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.

Planta	ICOEF (número de días)			ICOEF ^{AS} (número de días)		
	Marzo	Abril	Mayo	Marzo	Abril	Mayo
ESCUELA DE MINAS	19	1	13	14	0	19
CARLOS LLERAS	3	6	12	2	7	13
URRA	5	7	5	5	7	5
EL QUIMBO	3	0	4	4	0	2
PAGUA	5	0	0	5	1	1
ESMERALDA	22	1	1	10	0	1
SAN FRANCISCO	23	0	1	11	0	1
SAN CARLOS	0	0	1	0	0	1
CHIVOR	0	0	0	0	0	0
BETANIA	0	0	0	0	0	0
GUAVIO	0	0	0	0	0	0
GUATAPE	0	0	0	0	0	0
GUATRON	0	0	0	0	0	0
LATASAJERA	0	0	0	0	0	0
PLAYAS	0	0	0	0	0	0
PORCE II	0	0	0	0	0	0
PORCE III	0	0	0	0	0	0
ALBAN	0	0	0	0	0	0
CALIMA	0	0	0	0	0	0
CUCUANA	0	0	0	0	0	0
PRADO	0	0	0	0	0	0
SALVAJINA	0	0	0	0	0	0
AMOYA LA ESPERANZA	15	1	0	2	0	0
JAGUAS	0	0	0	0	0	0
MIEL I	0	0	0	0	0	0
SOGAMOSO	0	0	0	0	0	0
SAN MIGUEL	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Frente a los resultados asociados a plantas hidroeléctricas, se observa que los mayores valores de los indicadores (mayor número de días) están asociados a plantas filo de agua o plantas de embalse con baja regulación, como consecuencia de las variaciones en la disponibilidad del recurso (caudal de las fuentes hídricas) para su generación.

Tabla 22. Indicadores ICOEF e ICOEF^{AS} de plantas térmicas en el periodo de análisis.

Planta	ICOEF (número de días)			ICOEF ^{AS} (número de días)		
	Marzo	Abril	Mayo	Marzo	Abril	Mayo
FLORES 4B	6	1	31	6	1	31
ZIPAEMG 5	4	4	10	7	3	13
ZIPAEMG 4	0	4	7	0	2	12
GECELCA 3	6	8	19	4	10	11
CARTAGENA 1	0	0	10	0	0	10
TERMONORTE	0	0	9	0	0	9
PAIPA 2	3	0	6	4	0	8
ZIPAEMG 2	3	0	6	5	1	7
PAIPA 3	0	0	5	0	0	7
TASAJERO 2	3	2	7	3	2	7
ZIPAEMG 3	0	6	4	3	3	5
PAIPA 4	1	4	5	1	4	5
GUAJIRA 1	8	6	3	6	6	3
GUAJIRA 2	2	4	5	1	4	3



Planta	ICOEF (número de días)			ICOEF ^{AS} (número de días)		
	Marzo	Abril	Mayo	Marzo	Abril	Mayo
TERMODORADA 1	1	1	2	1	1	2
PAIPA 1	0	1	2	0	1	2
TERMOCANDELARIA 1	0	0	1	0	0	1
CARTAGENA 2	0	3	0	0	1	0
CARTAGENA 3	0	0	0	0	0	0
GECELCA 32	5	1	0	3	1	0
TERMOCENTRO CC	0	0	0	0	0	0
PROELECTRICA	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA 3	0	0	1	0	0	0
BARRANQUILLA 4	0	0	1	0	0	0
TEBSAB	3	0	0	3	0	0
TERMOCANDELARIA 2	0	0	0	0	0	0
TERMOEMCALI 1	0	0	0	0	0	0
FLORES 1	2	0	1	2	0	0
TASAJERO 1	9	0	0	5	0	0
TERMOYOPAL 2	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para las plantas térmicas se observa que el indicador asociado a Flores 4 muestra que durante todo el mes de mayo su disponibilidad real fue inferior a la OEF, lo que corresponde a una falla en una de las unidades de la planta de generación. Las unidades de Termozipa presentaron fallas y mantenimientos, además de pruebas realizadas a las unidades para su puesta en operación, lo que genera las diferencias presentadas entre los dos indicadores.

