



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación

SEP - NOV
2021

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

Superintendencia
Delegada para Energía
y Gas Combustible

Unidad de Monitoreo
de Mercados de
Energía y Gas Natural

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural

 **Superservicios**
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



Natasha Avendaño García
Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA

Luis Alejandro Galvis Peñuela
Miguel Andrés Velásquez Motta
Jorge Eduardo Zuluaga Orozco
Oscar Alejandro Páramo Rojas

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres
Jorge Enrique Fonseca Aguirre
Omar Enrique Tovar de la Cruz

EQUIPO DE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

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

COORDINADOR

Baisser Antonio Jiménez Rivera



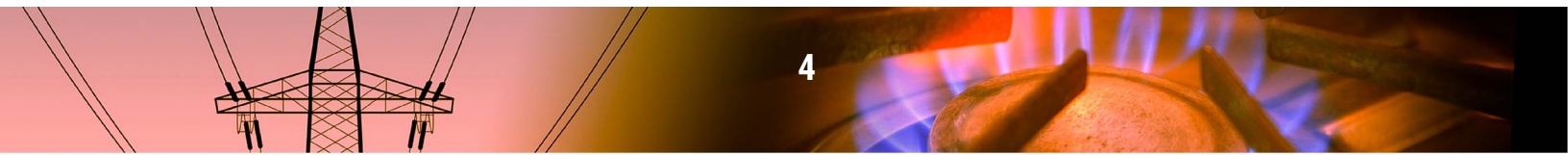
Contenido

1. Resumen ejecutivo	11
2. Mercado de Gas	13
2.1. Análisis de indicadores del mercado y precios.....	13
2.1.1. Precios	13
2.1.1.1. Mercado Primario: Contratos en Firme (Por Fuente de Producción):	13
2.1.1.2. Mercado Primario: Contratos en Firme (Por Sector de Consumo):.....	14
2.1.1.3. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM): Contratos en Firme (Total):	15
2.1.1.4. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM): Contratos en Firme (sector No Térmico):	16
2.1.1.5. Mercado secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM): Contratos en Firme (Sector Térmico).....	17
2.1.1.6. Mercado Primario: Contrato con Interrupciones (Por Fuente de Producción).....	18
2.1.1.7. Mercado Primario: Contratos con Interrupciones (Por sector de Consumo).....	19
2.1.1.8. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) – Contratos con Interrupciones sector No Térmico	20
2.1.1.9. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) – Contratos con Interrupciones Sector Térmico	21
2.1.1.10. Mercado Primario: Otras Modalidades (Por Fuente de Producción).....	22
2.1.1.11. Mercado Primario: Otras Modalidades (Por Sector de Consumo)	23
2.1.2. Índice de precios: Nacional vs Importado	24
2.1.3. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico.....	25
2.1.4. Participación en la contratación del mercado primario por productor	25
2.1.5. Curva de oferta agregada de contratos.....	26
2.2. Seguimiento a variables de mercado	27
2.2.1. Producción	27
2.2.2. Importaciones	28
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural	29
2.2.4. Demanda.....	34
3. Mercado de Energía Eléctrica.....	42
3.1. Análisis de indicadores, contratación y restricciones	42





3.1.1.	Indicadores de concentración (HHI).....	42
3.1.1.1.	Disponibilidad Real	42
3.1.1.2.	Generación Real	43
3.1.1.3.	HHI Fijaciones.....	43
3.1.2.	Índice de Oferta Residual	44
3.1.3.	Fijaciones Precios de Bolsa.....	45
3.1.4.	Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente	47
3.1.4.1.	Precio de Bolsa Vs Volumen Útil.....	47
3.1.4.2.	Análisis Indicadores ISAGEN	49
3.1.4.3.	Análisis Indicadores EMGESA	50
3.1.4.4.	Análisis Indicadores EPM.....	51
3.1.4.5.	Análisis Indicadores CELSIA.....	52
3.1.4.6.	Análisis Indicadores CHIVOR	53
3.1.4.7.	Análisis Indicadores URRA	54
3.1.5.	Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación	55
3.1.5.1.	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores	55
3.1.5.2.	Generación para ventas - agentes generadores	55
3.1.5.3.	Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme.....	56
3.1.6.	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	56
3.1.6.1.	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores.....	56
3.1.6.2.	Contratos con destino al mercado regulado	57
3.1.6.3.	Contratos con destino al mercado no regulado	57
3.1.6.4.	Evolución histórica de los contratos	58
3.1.6.5.	Convocatorias Presentadas en el SICEP	60
3.1.7.	Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito	62
3.1.8.	Seguimiento Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme	63
3.2.	Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica	66
3.2.1.	Mercado de Energía Eléctrica.....	66
3.2.1.1.	Oferta – Nivel Embalse	66
3.2.1.2.	Oferta – Generación de Energía por Recurso	68
3.2.1.3.	Demanda	70
3.2.1.4.	Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica.....	71
□	Indisponibilidad de plantas de generación	72
4.	Análisis Concentración Mercado de Energía Eléctrica.....	78





4.1.	Análisis de concentración de mercado – Largo Plazo.....	78
4.2.	Análisis de concentración de mercado – Corto Plazo	81
4.2.1.	Distribución participación	81
4.2.2.	Generación.....	85
5.	Año 2021 – Mercado de Gas	88
5.1.	El año de la recuperación (pero la demanda sigue estancada):.....	88
5.1.1.	Otros: Petroquímica, Consumo Ecopetrol, Estaciones Compresión, Aislados y Gas Comprimido.	89
5.2.	Mantenimiento Cupiagua y conexión Costa – Interior:	89
5.3.	Inicio aplicación Resolución No. 185 de 2020:.....	90





Lista de Tablas

Tabla 1. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.....	14
Tabla 2. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.....	15
Tabla 3. Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista por duración de los contratos.....	16
Tabla 4. Cantidades y precios promedios ponderados de contratos para el sector no térmico en firme para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista por duración de los contratos.	17
Tabla 5. Cantidades y precios promedios ponderados de contratos para el sector térmico en firme para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista por duración de los contratos.	18
Tabla 6. Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción frente al trimestre anterior.	18
Tabla 7. Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.	20
Tabla 8. Cantidades y precios promedios ponderados de contratos para el sector no térmico con interrupciones para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista.....	20
Tabla 9: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos para el sector térmico en firme para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista por duración de los contratos.....	21
Tabla 10. Variación del precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.	22
Tabla 11. Variación del precio promedio ponderado de contratos con otras modalidades del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.	23
Tabla 12 Variación de la producción total de gas con respecto al trimestre anterior (GBTUD).....	27
Tabla 13. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.	29
Tabla 14. Porcentaje en cantidad de fijaciones por agente	46
Tabla 15. Promedio de precios marginales fijados, por agente	46
Tabla 16. Estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.	57
Tabla 17. Estadísticas de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.	57
Tabla 18: convocatorias SICEP	61
Tabla 19. Convocatorias SICEP cerradas y adjudicadas	61
Tabla 20. ICOEF e ICOEFas por planta.....	65
Tabla 21. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.....	73





Tabla 22. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. 75

Tabla 23. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. 77

Tabla 24. Top 10 de agentes según su Capacidad Efectiva Neta a Nov-2021 79

Tabla 25. Top 10 de agentes según su disponibilidad real - noviembre 2021 82

Tabla 26. Top 10 de agentes según su generación en noviembre 2021 86

Lista de Figuras

Figura 1: Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis..... 13

Figura 2: Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis..... 14

Figura 3 Precio promedio y cantidades contratadas en firme para mercado secundario y OTMM por duración..... 15

Figura 4. Precio promedio y cantidades contratadas en firme sector no térmico para mercado secundario y OTMM por duración..... 16

Figura 5. Precio promedio y cantidades contratadas en firme sector térmico para mercado secundario y OTMM por duración..... 17

Figura 6: Precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción en el periodo de análisis. 18

Figura 7 Precio Promedio Ponderado De Contratos Con Interrupciones Del Mercado Primario Por Sector De Consumo En El Periodo De Análisis. 19

Figura 8 Precio promedio y cantidades contratadas con interrupciones sector no térmico para mercado secundario y OTMM..... 20

Figura 9. Precio promedio y cantidades contratadas con interrupciones sector térmico para mercado secundario y OTMM..... 21

Figura 10 Precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente de producción en el periodo de análisis. 22

Figura 11. Precio Promedio Ponderado De Contratos otras modalidades Del Mercado Primario Por Sector De Consumo En El Periodo De Análisis..... 23

Figura 12. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis. . 24

Figura 13. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores..... 24





Figura 14. Comparación de precios del primario en firme entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.	25
Figura 15. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.	25
Figura 16. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.....	26
Figura 17. Producción total de gas por campo durante el último trimestre.	27
Figura 18. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.	28
Figura 19. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	28
Figura 20. Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	29
Figura 21. Distribución de mantenimientos por campo de producción.	30
Figura 22. Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	30
Figura 23. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.	31
Figura 24. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.	31
Figura 25. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.	32
Figura 26. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.	32
Figura 27. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.	33
Figura 28. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.	33
Figura 29. Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	34
Figura 30. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.....	34
Figura 31. Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	36
Figura 32. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.	36
Figura 33. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.	37
Figura 34. Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.	37
Figura 35. Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.....	38
Figura 36. Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.....	38
Figura 37. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.	39
Figura 38. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.....	39
Figura 39. Consumo de gas para generación en la Costa Atlántica en el periodo de análisis.	40
Figura 40. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.....	41
Figura 41 HHI Disponibilidad real.....	42
Figura 42. HHI Generación real	43
Figura 43. HHI de fijaciones precio de bolsa.....	43
Figura 44 Índice Oferta Residual Agentes.....	44





Figura 45. Fijación de precios de bolsa por planta, junio-agosto de 2021	45
Figura 46 precio de bolsa y volumen útil en porcentaje.....	47
Figura 47 Precio de bolsa y aportes.....	48
Figura 48. Comparación de indicadores ISAGEN	49
Figura 49. Comparación de indicadores EMGESA	50
Figura 50. Comparación indicadores EPM.....	51
Figura 51. Comparación de indicadores CELSIA.....	52
Figura 52. Comparación Indicadores CHIVOR.....	53
Figura 53. Comparación de indicadores URRRA.....	54
Figura 54. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores	55
Figura 55. % Generación para ventas agentes generadores	55
Figura 56. % Ventas en contratos / OEF.....	56
Figura 57. Porcentaje de cubrimiento para agentes comercializadores	56
Figura 58. Evolución de precios en el mercado de contratos MEM	58
Figura 59. Comparación precios de contratos en segmento de generadores y comercializadores (promedio mensual).....	58
Figura 60 Precio vs cantidad de contratos bilaterales en el MEM	59
Figura 61 Vigencia promedio de los contratos despachados desde 2016.....	59
Figura 62. Convocatorias del SICEP.....	60
Figura 63 reconciliación positiva, costos de restricciones y precio de bolsa.....	62
Figura 64. Generación fuera de mérito por área	62
Figura 65. Generación fuera de mérito en Caribe	63
Figura 66. ICOEF e ICOEFas	64
Figura 67. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis	66
Figura 68. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.....	67
Figura 69. Aportes de energía por región en el periodo de análisis.....	67
Figura 70. Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis	68
Figura 71. Participación en la generación por grupo de recursos.....	68
Figura 72. Participación de generación térmica	69
Figura 73. Generación térmica por combustible.....	69
Figura 74. Generación acumulada por tipo de recurso.....	70
Figura 75. Evolución de la demanda y escenarios de proyección UPME	70
Figura 76. Demanda mensual y demanda no atendida	71



Figura 77. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis..... 72

Figura 78. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. 74

Figura 79. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis..... 76

Figura 80. Participación acumulada de los principales agentes según su Capacidad Efectiva Neta 78

Figura 81. Evolución mensual del HHI de Capacidad Efectiva Neta 80

Figura 82. Composición Tecnológica de los principales agentes según su Capacidad Instalada 80

Figura 83. Participación acumulada de los principales agentes según su disponibilidad real media mensual 81

Figura 84. IOR para los principales agentes: ene 2015 a nov 2021 83

Figura 85. HHI de Disponibilidad vs Cuartil de Aportes (sep 2019 – nov 2021)..... 84

Figura 86. Evolución del HHI de Disponibilidad: Oct-2019 a Nov-2021 84

Figura 87. HHI vs Precio de Bolsa 85

Figura 88. Participación acumulada de los principales agentes según Generación 85

Figura 89. Evolución del HHI de Generación: Oct-2019 a Nov-2021..... 87

Figura 90. HHI de Generación vs Cuartil de Aportes 87

Figura 91. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis..... 88

Figura 92. Evolución demanda no térmica, térmica costa y térmica interior durante los últimos 2 años. 88





1. Resumen ejecutivo

Este boletín está dividido en cuatro partes generales, una primera parte corresponde al análisis del mercado de gas, una segunda que corresponde al mercado de energía eléctrica, una tercera que hace un análisis de la concentración del mercado en el largo y corto plazo de energía eléctrica y una cuarta que establece un análisis general de los aspectos más importantes en el mercado de gas en el año 2021; los análisis de las dos primeras partes corresponde al periodo comprendido entre el 1° de septiembre y el 30 de noviembre de 2021.

Respecto al capítulo de gas, para esta oportunidad, el análisis se divide en mercado primario firme, con interrupciones y otras modalidades; para el análisis del secundario, se separó mercado secundario de lo que se denomina otras transacciones firmes y con interrupciones.

Adicionalmente, como en los boletines anteriores se realiza un análisis de precios para los diferentes tipos de mercados, así como comparativas de precio considerando la fuente y el uso; posteriormente se realiza un análisis de oferta, demanda y disponibilidad, y utilización de infraestructura de producción y transporte.

En el mercado primario de gas, se sigue observado que los precios más altos corresponden a los campos de sur costa y Guajira; así mismo respecto del uso para el mercado primario firme los precios más altos se observan para la demanda regulada, es importante aclarar que para los boletines anteriores; por su distribución, se observaba que la demanda térmica tenía el precio más alto, sin embargo por el cambio de distribución del presente boletín, se puede observar el efecto del precio del sector térmico para otro tipo de contratos que son los que se usan en su mayoría para atender este sector correspondiente al mercado primario con interrupciones y otras modalidades.

Para el caso del mercado secundario y otras transacciones del mercado, se observa que el mayor volumen se da en mercado secundario, sin embargo, para la demanda térmica, el mayor volumen se da en otras transacciones del mercado, teniendo precios de alrededor los 7 USD/MBTU.

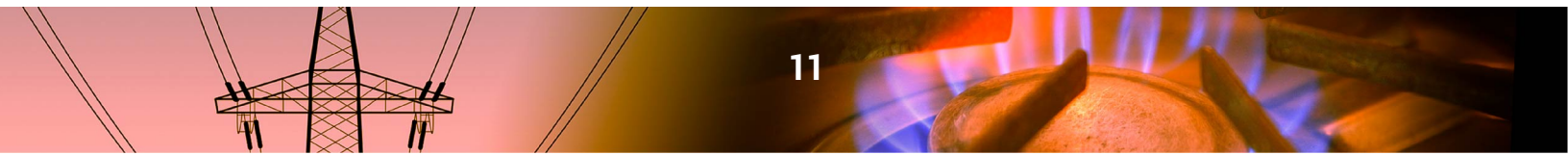
En relación con la producción, el promedio fue de 999 GBTUD; durante este periodo la producción se vio afectada principalmente por dos eventos:

- Mantenimiento programado en Cupiagua: Del 28 de agosto al 3 de septiembre.
- Mantenimiento programado en Cusiana: Del 8 al 19 de septiembre.

Por otra parte, respecto al capítulo de energía eléctrica; se realizó un análisis de indicadores de concentración de mercado, fijaciones, indicadores para generadores y comercializadores incluyendo para este último, análisis de contrataciones y precios; así mismo se realizó un análisis de restricciones y finalmente un análisis de variables de oferta y demanda, así como disponibilidad de activos de generación.

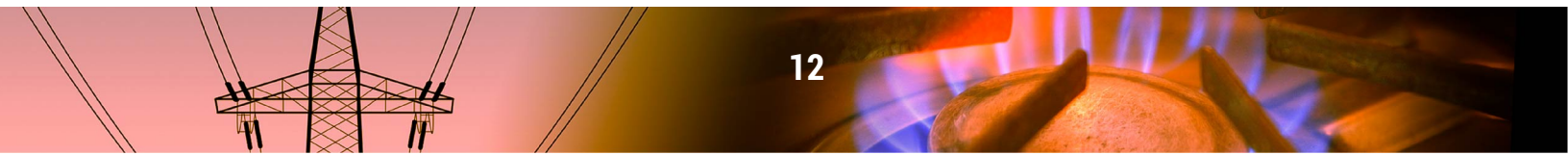
En cuanto a restricciones, se observó que debido a los precios de bolsa estas aumentaron, así mismo se observaron mantenimientos o indisponibilidades de activos que generaron picos de aumento en el costo de restricciones particularmente en el área caribe, seguido por el área oriental y nordeste.

Finalmente, durante el trimestre se presentaron altos aportes hídricos lo cual hizo que la demanda fuera atendida en su mayoría por el recurso hídrico, seguido por el sector térmico dentro del cual resalta la generación térmica a gas.