Gecelca 3 presentó varios mantenimientos y algunas fallas que afectaron el valor del indicador y, para el caso particular del mes de abril, la diferencia entre los dos indicadores está asociada a pruebas realizadas por la planta para entrar en operación, que afectaron la disponibilidad comercial.

De los resultados en el periodo de análisis se observa que, en general, las plantas filo de agua son las que presentan mayores cantidad de días en los que la disponibilidad real es menor que la OEF asignada, lo cual está asociado a la condición operativa de dichos recursos; mientras que para las plantas térmicas, los altos valores son el resultado de fallas operativas y mantenimientos, para lo cual buena parte de los agentes gestionan contratos de respaldo y/o DDV para cubrir las indisponibilidades o derrateos de sus plantas, lo que se traduce en valores menores del ICOEF^{AS} comparado con el ICOEF, salvo en el caso de las plantas que se encuentran en pruebas. No obstante, para plantas con altos valores de ambos indicadores, como es el caso de Flores 4, que presentó el mayor número de días en ambos indicadores, la SSPD se encuentra analizando las causas particulares que generaron dichos resultados.

3.2. Indicadores mercado de gas natural

3.2.1. Índices de precios nacional vs importado

El indicador se construye como 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, ambos en el trimestre de análisis, como se muestra a continuación:

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



Donde:

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

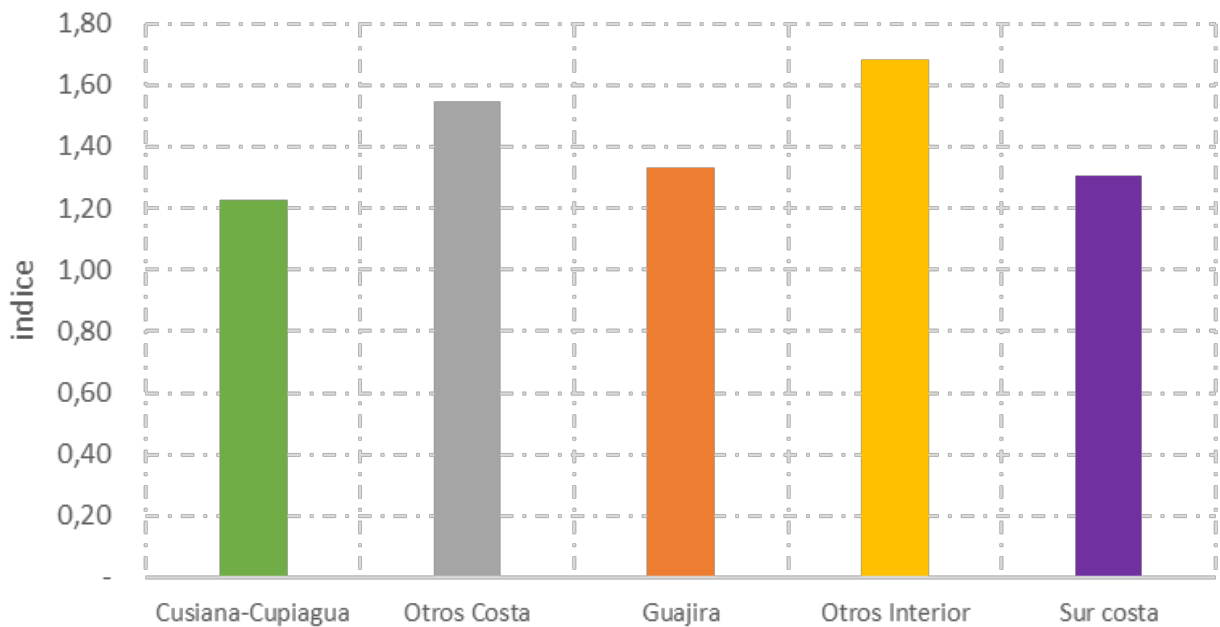
PI es el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado.

Para este análisis se tuvo en cuenta el período de análisis del presente boletín (marzo – mayo de 2020), y se comparó con los valores del indicador para el trimestre inmediatamente anterior. El precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado para el periodo de análisis fue 3,21 USD/GBTU.

En la Figura 67 se observa el indicador para el periodo de análisis. Para los campos de producción Cusiana y Cupiagua el valor del indicador es cercano a 1,2, y para los otros campos del interior es superior a 1,6; mientras que, para los campos de la costa, los valores están entre 1,3 y 1,6, lo que refuerza la competitividad del gas importado en el periodo en estudio.

Con respecto a los trimestres inmediatamente anteriores, la evolución refleja sistemáticamente la mayor competitividad del GNL, alcanzando niveles por debajo de 4 USD/MBTU (Figura 68).

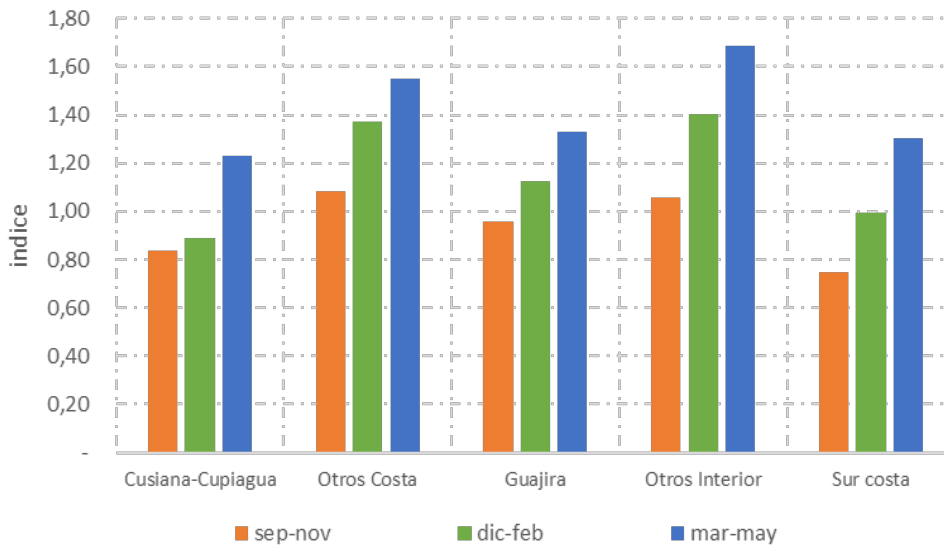
Figura 67. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.



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



Figura 68. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.