En relación a los dos últimos capítulos, corresponden a un análisis de concentración de mercado de energía eléctrica de corto y largo plazo y análisis de los aspectos más importantes en el mercado de gas durante el 2021.





2. Mercado de Gas

En esta sección se revisan las principales cifras del mercado mayorista de gas natural para el período comprendido entre septiembre y noviembre de 2021, con información tomada del Gestor del Mercado de Gas Natural y de agentes del sector; inicialmente se presentan los indicadores del mercado y posteriormente, un análisis de las variables analizadas.

2.1. Análisis de indicadores del mercado y precios

2.1.1. Precios

A continuación, se presentan comparaciones de precios; por fuente, tipo de contrato (firme, con interrupciones y otros) y tipo de consumo (mercado primario, mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista). Con este análisis se pretende determinar diferencias en precios asociados a las variables mencionadas. Adicionalmente se hace una comparación con los datos del trimestre anterior con el fin de monitorear su evolución y variaciones.

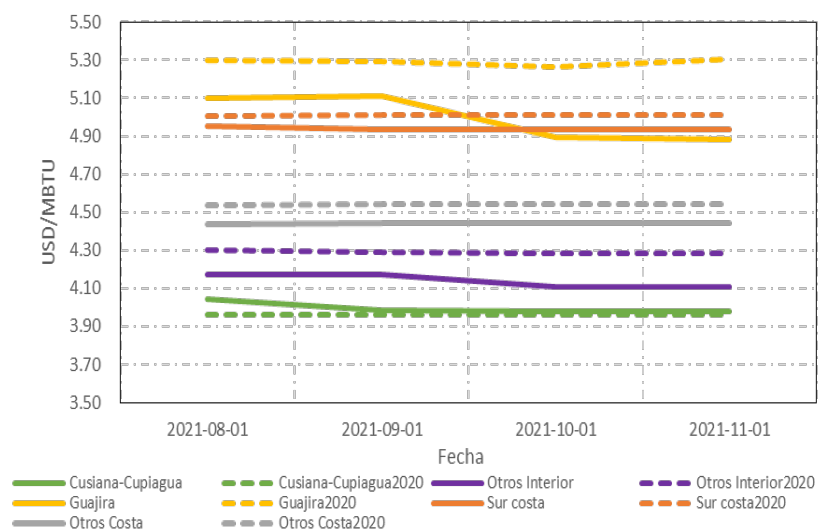
2.1.1.1. Mercado Primario: Contratos en Firme (Por Fuente de Producción):

El precio promedio ponderado de los contratos firmes en el mercado primario permaneció estable durante el periodo de análisis (ver Figura 1).

Así mismo, al comparar con los datos del año anterior, se puede observar la disminución en los precios para todas las fuentes, con excepción de Cusiana-Cupiagua, que para el mes de agosto en el presente año presentaba un valor superior respecto al mismo mes del año anterior.

En relación a los precios comparados con el trimestre anterior, se encuentra que los precios promedio de Guajira cayeron 3% con respecto al nivel de precios del trimestre anterior, pasando de 5.10 USD/MBTU a 4.96 USD/MBTU.

Figura 1: 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.



Estas variaciones se presentan con más detalle en la Figura 1

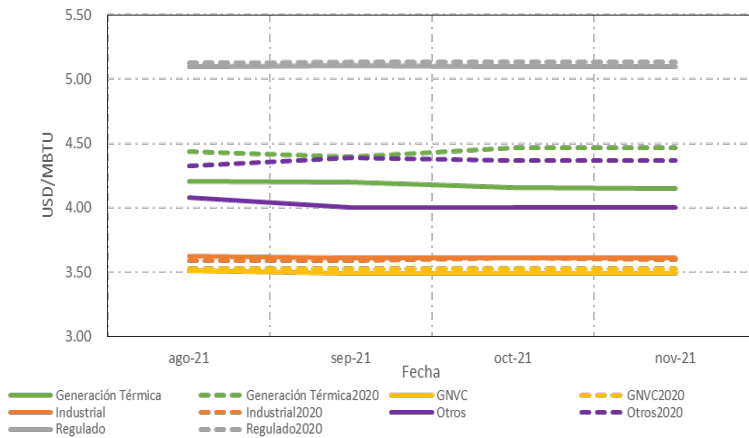
Tabla 1. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

Fuente	jun-ago/21	sep-nov/21	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	4.02	3.98	-1%
Sur costa	4.94	4.94	0%
Otros Costa	4.44	4.44	0%
Guajira	5.10	4.96	-3%
Otros Interior	4.15	4.13	0%

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

2.1.1.2. Mercado Primario: Contratos en Firme (Por Sector de Consumo):

Figura 2: 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.

El precio promedio ponderado de los contratos en firme de los sectores industrial y GNV estuvo alrededor de 3,5 USD/MBTU. Por otro lado, el precio del energético para la generación térmica y otros sectores de consumo estuvieron alrededor de 4,2 y 4 USD/MBTU respectivamente. Respecto al precio promedio para el sector regulado, se encuentran los máximos valores, superando los 5,0 USD/GBTU; sin embargo para el mercado regulado este valor es similar al del año anterior para los mismos meses de análisis (ver Figura 2).

Adicionalmente se resalta la caída en los precios del sector térmico, GNV y de los otros sectores de consumo; es importante aclarar que para el presente boletín; para mercado primario se separó por modalidades en: i) firme, ii) firme con interrupciones y iii) otras modalidades; es por lo anterior que no es comparable con los gráficos presentados en boletines anteriores.

Igualmente, comparado con el trimestre inmediatamente anterior, la principal variación de precios se presentó en los sectores: i) térmico, ii) GNV y iii) otros sectores como se ilustra en la Tabla 2; sin embargo estas variaciones fueron mínimas.





Tabla 2. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.

Sector	jun-ago/21	sep-nov/21	Var (%)
Generación Térmica	4.20	4.17	-1%
GNVC	3.51	3.49	-1%
Industrial	3.61	3.61	0%
Otros	4.03	4.00	-1%
Regulado	5.11	5.10	0%

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

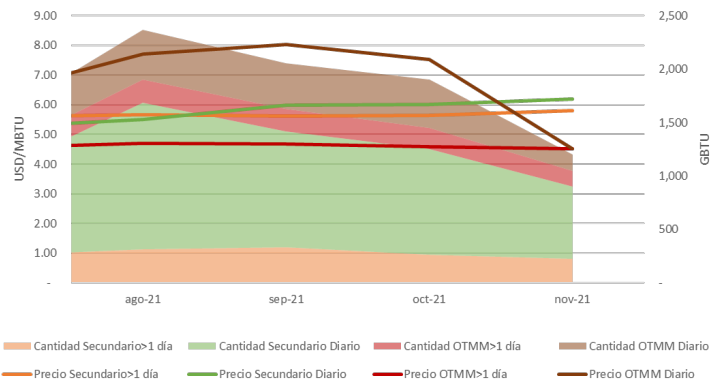
2.1.1.3. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista¹ (OTMM): Contratos en Firme (Total):

Según la información presentada en la Figura 3, la mayor cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes diarios en el mercado secundario.

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM en firme diarios. Y los menores se presentan para OTMM con duración mayor a 1 día.

Las cantidades y precios se presentan con más detalle en la Tabla 3.

Figura 3 Precio promedio y cantidades contratadas en firme para mercado secundario y OTMM por duración.



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

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





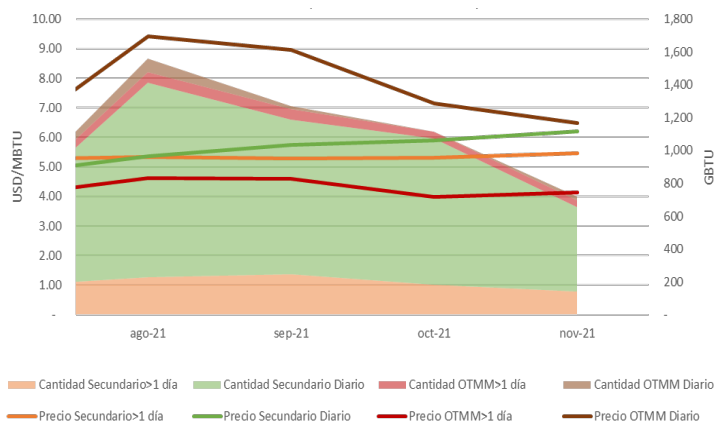
Tabla 3. Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista por duración de los contratos.

	sep-21		oct-21		nov-21	
	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU
Secundario diarios	1,083	5.98	990	6.01	678	6.19
Secundario > 1 día	334	5.62	263	5.64	222	5.80
OTMM diarios	426	8.03	449	7.53	149	4.52
OTMM > 1 día	211	4.68	197	4.59	149	4.52

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

2.1.1.4. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM): Contratos en Firme (sector No Térmico):

Figura 4. Precio promedio y cantidades contratadas en firme sector no térmico para mercado secundario y OTMM por duración.



Como se aprecia en la Figura 4, para el último trimestre, la mayor cantidad de gas contratado para el sector No Térmico corresponde a contratos firmes diarios en el mercado secundario.

Al revisar los precios promedio para estos contratos, se encuentran que se ubican en valores cercanos a los 6,0 USD/MBTU.

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

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





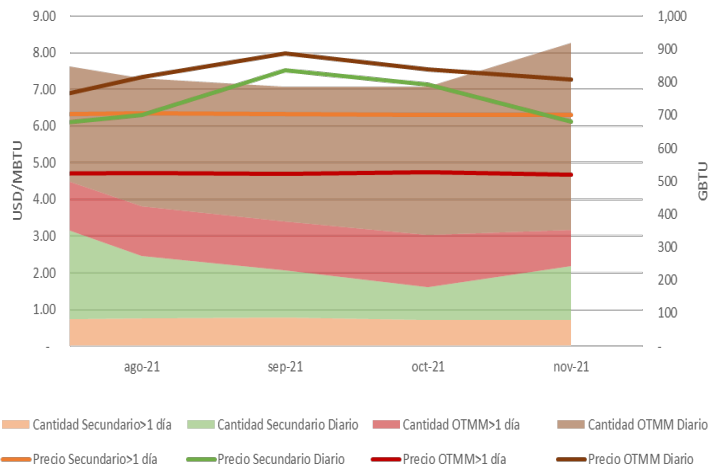
Tabla 4. Cantidades y precios promedios ponderados de contratos para el sector no térmico en firme para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista por duración de los contratos.

	sep-21		oct-21		nov-21	
	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU
Secundario diarios	940	5.74	892	5.89	515	5.89
Secundario > 1 día	246	5.29	183	5.32	141	5.46
OTMM diarios	18	8.97	2	7.14	20	6.49
OTMM > 1 día	64	4.60	38	3.99	41	4.14

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

2.1.1.5. Mercado secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM): Contratos en Firme (Sector Térmico)

Figura 5. Precio promedio y cantidades contratadas en firme sector térmico para mercado secundario y OTMM por duración.



Durante el último trimestre, la mayor cantidad de gas contratado para el sector térmico corresponde a Otras Transacciones del Mercado Mayorista firmes diarios (ver Figura 5); es decir el mayor volumen transado firme en el secundario u OTMM se da para la modalidad OTMM diario.

Los precios promedio para estos contratos han permanecido por encima de los 7,0 USD/MBTU durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

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

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

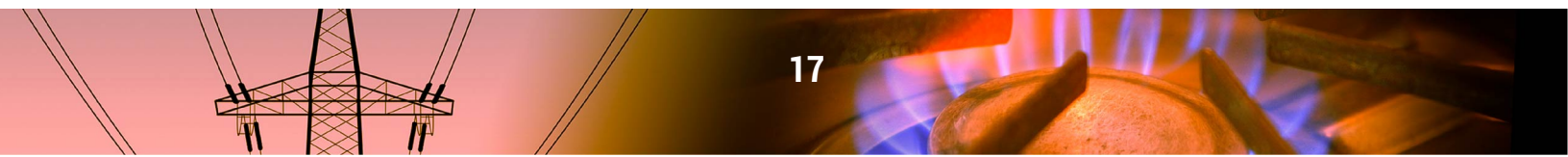




Tabla 5. Cantidades y precios promedios ponderados de contratos para el sector térmico en firme para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista por duración de los contratos.

	sep-21		oct-21		nov-21	
	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU
Secundario diarios	143	7.51	98	7.14	163	6.12
Secundario > 1 día	88	6.33	80	6.32	80	6.32
OTMM diarios	408	7.98	447	7.54	566	7.27
OTMM > 1 día	147	4.71	160	4.74	109	4.67

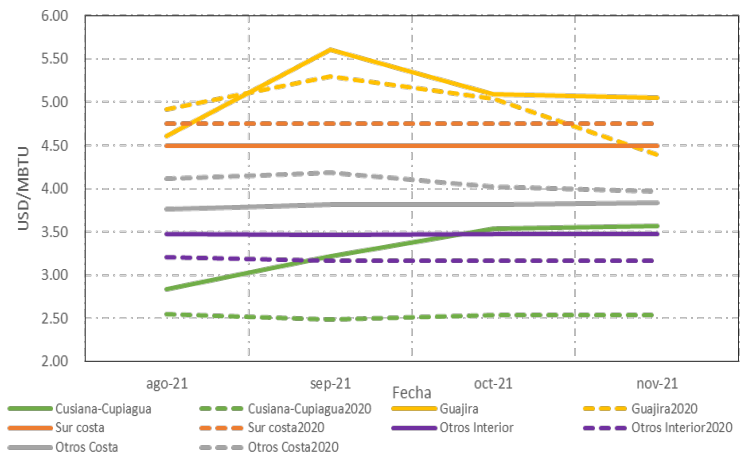
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.1.1.6. Mercado Primario: Contrato con Interrupciones (Por Fuente de Producción)

Los precios promedio de los contratos con Interrupciones para Guajira presentaron un incremento considerable en el mes de septiembre, superando los 5,5 USD/MBTU. Por otro lado, los precios de Sur Costa y Otros Costa estuvieron por debajo de los 4,5 y 4,0 USD/MBTU respectivamente (ver Figura 6).

Frente al mismo trimestre del año anterior se resalta el incremento de los precios del gas de Cusiana – Cupiagua, pasando para este tipo de contratos de 2,5 USD/MTBU para el mismo trimestre del año anterior a 3,5 USD/MBTU al final del mismo trimestre del año 2021.

Figura 6: Precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción en el periodo de análisis.



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

Comparado con el trimestre anterior, se presentaron variaciones importantes en Cusiana-Cupiagua y en Guajira, sin embargo se mantiene por debajo de las otras fuentes, tal y como se detalla en la la Tabla 6..

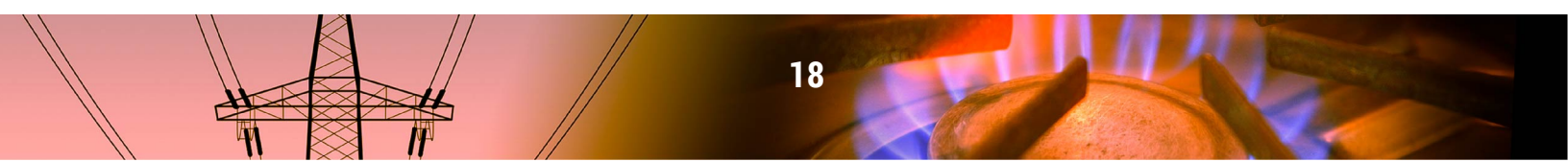




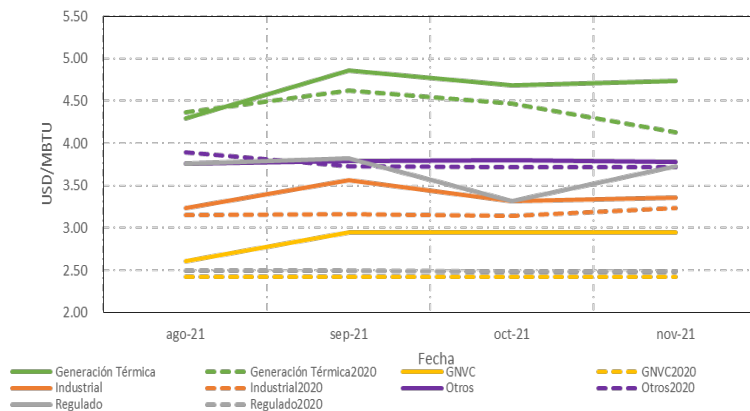
Tabla 6. Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción frente al trimestre anterior.

Sector	jun-ago/21	sep-nov/21	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	2.85	3.44	21%
Sur costa	4.49	4.49	0%
Otros Costa	3.75	3.82	2%
Guajira	4.97	5.25	6%
Otros Interior	3.47	3.48	0%

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

2.1.1.7. Mercado Primario: Contratos con Interrupciones (Por sector de Consumo)

Figura 7 Precio Promedio Ponderado De Contratos Con Interrupciones 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.

Durante el periodo de análisis los contratos con Interrupciones para el sector Térmico estuvieron alrededor de 4,8 USD/MBTU, es de resaltar que estos tipos de contratos son los más usados por las plantas térmicas debido a su flexibilidad. En cuanto a los precios para los demás sectores de consumo estuvieron por debajo de los 4,0 USD/MBTU, tal y como se presenta en la Figura 7.

Comparando con el mismo trimestre del año anterior se puede resaltar el incremento en los precios del sector Térmico y del GNVC.

Comparado con el trimestre anterior, se presentó un incremento en todos los sectores, resaltando el sector GNVC, tal como se observa en la Tabla 7.

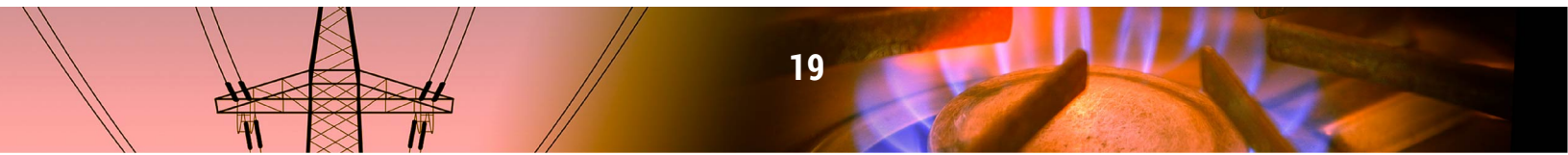




Tabla 7. Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.

Sector	jun-ago/21	sep-nov/21	Var (%)
Generación Térmica	4.63	4.76	3%
GNVC	2.61	2.95	13%
Industrial	3.63	3.78	4%
Otros	3.75	3.79	1%
Regulado	3.58	3.62	1%

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

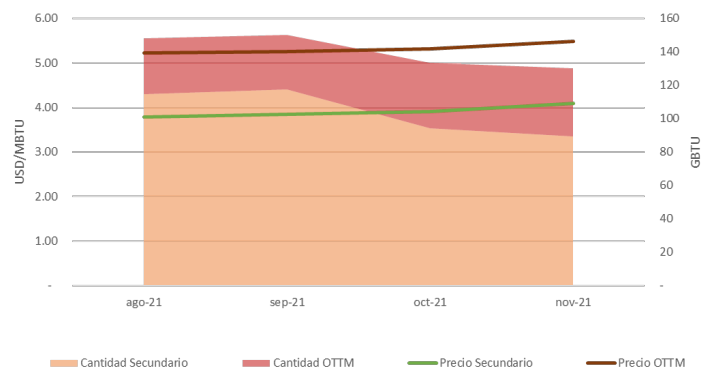
2.1.1.8. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) – Contratos con Interrupciones sector No Térmico

Como se aprecia en la Figura 8, para el último trimestre, la mayor cantidad de gas contratado para este sector corresponde a contratos en el mercado secundario.

Los precios promedio para estos contratos han permanecido cerca a los 4,0 USD/MBTU durante los meses de análisis.

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

Figura 8 Precio promedio y cantidades contratadas con interrupciones sector no térmico para mercado secundario y OTMM.

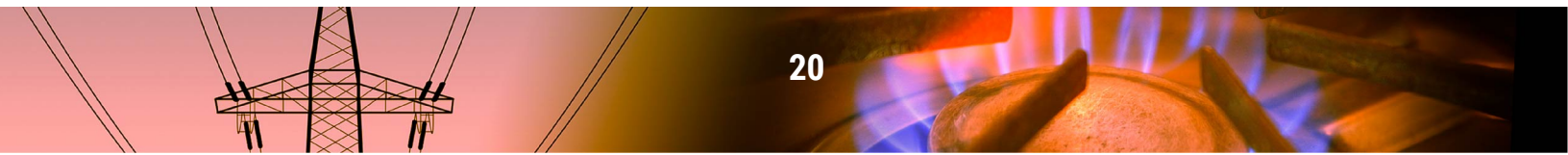


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Tabla 8. Cantidades y precios promedios ponderados de contratos para el sector no térmico con interrupciones para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista.

	sep-21		oct-21		nov-21	
	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU
Secundario > 1 día	117	3.85	94	3.91	89	4.09
OTMM > 1 día	33	5.25	39	5.32	41	5.49

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



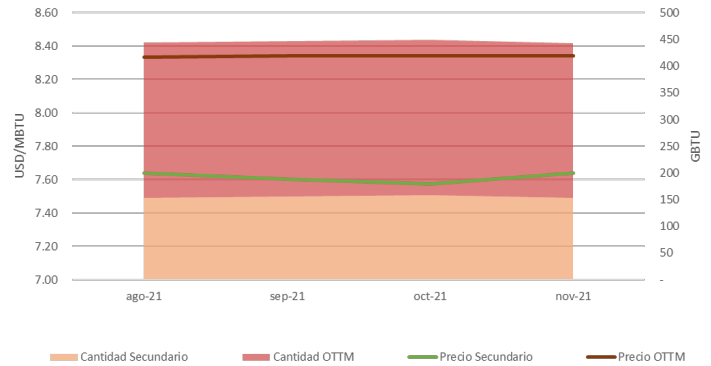


2.1.1.9. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) – Contratos con Interrupciones Sector Térmico

La mayor cantidad de gas contratado para el sector térmico corresponde a Otras Transacciones del Mercado Mayorista. Los precios promedio para estos contratos han permanecido estables y cerca de los 8,4 USD/MBTU durante este trimestre (ver Figura 9).

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

Figura 9. Precio promedio y cantidades contratadas con interrupciones sector térmico para mercado secundario y OTMM.

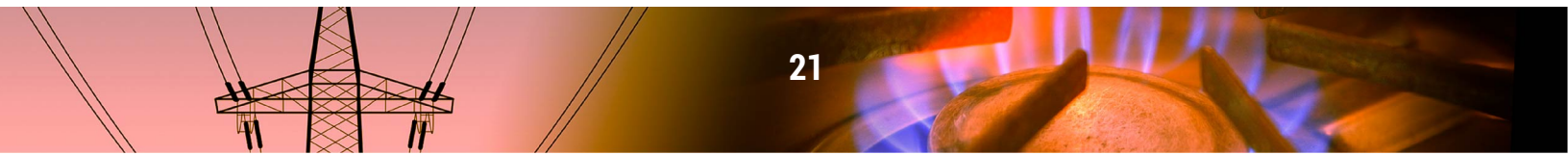


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Tabla 9: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos para el sector térmico en firme para el mercado secundario y otras transacciones del mercado mayorista por duración de los contratos.

	sep-21		oct-21		nov-21	
	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU	GBTU	USD/MBTU
Secundario > 1 día	156	7.60	159	7.57	153	7.64
OTMM > 1 día	290	8.34	290	8.34	290	8.34

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





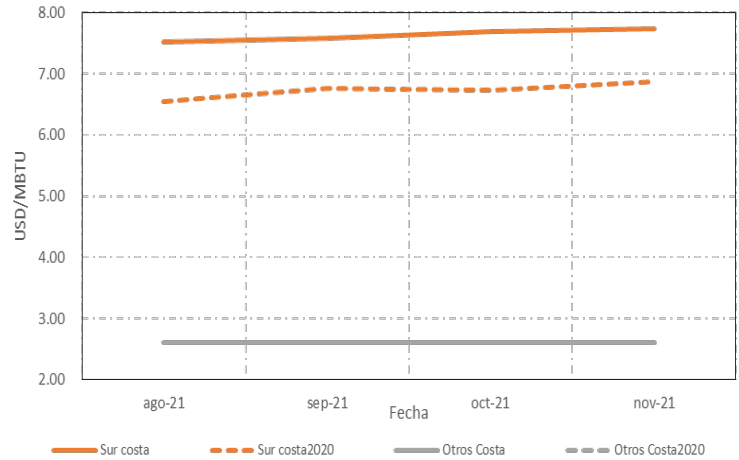
2.1.1.10. Mercado Primario: Otras Modalidades (Por Fuente de Producción)

Los precios promedio de los contratos Otras Modalidades, se centran en Sur Costa y su valor medio del periodo se ubica alrededor de los 7,5 USD/MBTU (ver Figura 10); respecto lo cual en próximos boletines realizaremos análisis de más detalle respecto a esta modalidad de contratación, precios y cantidades.

Para los otros campos de la costa, las Otras Modalidades iniciaron en octubre de 2020 y han estado por debajo de 3,0 USD/MBTU. Frente al mismo trimestre del año anterior se registró un incremento aproximado al 1,0%.

En la Tabla 10 se presentan las variaciones de estos contratos respecto al trimestre anterior.

Figura 10 Precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente de producción en el periodo de análisis.

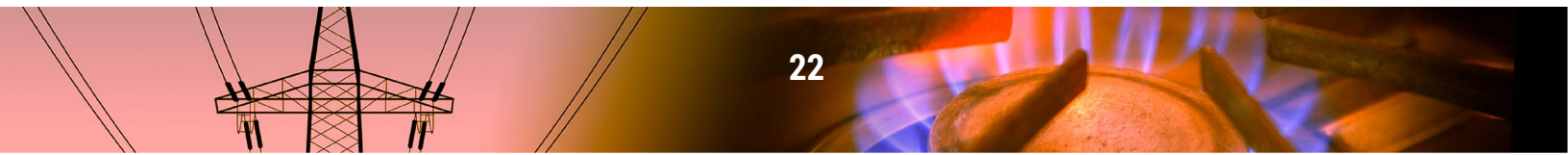


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Tabla 10. Variación del precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

Sector	jun-ago/21	sep-nov/21	Var (%)
Sur Costa	7.55	7.66	1%
Otros Costa	2.61	2.61	0%

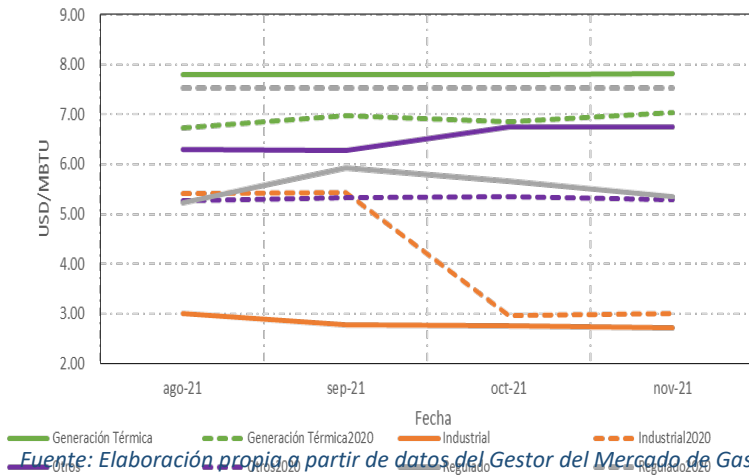
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.





2.1.1.11. Mercado Primario: Otras Modalidades (Por Sector de Consumo)

Figura 11. Precio Promedio Ponderado De Contratos otras modalidades Del Mercado Primario Por Sector De Consumo En El Periodo De Análisis.



Los precios del sector Térmico se ubicaron cerca de 8,0 USD/MBTU, mientras que para el sector industrial los precios estuvieron por debajo de los 3,0 USD/MBTU.

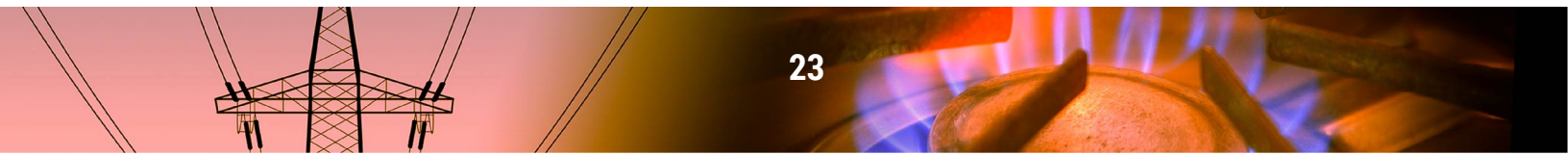
Comparando con el mismo trimestre del año anterior se puede resaltar el incremento en los precios de los otros sectores de consumo, tal y como se presenta en la Figura 11.

Al comparar los valores de los contratos con otras modalidades con los registros del trimestre anterior, se encuentran incrementos en todos los sectores de consumo (ver Tabla 11).

Tabla 11. Variación del precio promedio ponderado de contratos con otras modalidades del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.

Sector	jun-ago/21	sep-nov/21	Var (%)
Generación Térmica	7,75	7,81	1%
Industrial	2,80	2,82	1%
Otros	6.07	6.59	9%
Regulado	5.31	5.65	6%
Generación Térmica	7.75	7.81	1%

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





2.1.2. Índice de precios: Nacional vs Importado

Este indicador corresponde a la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos para cada campo de gas nacional y el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado recibidos en SPEC durante el trimestre de análisis, y se calcula con la siguiente ecuación:

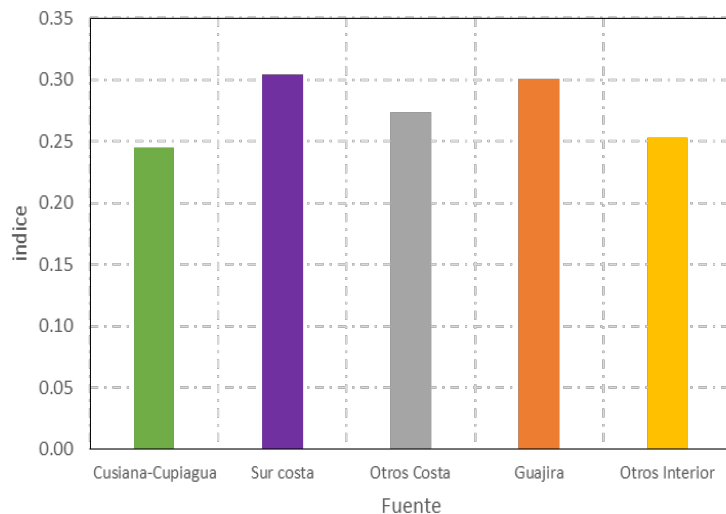
$$IPar_{Ni} = \frac{PPN_i}{PI}$$

Donde:

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

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

Figura 12. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.



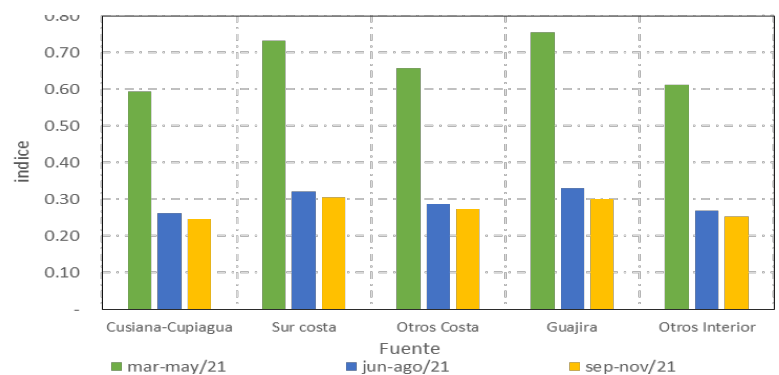
En la Figura 12 se observa el indicador para el trimestre septiembre - noviembre. Al calcular el índice para los diferentes campos del análisis se encuentra que la competitividad de los precios nacionales es bastante grande con respecto al precio del gas importado, dado los altos precios del gas importado. De manera particular se encuentra que los campos del interior continúan siendo más competitivos que los campos de la Costa Atlántica.

Es importante mencionar que, durante este periodo, la planta de regasificación recibió un cargamento de aproximadamente 446,0 GBTUD el día 13 de septiembre, cuyo precio estuvo por encima de los 15,0 USD/MBTU.

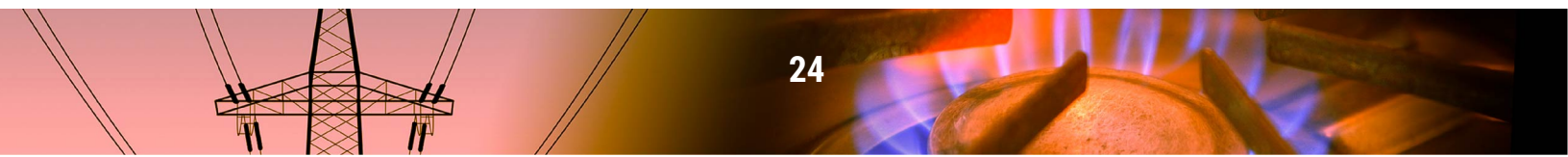
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Así mismo, en el análisis comparativo con los trimestres anteriores, se encuentra una disminución de la competitividad del GNL con respecto a otros campos nacionales (ver Figura 13).

Figura 13. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



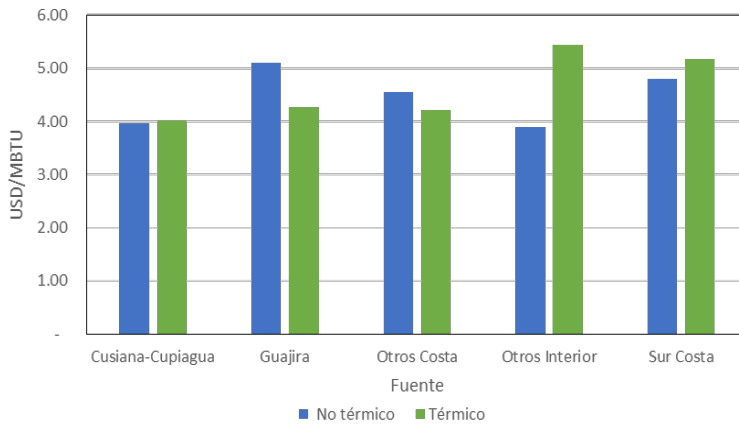
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.