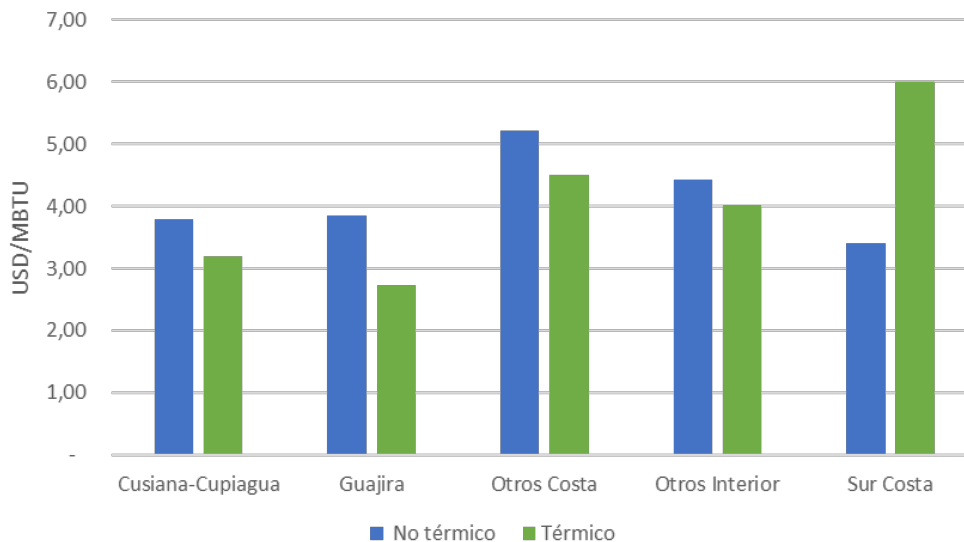


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

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

En la Figura 69 se puede observar la comparación de precios promedio ponderado entre el sector térmico y el sector no térmico para los principales campos del país (interior y Costa) en el periodo de análisis. Los precios promedio del sector térmico están por debajo del sector no térmico para todos los campos, con diferencias cercanas a 1 USD/MBTU, excepto para los campos del sur de la costa dónde los precios promedio de gas para generación están por encima 2,5 USD/MBTU de los precios promedio para el sector no térmico.

Figura 69. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.



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

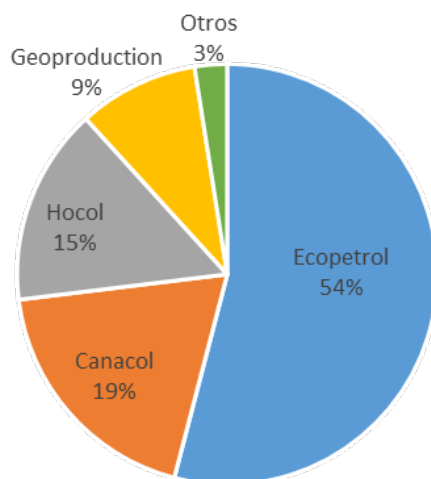


3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 70 se muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor. Se puede ver que con la adquisición de la participación de Chevron en Guajira por parte de Hocol y con la terminación del contrato de asociación de Equion, la participación de los operadores en la contratación ha cambiado frente al trimestre anterior. Ecopetrol sigue manteniendo la participación más importante con 54%, luego Canacol con 19%, Hocol con 15%, Geoproduction con 9%, y los demás campos con 3%.

Canacol tiene un porcentaje significativo (19%), a pesar de contar con menos del 10% de la producción total; mientras que Hocol, teniendo una participación en la contratación del 15%, ha incrementado su participación en la producción al 17% del mercado primario.

Figura 70. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.



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

3.2.4. Curva de oferta agregada de contratos

La curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas, durante el periodo de análisis (en este caso contratos vigentes a mayo 2020) se presenta en la Figura 71. Al examinar la curva de contratos en firme se puede observar lo siguiente:

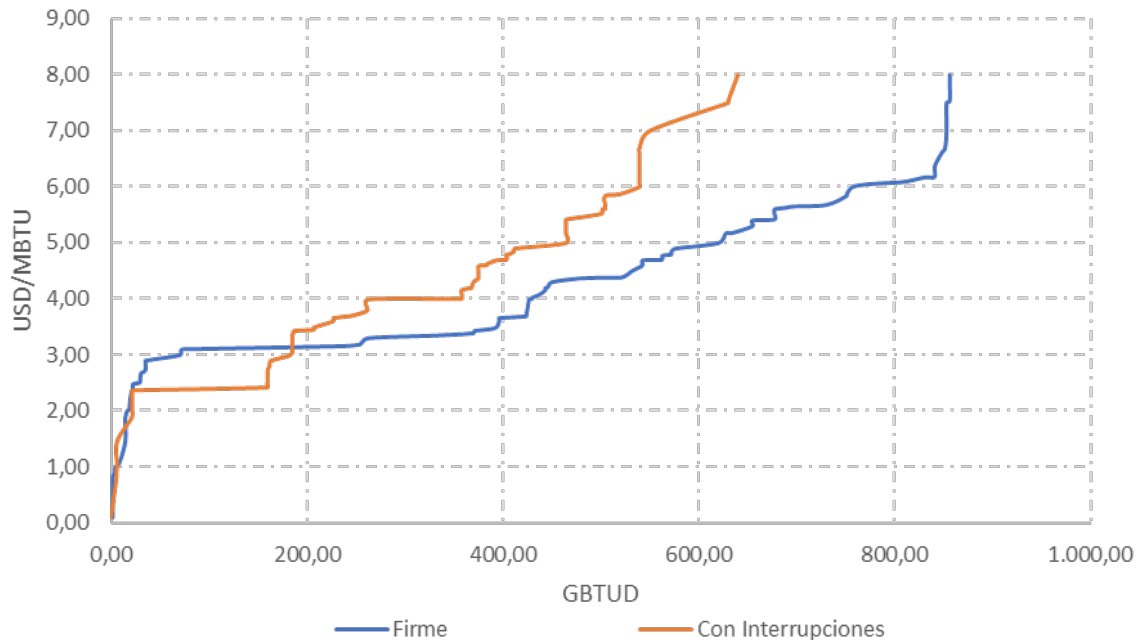
- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 2 USD/MBTU) corresponde al 4%.
- El 63% de los contratos tienen precios entre 3 y 5 USD/MBTU, lo que es consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 4,3 USD/MBTU.
- El 32% de la oferta está contratada a precios entre 5 y 6 USD/MBTU.
- Por último, sólo el 1% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 7 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje muy bajo de contratos.

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

- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 2 USD/MBTU corresponde al 25%
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (56%) se encuentra entre precios de 3 y 5 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 6 USD/MBTU corresponde a 19%.



Figura 71. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.



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

4. Conclusiones

En este boletín trimestral de la Unidad de Monitoreo de Mercados de Electricidad y Gas Natural (UMMEG) se presentó el seguimiento a las principales variables de estos mercados: oferta, demanda, precios, infraestructura, contratación, y otras variables relevantes, durante el periodo comprendido entre el 1° de marzo y el 31 de mayo de 2020, para ilustrar el comportamiento de cada mercado y de sus agentes participantes, y como base para la elaboración de indicadores de seguimiento. Como hecho principal de este trimestre, ambos mercados se vieron afectados por las medidas de aislamiento preventivo obligatorio (APO) decretadas por el Gobierno a final de marzo, como parte de las medidas para enfrentar la pandemia del Covid-19, así como por las medidas de reactivación gradual de la economía que se han venido implementando.

Los indicadores de mercado eléctrico muestran que hay niveles moderados y altos de concentración en el mercado de generación, en donde resulta de especial preocupación la participación de los agentes en la fijación de precios en el mercado de corto plazo y los comportamientos que se siguen manteniendo en las ofertas de precio utilizadas en sus portafolios.

Se estudiaron en detalle los indicadores de agentes pivotaes, y se utilizó el índice de oferta residual (IOR). Al considerar el comportamiento individual de los agentes (IOR pivotal), los resultados del análisis muestran que los márgenes de competitividad son mínimos, y ante cualquier evento o perturbación del sistema existen agentes que se convierten en pivotaes y que podrían ejercer indebidamente poder de mercado. Se mostró que hay agentes que fijan el precio de bolsa cuando son pivotaes, y cuyas ofertas presentan comportamientos inusuales en esos momentos, comparadas con las ofertas en el resto del tiempo.