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

Figura 14. Comparación de precios del primario en firme entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.



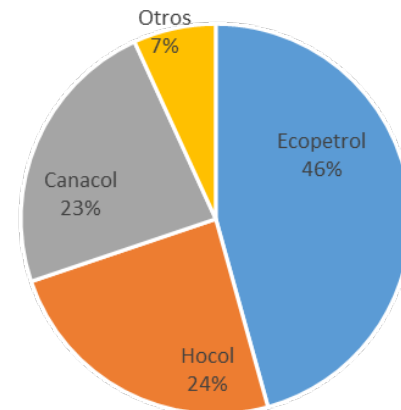
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En la Figura 14 se presenta la comparación de precios promedio ponderado del trimestre entre el sector Térmico y el sector No Térmico para los principales campos de producción del país. Para el caso de Guajira y Otros Costa, los precios promedio del sector Térmico están por debajo del sector No Térmico, mientras que para las otras fuentes los precios del sector térmico están por encima. La mayor diferencia se registró en Otros Campos del Interior.

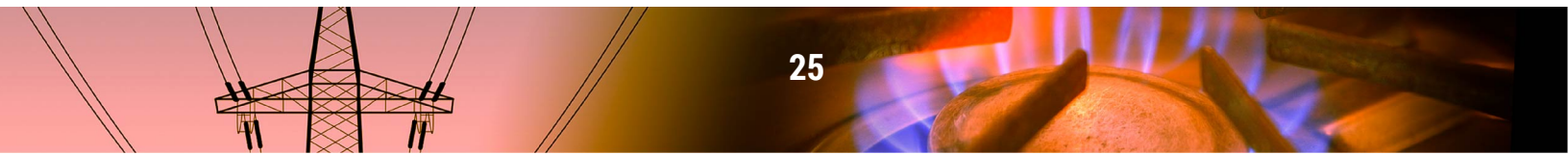
2.1.4. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 15 muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor. Allí se puede ver que Ecopetrol tiene la participación más alta con 46%, seguido por Hocol con 24% y Canacol con 23%. Igualmente, se encuentra que los demás productores aportan alrededor de 7%.

Figura 15. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.



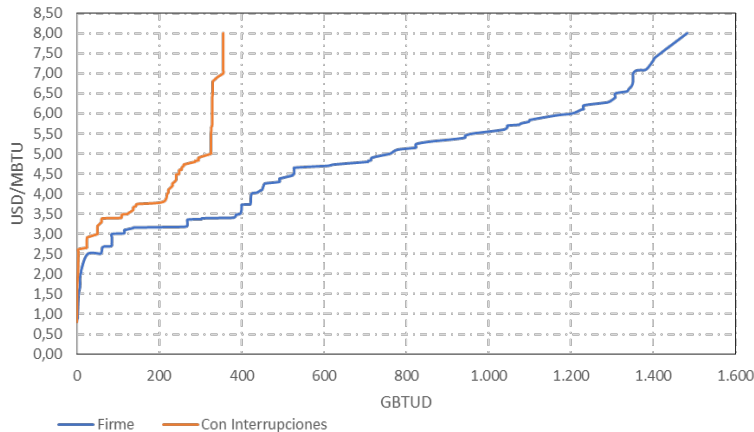
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.





2.1.5. Curva de oferta agregada de contratos

Figura 16. 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.

En la Figura 16 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas tanto para modalidad en Firme, como para Interrumpibles. Este análisis se realiza para contratos que se encontraban vigentes en el mes de noviembre de 2021.

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

- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos ($< 3,0$ USD/MBTU) corresponde a cerca del 6,0%.
- Cerca del 43,0% de los contratos tienen precios entre 3,0 USD/MBTU y 4,0 USD/MBTU, consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 3,3 USD/MBTU.
- El 30% de la oferta está contratada a precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Cerca del 12,0% de la oferta está contratada a precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU.
- Por último, alrededor del 9,0% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 7,0 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje bajo de contratos.

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

- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 3,0 USD/MBTU corresponde a cerca del 8,0%.
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (cerca del 77,0%) se encuentra entre precios de 3,0 USD/MBTU y 4,0 USD/MBTU. El precio promedio se encuentra alrededor de los 3,25 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 5,0 USD/MBTU corresponde a 15,0%.



2.2. Seguimiento a variables de mercado

En el presente numeral se detalla información de gas natural asociada a su producción (oferta), demanda por sectores de consumo y disponibilidad y uso de su infraestructura.

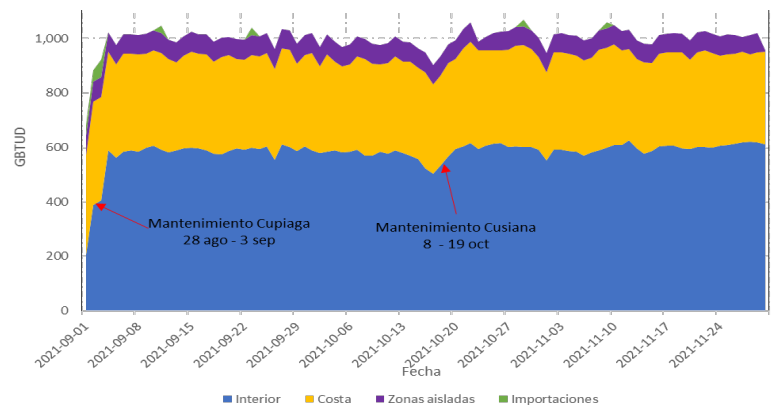
2.2.1. Producción

La producción promedio nacional del trimestre se ubicó en 999 GBTUD, la cual se vio afectada principalmente por los siguientes eventos (ver Figura 17):

- Mantenimiento programado en Cupiagua: Del 28 de agosto al 3 de septiembre.
- Mantenimiento programado en Cusiana: Del 8 al 19 de septiembre.
- Evento de fuerza mayor en el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga: Inició el 2 de agosto. Se imposibilita la inyección desde Gibraltar.

Comparado con el trimestre anterior la principal variación de la producción se presentó en las importaciones con una variación negativa de 72% equivalentes a 6 GBTUD, mientras que las Zonas Aisladas tuvieron una variación positiva de 8% tal como se presenta en la Tabla 12.

Figura 17. Producción total de gas por campo durante el último trimestre.



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

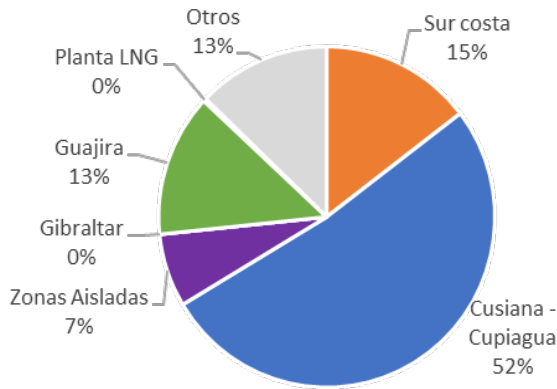
Tabla 12 Variación de la producción total de gas con respecto al trimestre anterior (GBTUD).

Zona	jun-ago/21	sep-nov/21	Var (%)
Interior	584	582	0%
Costa	349	345	-1%
Importaciones	9	3	-72%
Zonas aisladas	65	70	8%
Total	1.007	999	-1%

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



Figura 18. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



Para el periodo de análisis, los campos Cusiana y Cupiagua representaron el 52% de la producción nacional. En cuanto a los campos del sur de la Costa, mantuvieron una participación del 15%. Finalmente se observa que la producción de Guajira y Otros campos alcanzaron una participación del 13% (ver Figura 18).

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

2.2.2. Importaciones

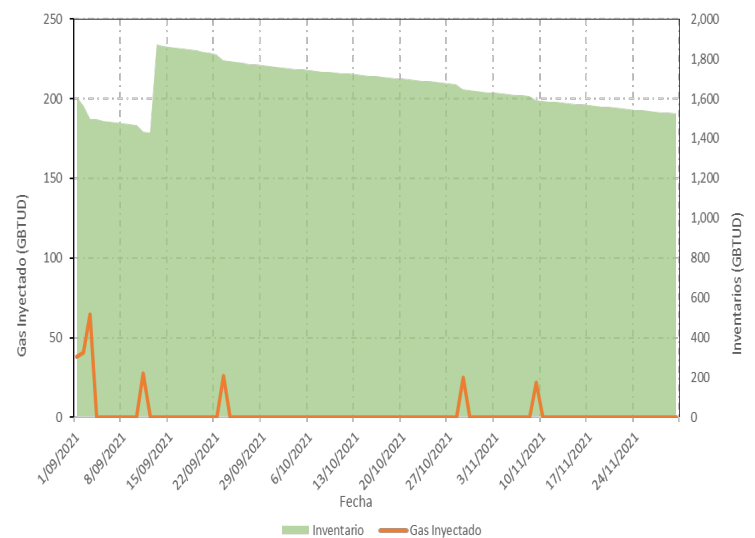
Durante el trimestre comprendido entre septiembre y noviembre de 2021 se registraron 5 momentos en los cuales se inyectó de gas natural importado al sistema nacional (ver Figura 19). Estas inyecciones se ubicaron 6 GBTUD por debajo del trimestre anterior.

En el mes de septiembre se realizaron la mayor cantidad de inyecciones (5 días) del periodo.

Respecto a las importaciones, se observa que durante el mes de septiembre la planta de regasificación recibió un cargamento que le permitió aumentar sus inventarios.

La cantidad de gas regasificado e inyectado al SNT se presenta en la Tabla 13.

Figura 19. 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.

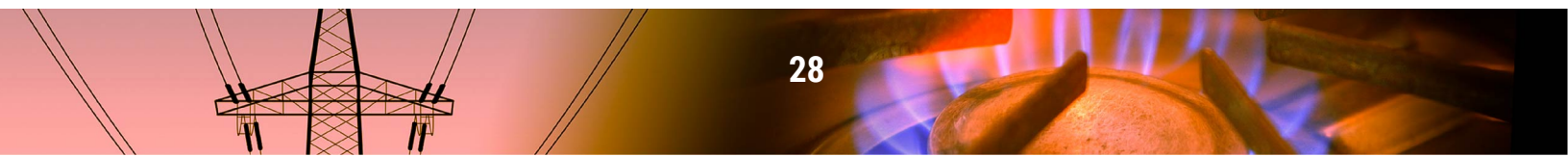




Tabla 13. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.

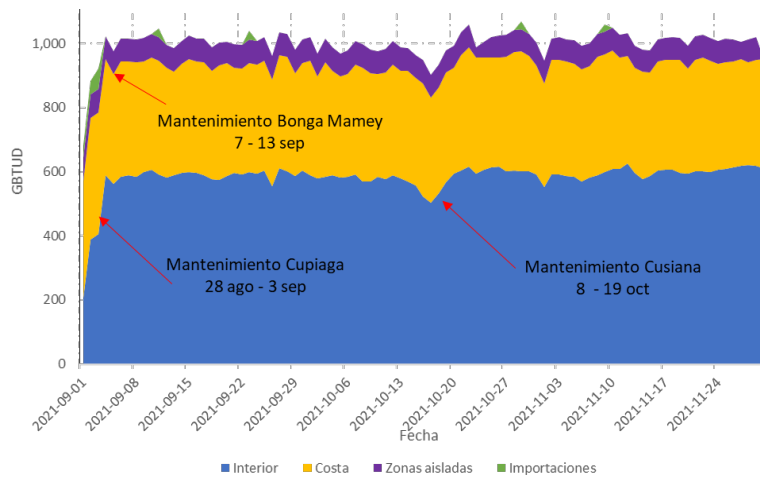
Mes – Año	Energía (GBTUD)
Septiembre – 2021	7
Octubre – 2021	1
Noviembre – 2021	1

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.

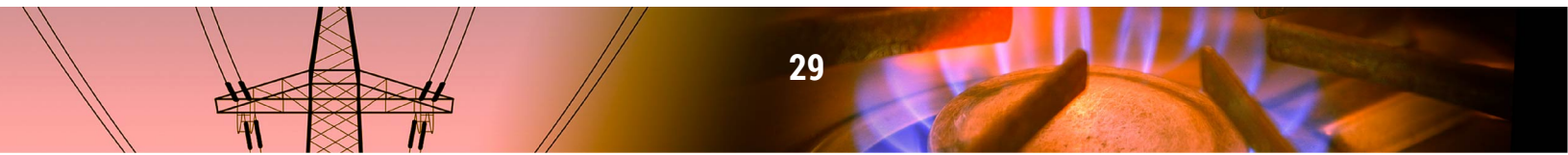
Figura 20. Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.



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

Durante el trimestre de análisis se efectuaron en total 93 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país, de los cuales el 98% corresponden a la infraestructura de producción, y el restante 2% a la de transporte. De manera particular se presentaron tres eventos programados de gran impacto sobre la infraestructura de producción y transporte tal y como se presenta en la Figura 20.

En el caso del mantenimiento de Cusiana, la mayor restricción se presentó los días 15 y 19 de octubre, la cual comprometió cerca del 31,0% de la producción.

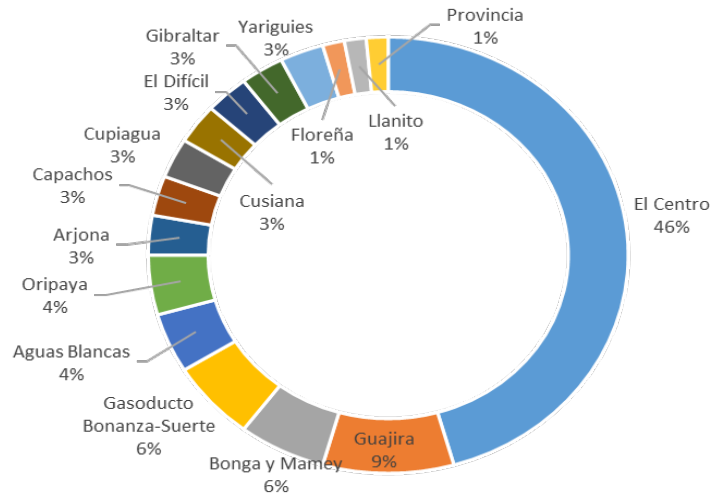




Igualmente, fue de gran relevancia el mantenimiento en Cupiagua que se realizó del 28 de agosto al 3 de septiembre.

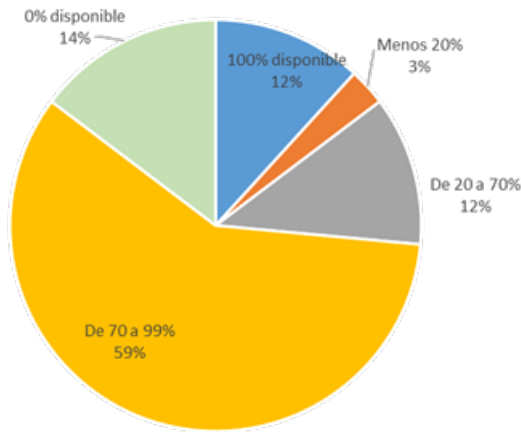
La Figura 21 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción en el periodo de análisis. Del total de mantenimientos 62% se llevaron a cabo en campos menores de Ecopetrol (El Centro, Bonanza, Oripaya, Llanito y Yarigüies Provincia). Lo anterior corresponde a un programa de mantenimientos planeado por Ecopetrol para estas instalaciones.

Figura 21. Distribución de mantenimientos por campo de producción.



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

Figura 22. Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

En la Figura 22 se puede observar que el 12% de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción no presentaron restricción. La mayor proporción (59%) la comprenden los mantenimientos cuya restricción estuvo entre el 70% y el 99%, mientras que el 14% de los mantenimientos tuvo una restricción del 100%.



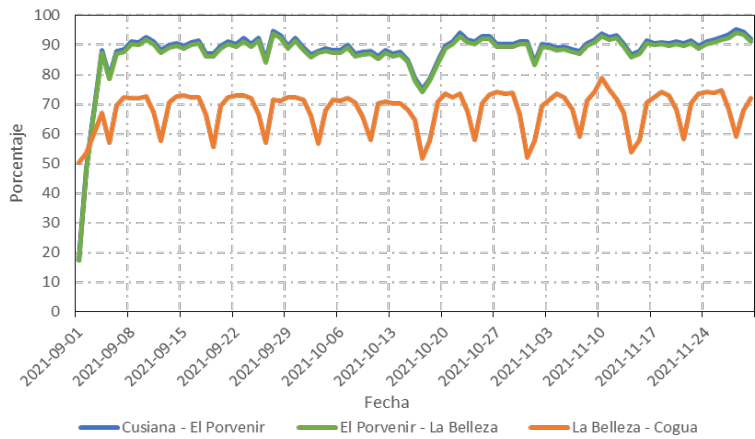


A continuación, se presenta el porcentaje de uso de los principales gasoductos:

- Cusiana – Cogua:

En la Figura 23 se presenta el porcentaje de uso de los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza, donde se puede observar que el uso de la infraestructura se vio afectada en los primeros días de septiembre, lo cual está asociado al evento no programado de Cusiana y por el mantenimiento de Cupiagua.

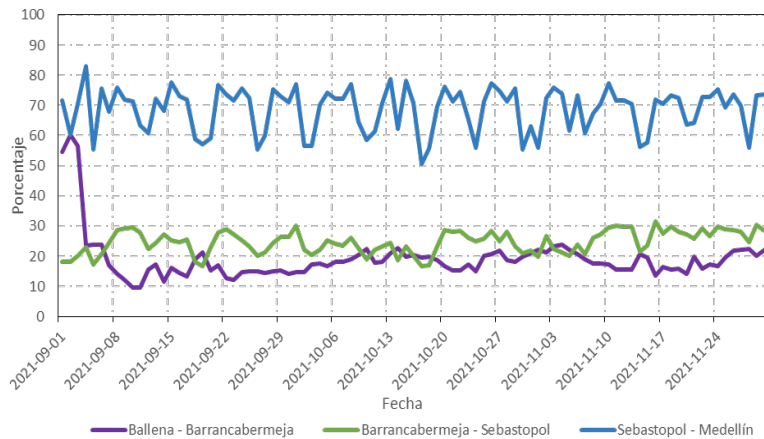
Figura 23. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.



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

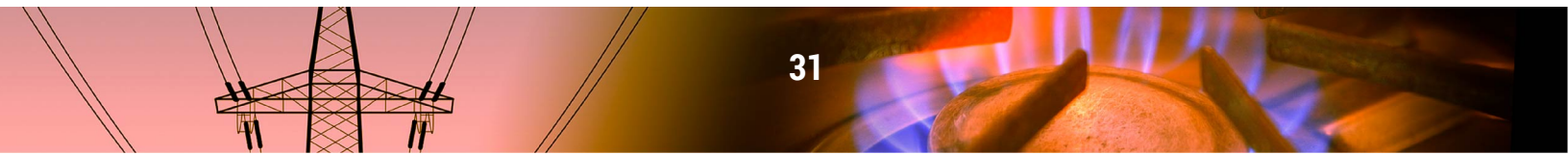
- Ballena – Medellín:

Figura 24. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.



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

En cuanto a la ruta Ballena – Medellín, no se presenta mayor variación durante el trimestre en análisis. En contraste, el tramo Ballena – Barrancabermeja presentó un incremento importante durante el mantenimiento de Cupiagua, dado que la mayor parte del gas de Guajira enviado al interior del país para atender la demanda esencial que sería afectada por dicho mantenimiento, se transportó a través de este gasoducto (ver Figura 24).



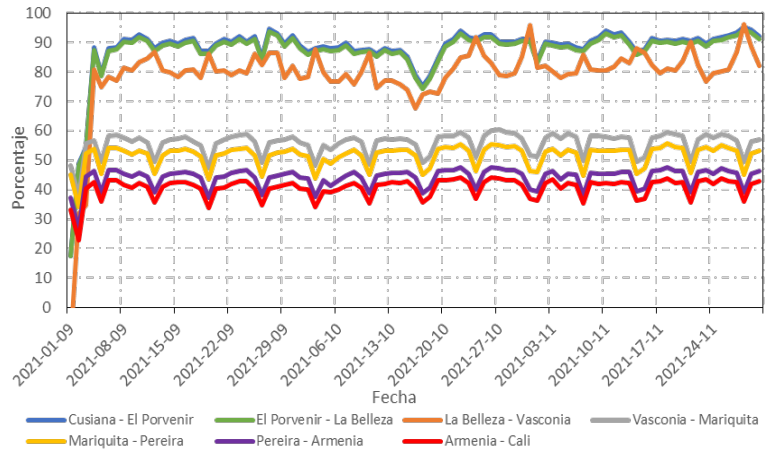


• Cusiana – Cali:

Para la ruta Cusiana – Cali se registró una reducción considerable en su uso durante los primeros días del mes de septiembre, lo cual también está asociado al mantenimiento del campo Cupiagua (ver Figura 25).

Así mismo, en la gráfica se observa que los tramos Vasconia – Mariquita, Armenia – Cali, Pereira – Armenia y Mariquita – Pereira tuvieron un porcentaje de uso medio ubicado en valores entre 35,0% y 60,0% aproximadamente.

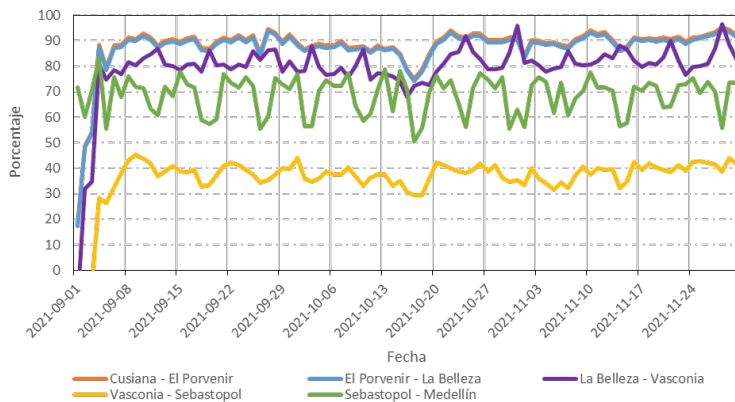
Figura 25. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.



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

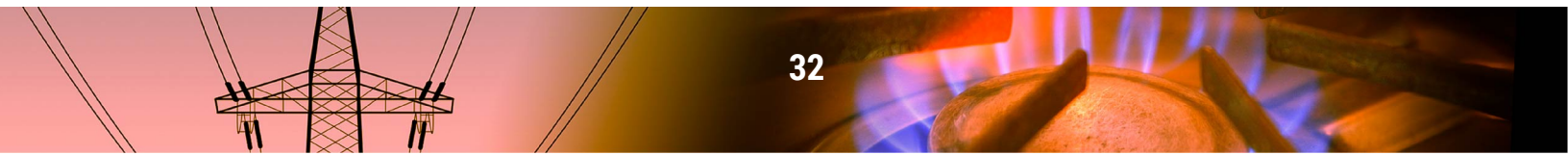
• Cusiana – Medellín:

Figura 26. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.



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

Consecuente con la información anteriormente presentada, todos los tramos de la ruta Cusiana – Medellín, se afectaron considerablemente al principio del trimestre, lo cual es consecuencia del mantenimiento de Cupiagua (ver Figura 26).



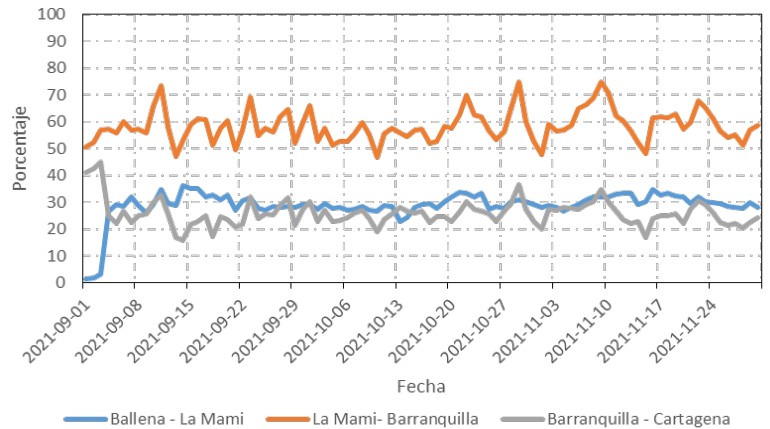


- Ballena – Cartagena:

Al revisar el porcentaje de uso de estos tramos, se encuentra que el gasoducto La Mami – Barranquilla tuvo un uso oscilante con una media aproximada al 60% (ver Figura 27).

La principal afectación se presentó en los tramos Ballena – La Mami y Barranquilla – Cartagena durante los primeros días de septiembre, dado a la afectación general del sistema nacional causada por el mantenimiento del campo Cupiagua.

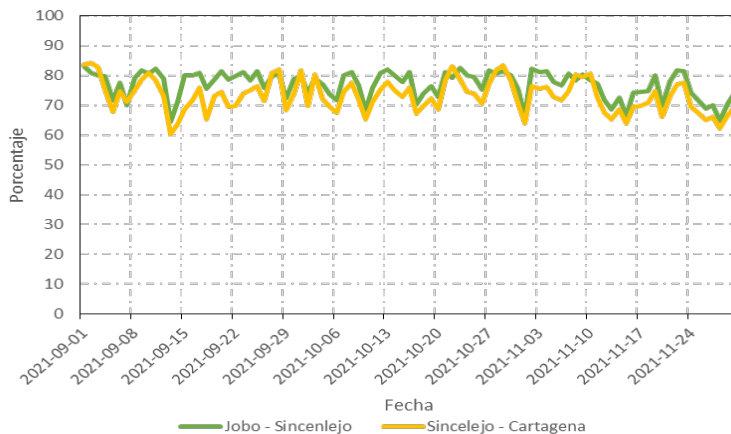
Figura 27. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.



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

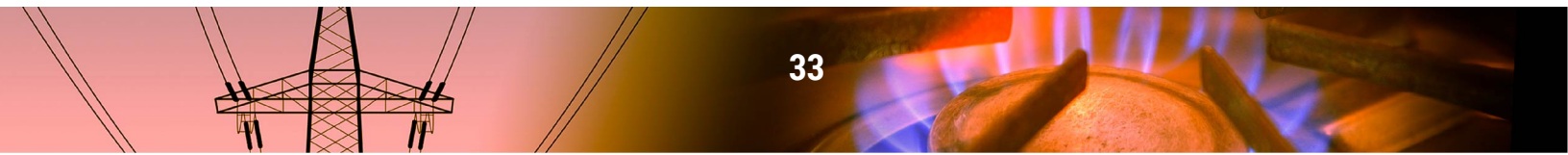
- Jobo – Cartagena:

Figura 28. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.



La ruta Jobo – Cartagena, conformada por dos tramos: Jobo – Sincelejo y Sincelejo – Cartagena permaneció estable durante el trimestre de análisis. (ver Figura 28) y no se observaron afectaciones importantes por los eventos que se dieron en otras partes del sistema.

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



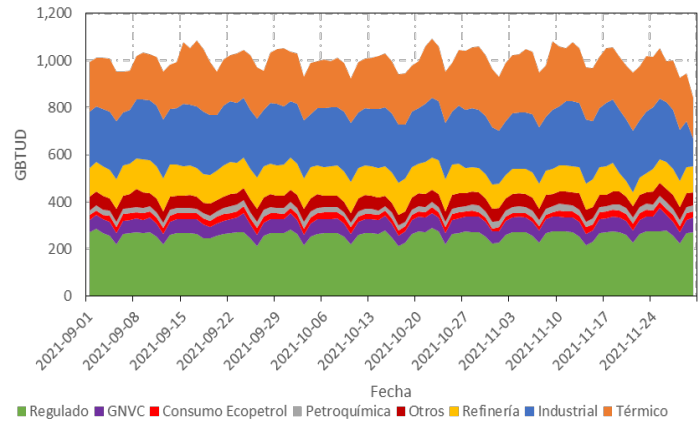


2.2.4. Demanda

La demanda diaria nacional de gas natural presentó un valor promedio de 1.027,2 GBTUD entre los meses de septiembre y noviembre del presente año, alcanzando un máximo de 1.133 GBTUD el día 22 de octubre, tal como se presenta en la Figura 29.

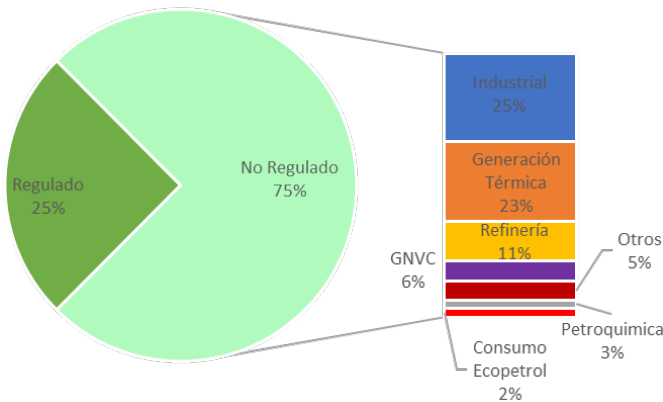
Los mayores consumos de este trimestre los realizaron los sectores Industrial, Regulado y Térmico, con participaciones medias de 25,4%, 25,3%, y 22,8%, respectivamente.

Figura 29. 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.

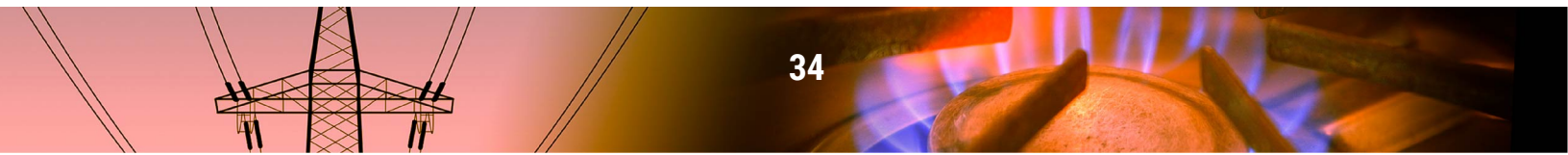
Figura 30. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

En cuanto a la distribución de la demanda nacional por sector de consumo, el 75% correspondió al sector No Regulado (ver Figura 30), el cual se conformó principalmente por consumo del sector industrial (25%), térmico (23%), y refinería (11%).

Al revisar la variación de la demanda promedio por sector con respecto al trimestre anterior, se encuentra que los consumos de los sectores Refinería, Petroquímica y Otros decrecieron -8%, -7% y -3% respectivamente, mientras que todos los demás presentaron incrementos (ver Tabla 17).



*Tabla 17. Variación de la demanda promedio en el periodo de análisis frente al trimestre anterior.*

Sector	jun-ago/21	sep-nov/21	Var (%)
Regulado	255	260	2 %
GNVC	55	58	5 %
Industrial	245	261	7 %
Refinería	119	110	-8 %
Generación Térmica	220	235	7 %
Petroquímica	26	24	-7 %
Consumo Ecopetrol	22	25	12 %
Otros	55	54	-3 %

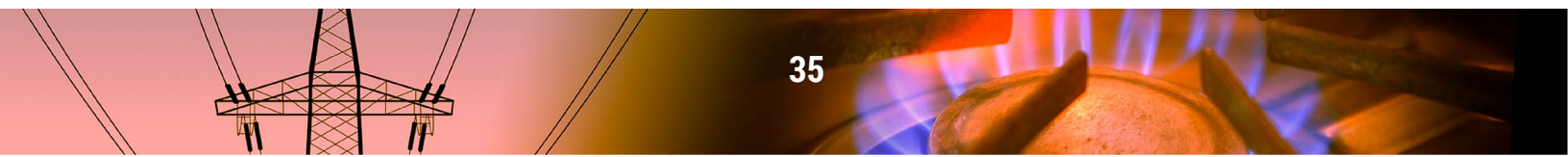
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

Comparando la demanda del mes de noviembre de 2021 con el mismo mes del año anterior, se evidencia una recuperación en la mayoría de los sectores a excepción de los consumos de los sectores Refinería (-16,0%) y Generación Térmica (-11,0%) (Ver Tabla 18).

Tabla 18. Variación de la demanda promedio para agosto 2021 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

Sector	Nov/20	Nov/21	Var (%)
Regulado	249	261	5 %
GNVC	56	59	6 %
Industrial	242	260	7 %
Refinería	140	117	-16 %
Generación Térmica	265	236	-11 %
Petroquímica	18	26	40 %
Consumo Ecopetrol	17	25	45 %
Otros	47	54	16 %

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

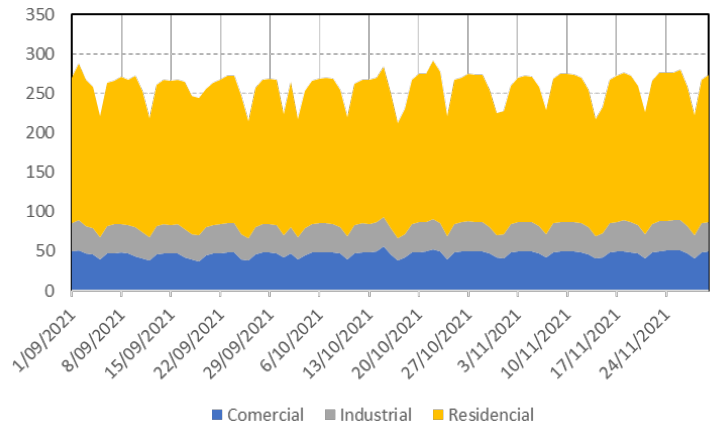




• Sector Regulado:

El sector regulado permaneció estable alrededor de los 250,0 GBTUD (ver Figura 31). Así mismo, se observa que el 69% de los consumos correspondieron al sector residencial y el restante se distribuye entre sector comercial (18 %) e industrial (13 %).