En lo referente al indicador de disponibilidad real y OEF, las plantas filo de agua o con baja regulación son las que presentan los mayores valores, explicado en parte por el recurso primario disponible; mientras que en las plantas térmicas se observan valores altos relacionados con fallas operativas o mantenimientos, así como un

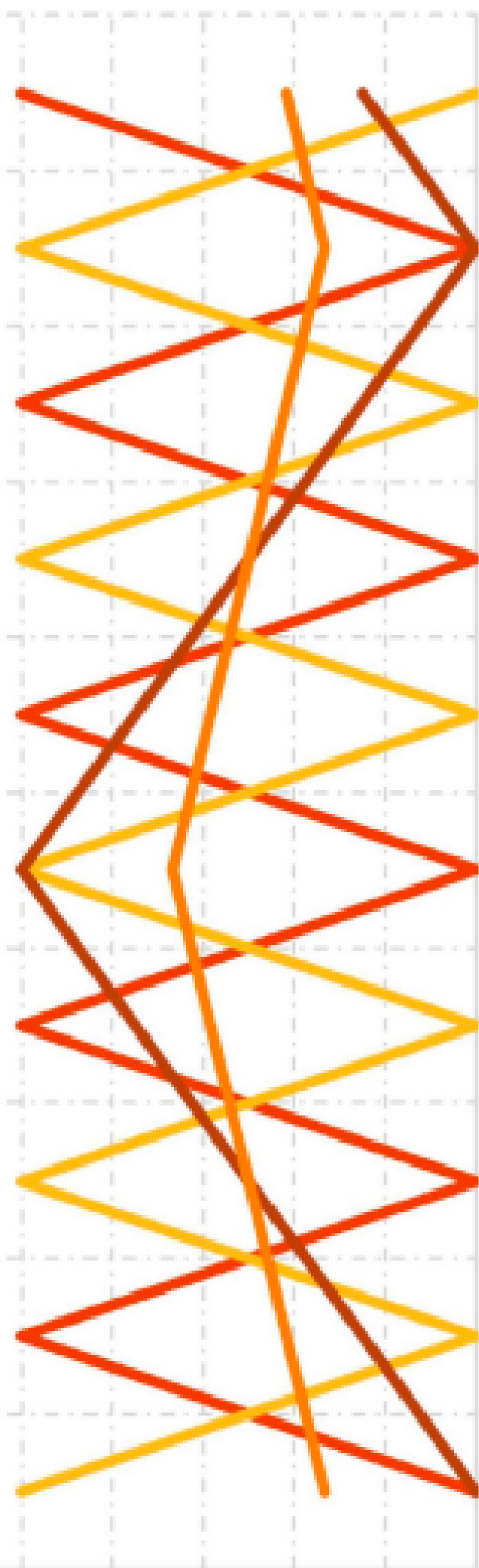


mayor uso de los mecanismos de respaldo; vale la pena anotar que esto no significa un incumplimiento de sus obligaciones, sino que da señales de alerta para que dichos agentes realicen las gestiones necesarias para que sus activos estén disponibles y para utilizar los mecanismos de anillos de seguridad del cargo por confiabilidad en caso de que se materialice una situación de escasez.

Los indicadores del mercado de gas muestran que, a pesar de que se mantienen algunas diferencias en los precios para los térmicos en el interior y la Costa (entre 1 y 3 USD/MBTU más para los térmicos de la Costa), estas han disminuido, y se observa que en la mayoría de campos el gas para generación térmica es más barato que para los otros sectores. El gas importado sigue siendo muy competitivo con respecto al gas nacional, situándose en precios promedio cercanos a 4 USD/MBTU, mientras que el gas nacional puede llegar a ser 1,6 veces más costoso.

En cuanto a los indicadores de participación de los productores en la contratación del mercado primario, se presentaron cambios debido a la adquisición por parte de Hocol de la participación de Chevron en Guajira, lo que dejó a Ecopetrol, Canacol, Hocol y Geoproduction con las mayores participaciones.

La curva agregada de contratos muestra que ya no se cuenta con contratos de precios por encima de 7,5 USD/MBTU, tanto para contratos firmes como interrumpibles, y que la mayor cantidad de oferta nacional contratada está en el rango entre 3 y 5 USD/MBTU.



**Carrera 18 No. 84 - 35
Bogotá D.C., Colombia
(57 1) 691- 3005
www.superservicios.gov.co**