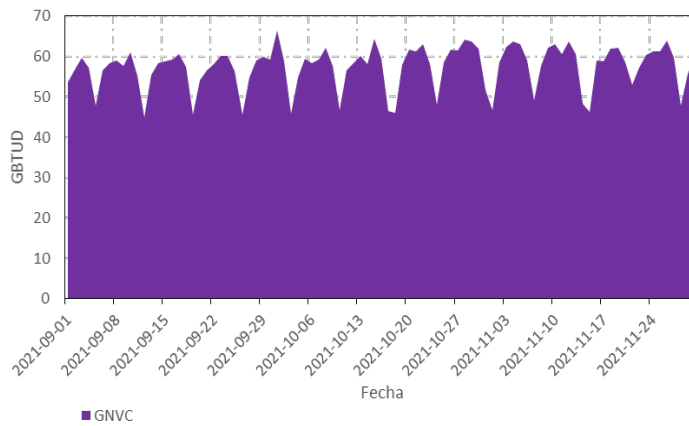
Figura 31. Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



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

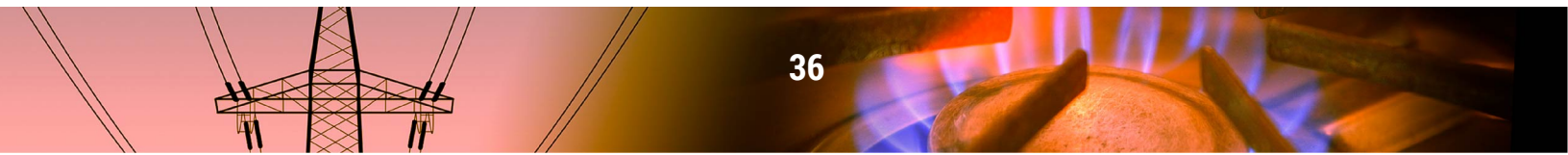
• GNVC:

Figura 32. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.



Respecto a los consumos de GNVC, en la Figura 32 se observan que estuvieron estables durante el trimestre, con excepción de los primeros días de septiembre, asociada al mantenimiento de Cupiagua y el evento no programado en el gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza.

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

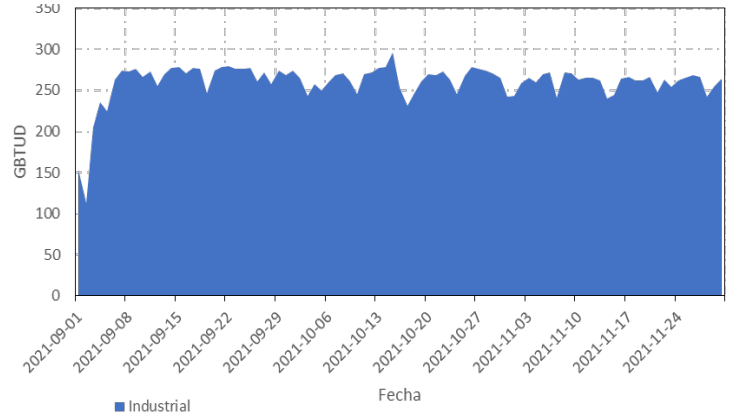




• Industria:

En la Figura 33 se presenta el consumo industrial de los meses de análisis. Allí se puede observar un comportamiento estable en la demanda alrededor de 250,0 GBTUD. Sin embargo, se evidencia en los primeros días de septiembre la afectación causada por el mantenimiento en Cupiagua, debido a la alta contratación que tiene este sector y a la priorización que se dio a la atención de la demanda esencial.

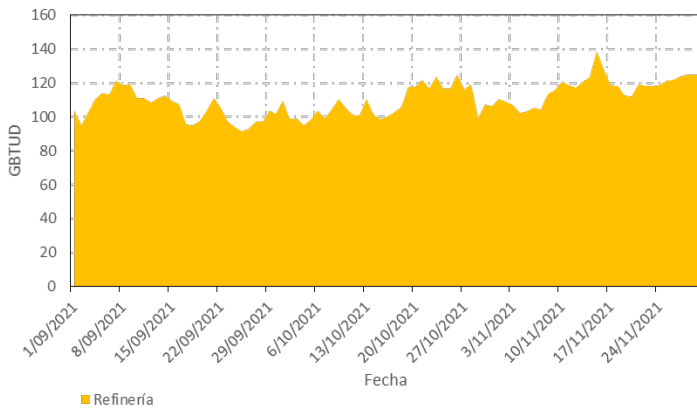
Figura 33. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.



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

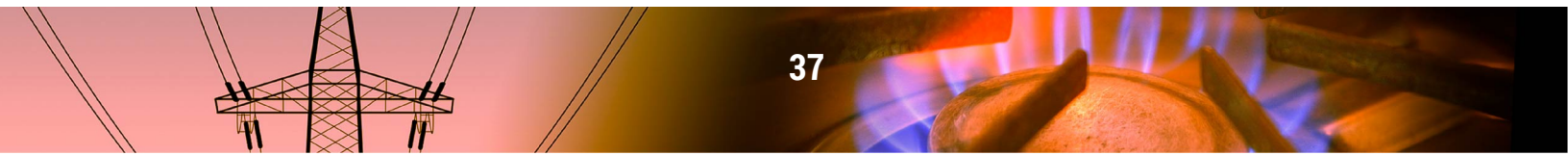
• Refinación:

Figura 34. Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.



Al revisar la demanda del sector Refinación se encuentra un comportamiento estable durante el periodo de análisis, oscilando entre valores de 80,0 GBTUD y 120,0 GBTUD, con un pico de consumo en el mes de noviembre cercano a 140,0 GBTUD (ver Figura 34).

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

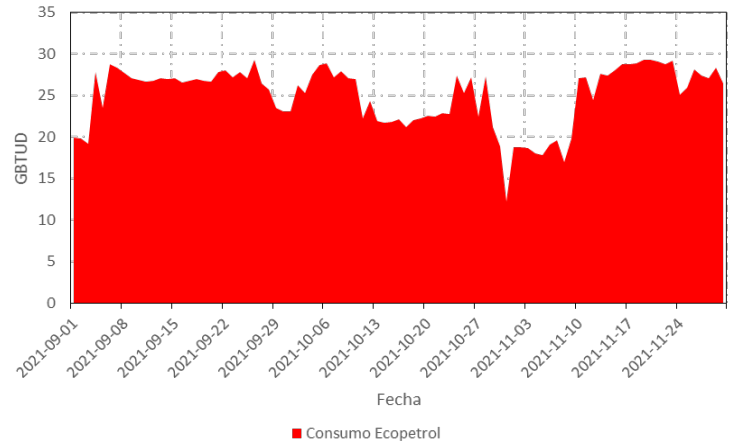




- Consumos Ecopetrol:

El consumo de gas natural de Ecopetrol² del trimestre se ubicó entre 15,0 GBTUD y 29,0 con algunas excepciones (ver Figura 35).

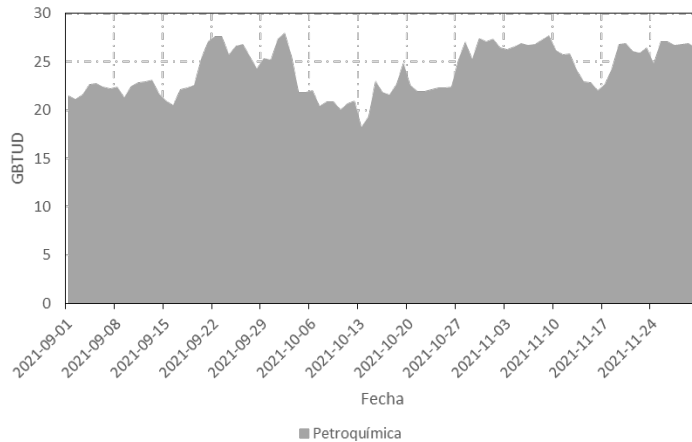
Figura 35. Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.



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

- Petroquímico:

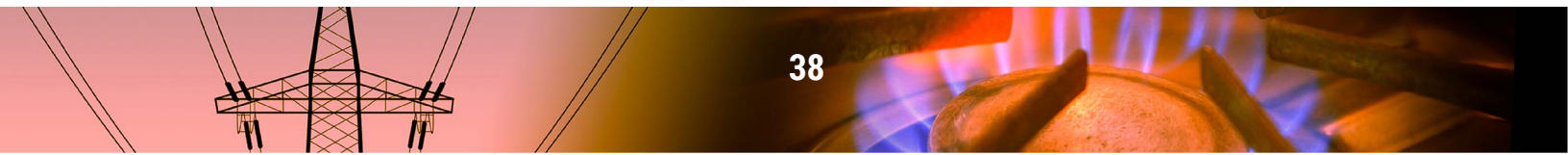
Figura 36. Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.



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

La demanda del sector Petroquímico del periodo comprendido entre los meses de septiembre y noviembre se ubicó en rango entre 17 GBTUD y 27 GBTUD, siendo noviembre el mes con el promedio de consumo más alto del trimestre analizado (ver Figura 36). Sin embargo, es importante tener en cuenta que el sector presentó una caída en el consumo cercana al 7% respecto al trimestre anterior.

² Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria

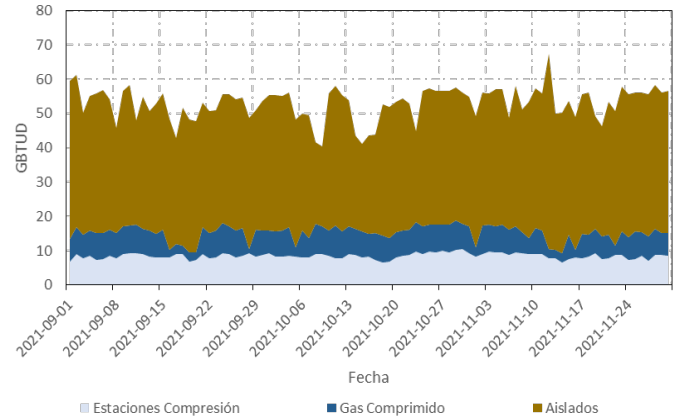




- Otros sectores:

La demanda de otros sectores, conformado por los consumos de las estaciones de compresión y la demanda atendida por los campos aislados y por gas natural comprimido, estuvo entre 40,0 GBTUD y 65,0 GBTUD, tal y como se presenta en la Figura 37.

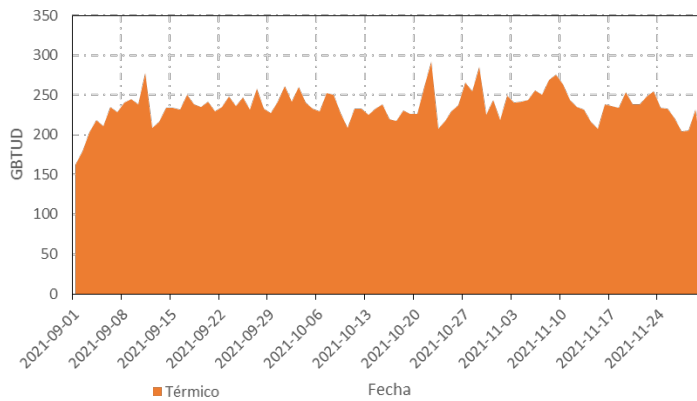
Figura 37. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

- Sector térmico:

Figura 38. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.

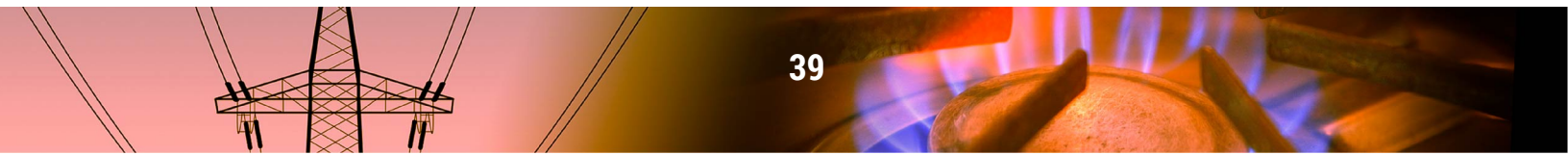


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

La demanda media de gas natural para la generación térmica del periodo de análisis se ubicó en 235 GBTUD, sin embargo, esta demanda tuvo una variación considerable la cual osciló entre 150 GBTUD y 280 GBTUD aproximadamente (ver Figura 38).

Al igual que otros sectores, esta demanda se vio afectada por el mantenimiento del campo Cupiagua de los primeros días del mes de septiembre, en particular algunas unidades de generación del interior del país.

A continuación, se presenta de manera regional los consumos de gas natural asociados a las plantas de generación térmicas durante el periodo de análisis:



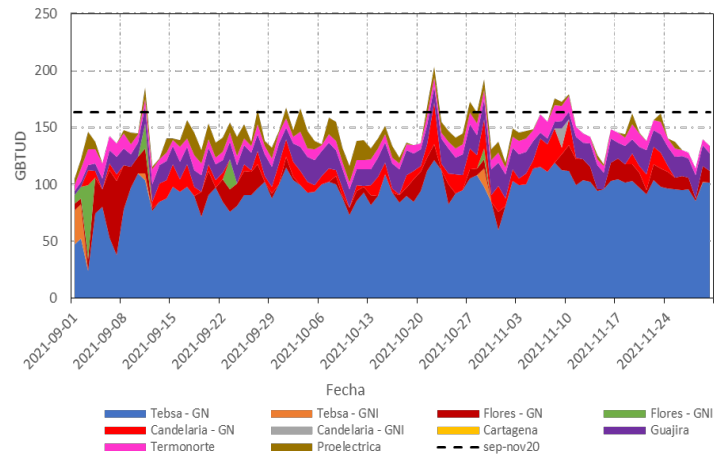


• Sector térmico – Costa Atlántica:

En la Figura 39 se presenta la demanda de gas natural de las plantas de generación térmicas ubicadas en la región de la Costa Atlántica. Allí se puede observar que el consumo osciló entre valores cercanos a 100,0 GBTUD y 170,0 GBTUD, con algunas excepciones de picos de consumo que superaron los 190,0 GBTUD. El promedio de demanda se ubicó en 144,5 GBTUD.

En la Tabla 19 se presentan los consumos medios por central de generación en el periodo de análisis. La planta de generación TEBSA tuvo el mayor consumo de la región con un valor medio que supera los 80,0 GBTUD, seguido por la central térmica Guajira, Ternomorte y Proeléctrica. De manera agregada se observa que durante el mes de octubre se registraron los mayores consumos del periodo de análisis, con un valor medio de 147,8 GBTUD.

Figura 39. Consumo de gas para generación en la Costa Atlántica en el periodo de análisis.



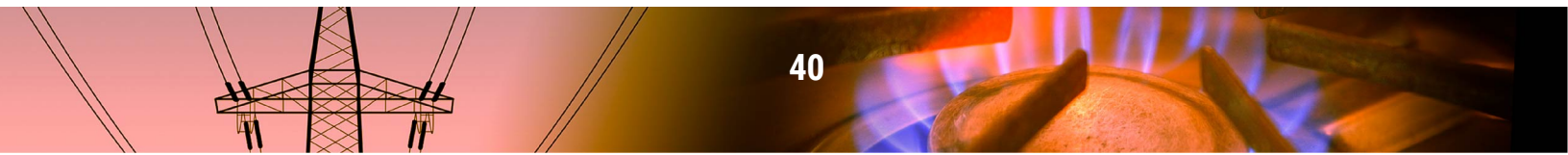
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Tabla 19. Consumo medio de gas natural de las unidades de generación de la Costa Atlántica (GBTUD).³

Mes	Tebsa (GN)	Tebsa (GNI)	Flores (GN)	Flores (GNI)	Candelaria (GN)	Candelaria (GNI)	Cartagena (GN)	Guajira (GN)	Ternomorte (GN)	Proeléctrica (GN)	Total
Sep21	81.82	2.20	15.20	4.36	6.50	0.00	0.00	13.53	9.09	7.98	140.67
Oct21	94.89	0.52	5.88	0.29	10.83	0.00	0.00	18.24	7.57	9.60	147.82
Nov21	101.14	0.03	9.29	0.00	7.05	0.55	0.00	15.77	9.13	2.31	145.27

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

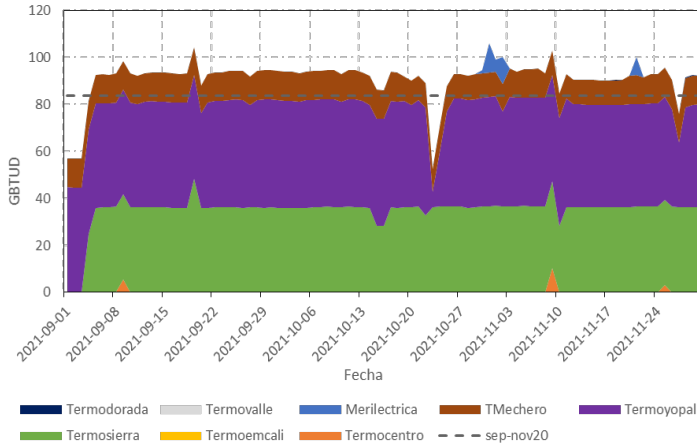
³ GN: Gas Natural Nacional
GNI: Gas Natural Importado





- Generación térmica – Interior:

Figura 40. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.



Con respecto a los consumos térmicos para las plantas de generación del interior del país, se registró un valor medio de demanda de alrededor de 91,0 GBTUD, lo que representa una disminución cercana al 13% respecto al mismo periodo del año anterior.

En la Figura 40 se puede observar que el consumo de Termosierra fue nulo en los primeros días del mes de septiembre, afectados principalmente por el mantenimiento del campo Cupiagua. Así mismo se observa una disminución en el consumo de Termoyopal en el mes de octubre asociado a mantenimientos.

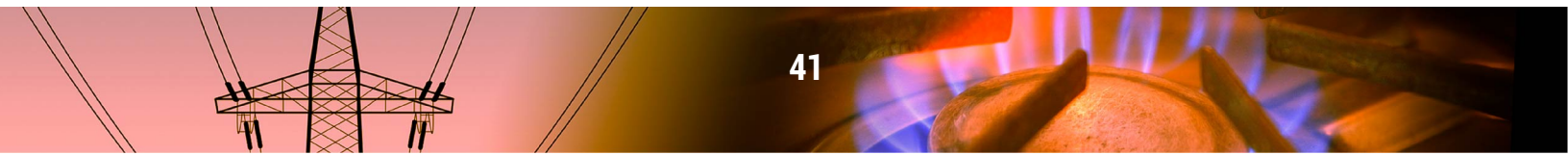
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En la Tabla 20 se puede observar que los mayores consumos para generación térmica en el interior del país durante el trimestre de análisis correspondieron a Termoyopal cuya participación es cercana al 48,0% seguida por Termosierra que aportó cerca del 38,0% y su consumo fue practicante continuo durante los 3 meses.

Tabla 20. Consumo medio de gas natural de las unidades de generación del Interior (GBTUD).

Mes	Merilectrica	Termocentro	Termodorada	Termoemcali	Termosierra	Termovalle	Termoyopal	TMechero	Total
Sep21	0.00	0.19	0.00	0.00	32.53	0.00	44.70	12.26	89.68
Oct21	0.44	0.00	0.00	0.00	35.57	0.00	43.44	11.46	90.91
Nov21	0.81	0.45	0.02	0.00	36.19	0.00	43.69	11.40	92.56

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





3. Mercado de Energía Eléctrica

3.1. Análisis de indicadores, contratación y restricciones

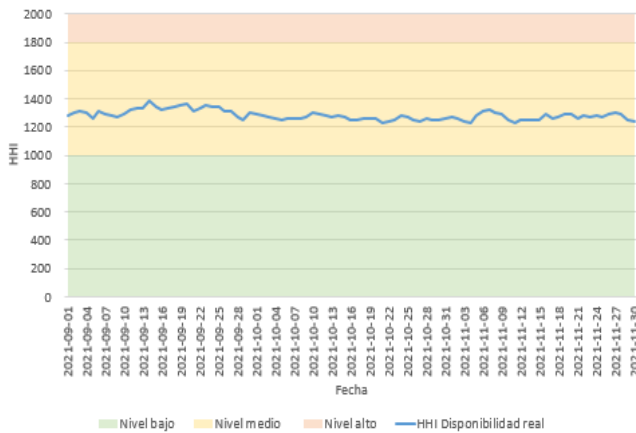
En este aparte de boletín, abordamos los indicadores de concentración del mercado como HHI, oferta residual, comparación indicadores, fijaciones, cubrimientos, disponibilidad para el cubrimiento de las obligaciones de energía en firme; análisis integrado disponibilidad de activos y restricciones y finalmente análisis de contratación del mercado.

3.1.1. Indicadores de concentración (HHI)

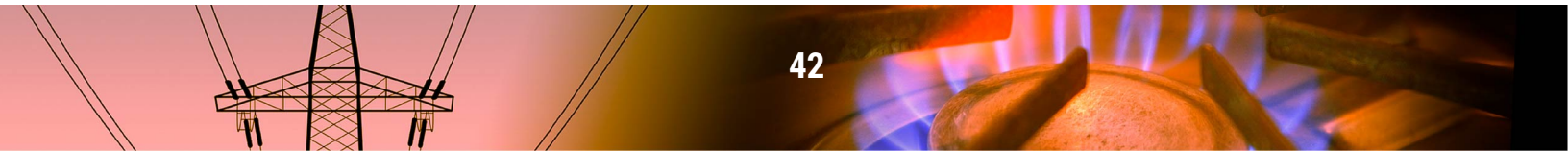
Se analizó el indicador de concentración para la disponibilidad real, generación real y de fijaciones con el fin de identificar desde punto de vista del mercado en qué momento se materializa una posible concentración del mercado.

3.1.1.1. Disponibilidad Real

Figura 41 HHI Disponibilidad real



Este indicador estuvo en el rango de nivel medio de concentración, presentando un valor promedio de 1.282,93 en el trimestre, disminuyendo 3,68% en relación al trimestre junio-agosto. Su valor máximo de 1.381,95 y su mínimo 1.233,00. Durante el periodo, diez agentes fueron responsables del 90% de la disponibilidad real. Los agentes con mayor participación en la disponibilidad fueron EMGESA (19,57%), ISAGEN (19,23%), EPM (18,55%), CELSIA (6,95%), CHIVOR (6,54), TERMOBARRANQUILLA (5,97%) y TERMOFLORES (4,19%) los agentes con mayor disponibilidad con un agregado superior al 80%.



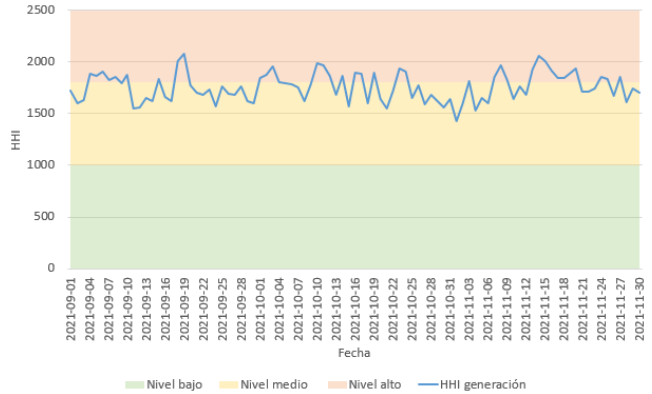


3.1.1.2. Generación Real

Este indicador estuvo en el rango medio-alto de concentración durante el trimestre. El valor promedio durante este trimestre fue de 1.759,31 (7,5% más alto que en el trimestre anterior). El HHI mínimo del periodo fue 1430,53 y el máximo fue 2078,52. En total el indicador fue mayor a 1.800 (alta concentración) durante 37 días, es decir un 40,66% del periodo, frente a 4 veces del trimestre anterior; Esto debido a que hay pocos agentes con portafolio hídrico que aumentaron su generación por los altos aportes y volumen útil del periodo.

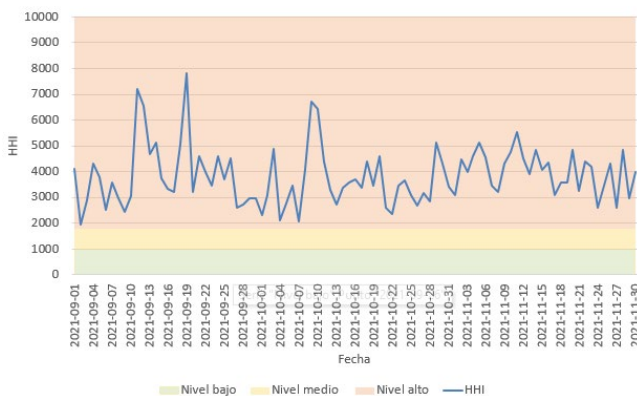
En promedio, 9 agentes fueron responsables del 90% de la generación, siendo EPM (25,39%), ISAGEN (24,46%) y EMGESA (18,62%), CELSIA (6,45%) y CHIVOR (5,36%) los que más generaron más energía durante el periodo, con un agregado promedio de cercano al 80% durante el trimestre septiembre-noviembre de 2021.

Figura 42. HHI Generación real

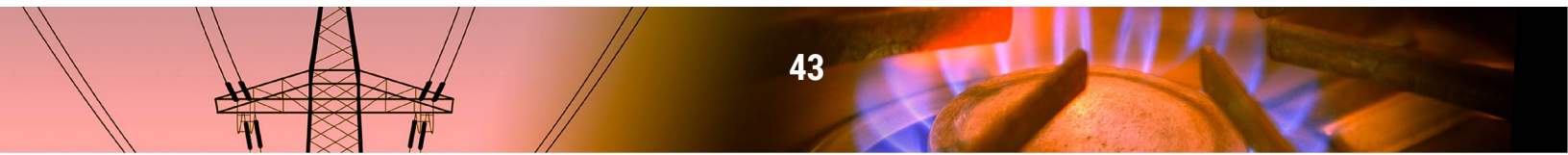


3.1.1.3. HHI Fijaciones

Figura 43. HHI de fijaciones precio de bolsa



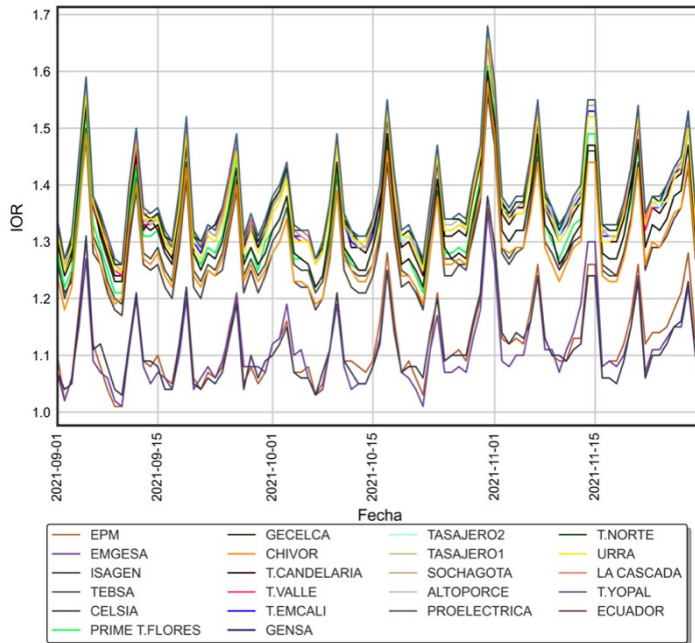
Durante el periodo analizado, 10 agentes fijaron el precio de bolsa. El índice HHI de fijaciones se ubicó en el nivel de concentración alto, con un promedio de 3.843,5 siendo un 17,8% menor al trimestre anterior (832,5 unidades menor) cuando el mismo fue de 4.675,98. Así mismo, el indicador tuvo como mínimo 1944,44 y máximo el valor de 7.812,50. Para el día del valor mínimo, 6 agentes fijaron el precio de bolsa, y para el máximo, 2 agentes fijaron este precio.





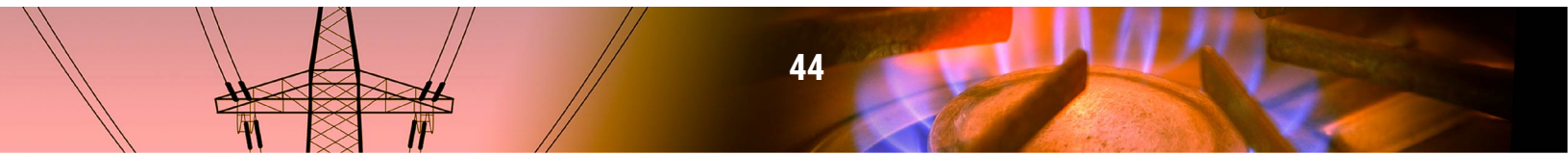
3.1.2. Índice de Oferta Residual

Figura 44 Índice Oferta Residual Agentes



El índice de oferta residual presenta que tanto el sistema depende de un agente para cubrir la demanda. Si es menor a 1 para un agente en particular, quiere decir que se requiere necesariamente del agente para cubrir la demanda, y por tanto es pivotal.

Durante el periodo septiembre a noviembre de 2021, el indicador fue superior a 1 para todos los agentes, lo que implica que ningún agente fue pivotal.





3.1.3. Fijaciones Precios de Bolsa

Durante el periodo, 33 plantas fijaron los precios de bolsa. Así mismo, se observó, que, comparado contra el trimestre anterior, los precios ofertados aumentaron, influyendo en precios de bolsa mayores en promedio, esto debido principalmente a la disminución de aportes, tal como se observa en la Figura 45.

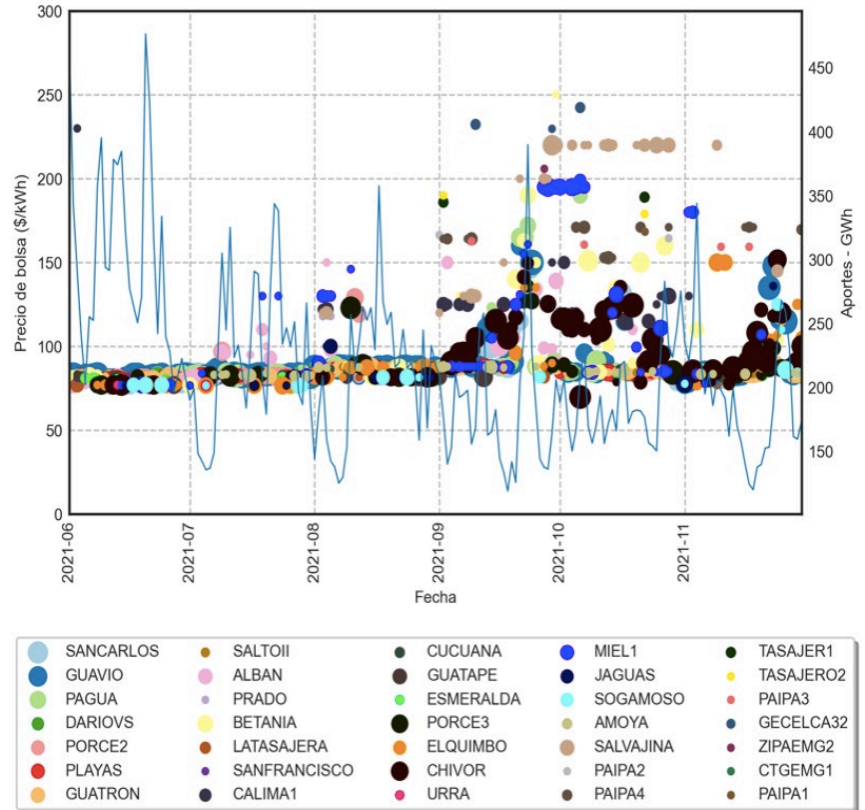
El máximo precio ofertado estuvo alrededor de 250\$/kWh y si bien se detectó un día en que se dio una fijación alrededor de 997 \$/kWh el 20 de octubre de 2021, en despacho ideal, al verificarse con XM se encontró que fue debido a una diferencia en la base de información cuando se analiza el mercado con operaciones internacionales TIES, y en efecto, el precio para esa hora y día fue mucho menor, cerca de 110 \$/kWh.

La planta que más fijó precios fue GUAVIO (423 fijaciones), seguido de CHIVOR (395), PAGUA (189), GUATRON (149), BETANIA (140) y SAN CARLOS (119).

Durante el periodo, diez agentes fijaron el precio de bolsa. El agente EMGESA tuvo el mayor porcentaje de fijaciones, resaltándose, que este agente tuvo durante los tres meses un porcentaje superior al 35%; a EMGESA lo siguieron EPM y CHIVOR, observándose que ambos agentes aumentaron su participación durante el periodo.

Se observa que ISAGEN redujo su participación en la fijación de precios pasando de un 20% en septiembre y disminuyendo a cerca de 7% en noviembre.

Figura 45. Fijación de precios de bolsa por planta, junio-agosto de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal del ASIC

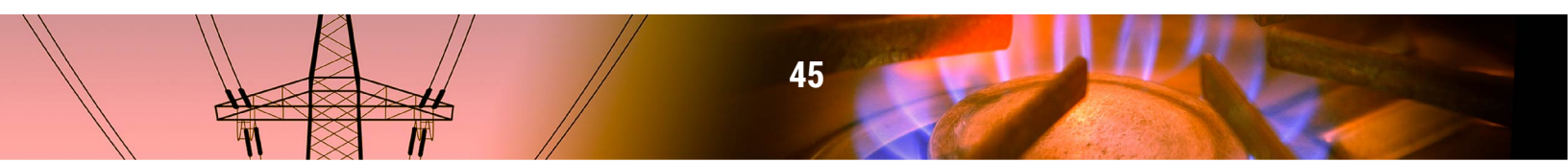




Tabla 14. Porcentaje en cantidad de fijaciones por agente

Agente	Septiembre	Octubre	Noviembre
EMGESA	38,89	36,96	45,00
EPM	13,47	18,55	22,36
CHIVOR	14,31	18,82	21,11
ISAGEN	20,00	11,02	7,36
CELSIA	11,25	11,69	3,06
SOCHAGOTA	0,97	1,88	0,83
GECELCA	0,42	0,27	0,00
GENSA	0,28	0,40	0,28
TASAJERO1	0,27	0,27	0,00
TASAJERO2	0,13	0,14	0,00

Con relación a los precios fijados durante el periodo, el precio de bolsa promedio del periodo estuvo alrededor de 105 \$/kWh. La Tabla 15 presenta el resumen de precios de bolsa fijados promedio por agente.

Así mismo, es de resaltar que, si bien el precio promedio fue relativamente bajo, hubo cinco agentes térmicos que fijaron precio, el agente que en promedio fijó el precio más bajo fue EPM, con precios entre 84 \$/kWh y 92 \$/kWh, y el agente con promedios de fijación más altos fue GECELCA con precios entre 231 \$/kWh y 243 2\$/kWh, aunque su participación fue mínima.

EMGESA que fue el agente que más participación en fijaciones tuvo, tuvo precios promedio de fijaciones que oscilaron entre 95 \$/kWh y 108 \$/kWh.

Tabla 15. Promedio de precios marginales fijados, por agente

Agente	Septiembre	Octubre	Noviembre
EMGESA	107,48	100,59	95,23
EPM	91,66	84,49	84,90
CHIVOR	105,41	106,95	97,12
ISAGEN	110,17	125,28	98,74
CELSIA	144,45	146,86	106,61
SOCHAGOTA	164,11	163,25	170,59
GECELCA	231,51	242,45	N/A
GENSA	164,53	164,50	159,38
TASAJERO1	185,98	188,98	N/A
TASAJERO2	189,98	178,98	N/A



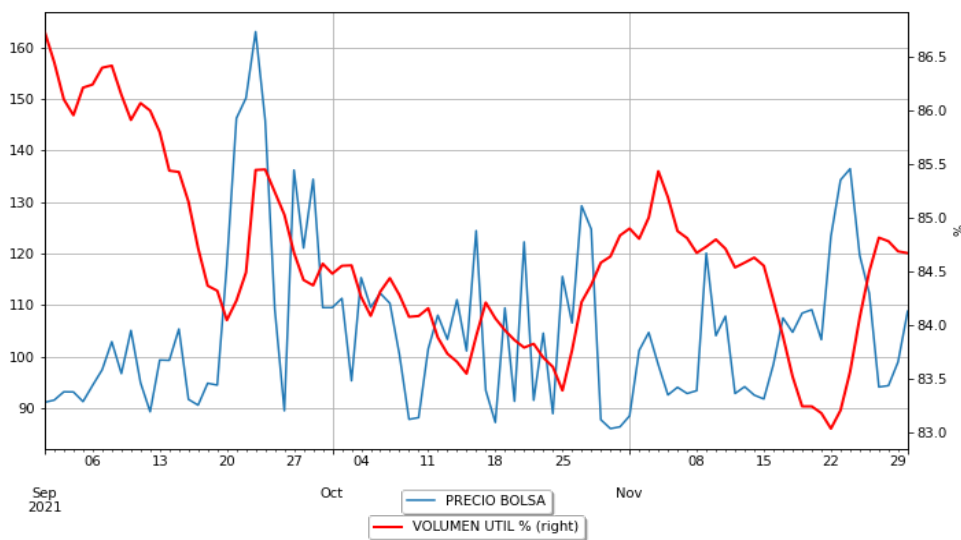
3.1.4. Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente

Este aparte presenta un análisis de precio de bolsa vs volumen útil, así como desempeño de cada agente fijador de precios de bolsa, verificando la consistencia de las ofertas de precios presentadas por los agentes, frente a sus externalidades como volumen útil y aportes, así como el impacto de los precios de bolsa en sus ingresos y fijaciones de precios marginales.

3.1.4.1. Precio de Bolsa Vs Volumen Útil

La Figura 46 muestra la relación entre el precio de bolsa promedio referido al eje izquierdo y el volumen útil en porcentaje referido al eje derecho. Estas dos variables muestran usualmente una correlación negativa entre sí, de tal forma que mientras el volumen útil disponible se encuentre en valores altos, como el caso de inicios del mes de septiembre e inicios del mes de noviembre, el precio de bolsa tiende a mantenerse en valores bajos. Así mismo, cuando el precio de bolsa presenta picos, estos se corresponden con disminuciones en el volumen útil. Nuevamente para este trimestre se puede corroborar la sensibilidad del precio de bolsa al volumen útil.

Figura 46 precio de bolsa y volumen útil en porcentaje



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Una relación interesante en la operación del mercado de energía se presenta en la Figura 47, ya que se puede ver como el precio de bolsa responde en el tiempo ante los cambios en los aportes, es decir, cuando los aportes disminuyen, en los días posteriores se ven incrementos en el precio de bolsa, esto se sustenta en que las plantas hidráulicas empiezan a aumentar sus precios en respuesta a la disminución de los aportes, tratando de cuidar el recurso. Es el caso del pico del precio de bolsa del mes de septiembre, que coincide con

un pico en los aportes, se puede ver que inmediatamente después de esto el precio de bolsa cae a valores mínimos. En el mes de octubre se puede ver también claramente este efecto, ya que un pico en aportes siempre conlleva una caída en el precio de bolsa, y viceversa.

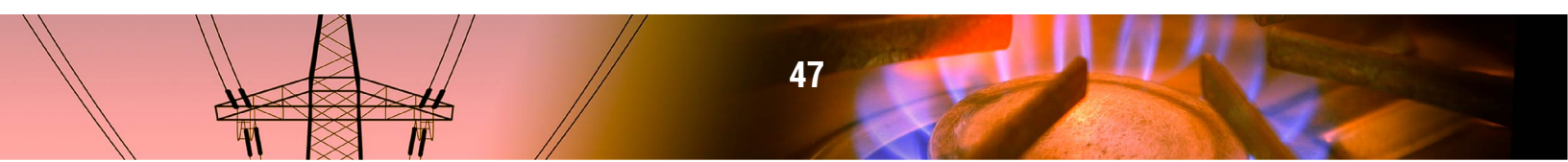
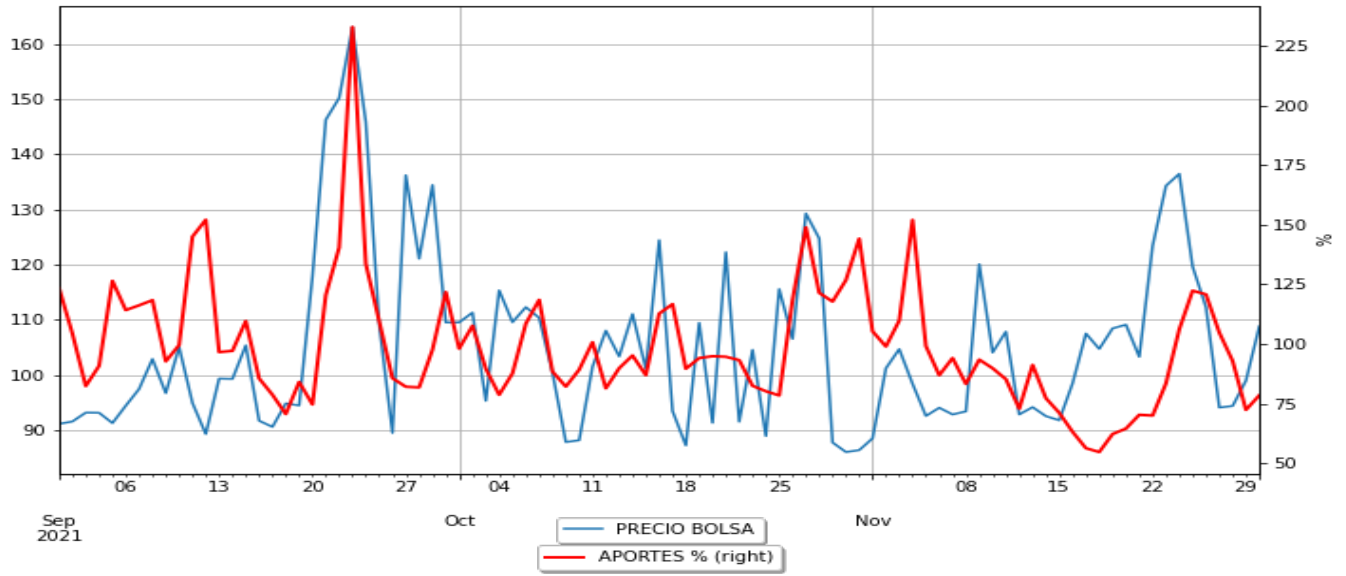
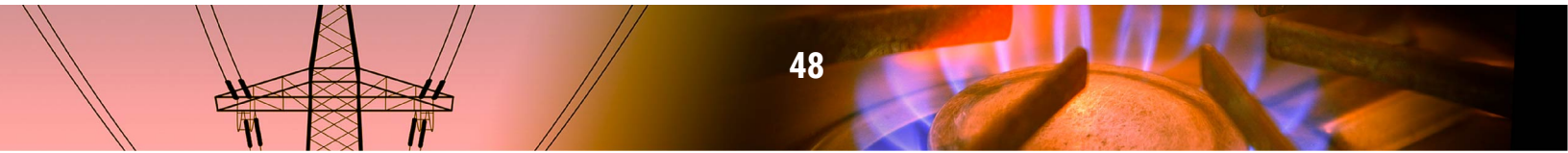




Figura 47 Precio de bolsa y aportes



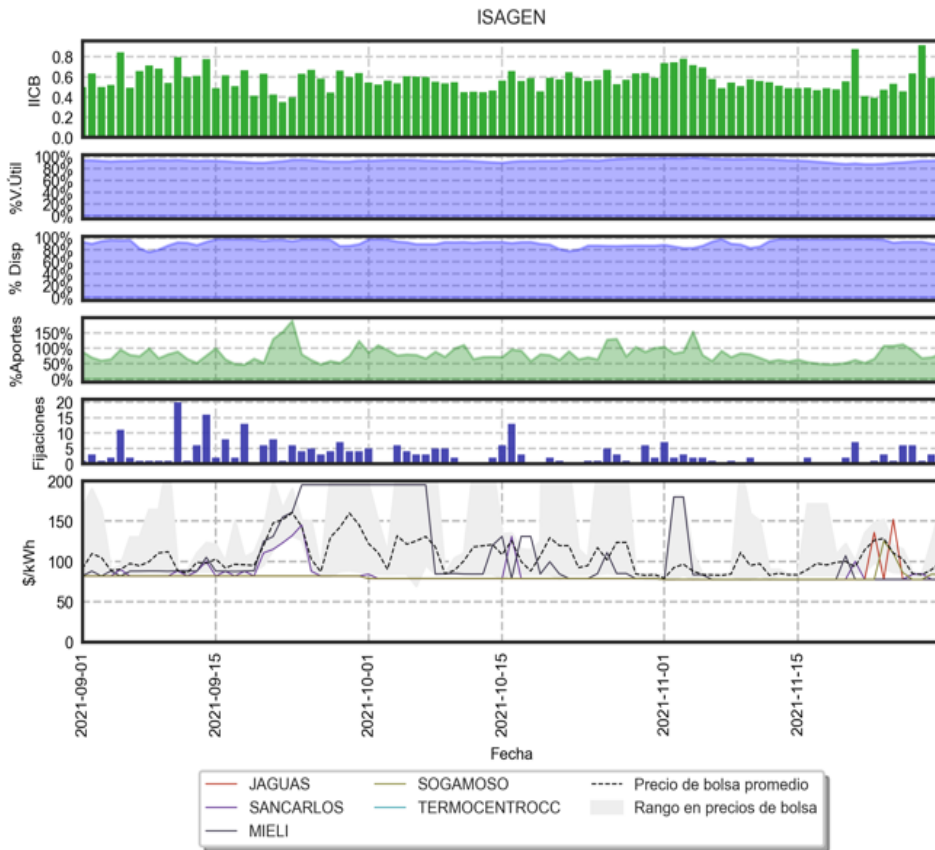
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.





3.1.4.2. Análisis Indicadores ISAGEN

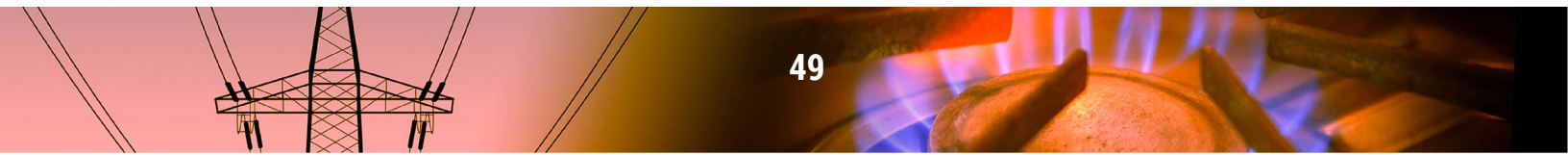
Figura 48. Comparación de indicadores ISAGEN



Para ISAGEN, el indicador de ingresos contratos-bolsa (IICB) es positivo, lo que muestra que el agente tuvo mayores ingresos por contratos que ingresos por bolsa. Al estar en promedio cercano a 0,5, se deduce que, del total de ingresos, cerca de un 25% fueron resultado de transacciones en bolsa.

Durante el periodo, el volumen útil promedio de los embalses del agente estuvo cerca al 100%, y los aportes estuvieron por encima del 50% lo cual se refleja en los precios ofertados por el agente. Así mismo, su disponibilidad real se encontró entre un 80% y 100% durante el periodo.

También se observa que el agente tuvo un bajo número de fijaciones durante el periodo, comparado con otros agentes.





3.1.4.3. Análisis Indicadores EMGESA

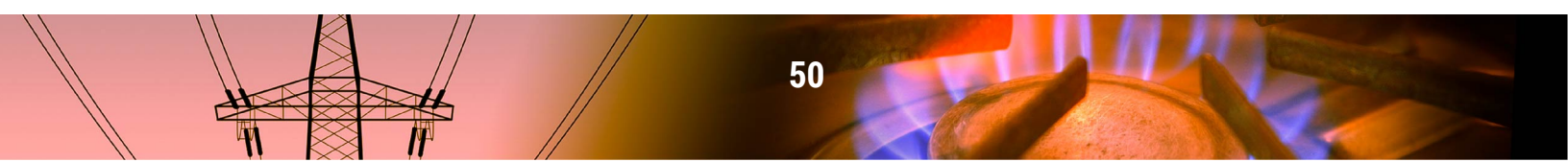
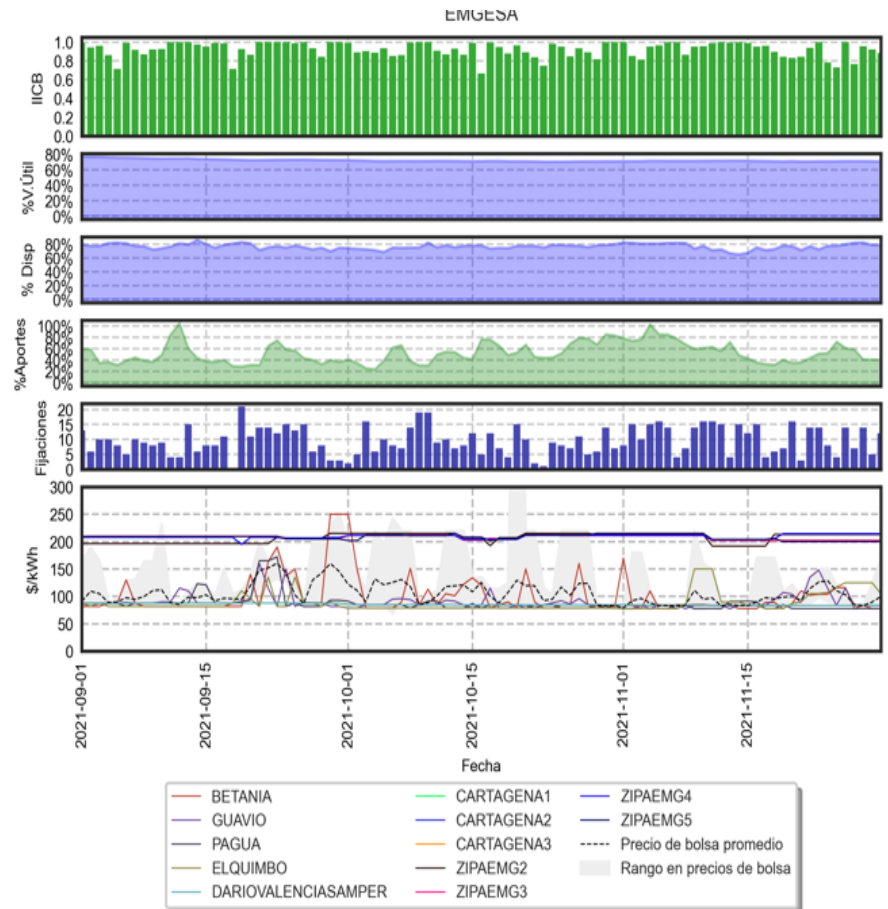
En cuanto al agente EMGESA, se observa que su indicador IICB fue en general superior a 0,8, reflejando que sus ingresos por bolsa, fueron cercanos a un 10% de sus ingresos totales, es decir, que los ingresos del agente, fueron principalmente de ventas en contratos de energía.

Por otro lado, se observa que el volumen útil del agente inició en 80%, disminuyendo a cerca de 75% al final del periodo.

Por su parte, la disponibilidad del agente fue superior al 80% durante el periodo.

Finalmente, el agente tuvo una gran participación en la fijación de precio de bolsa, con 44 días en los que dicho agente fijó el precio de bolsa por más de 10 horas al día.

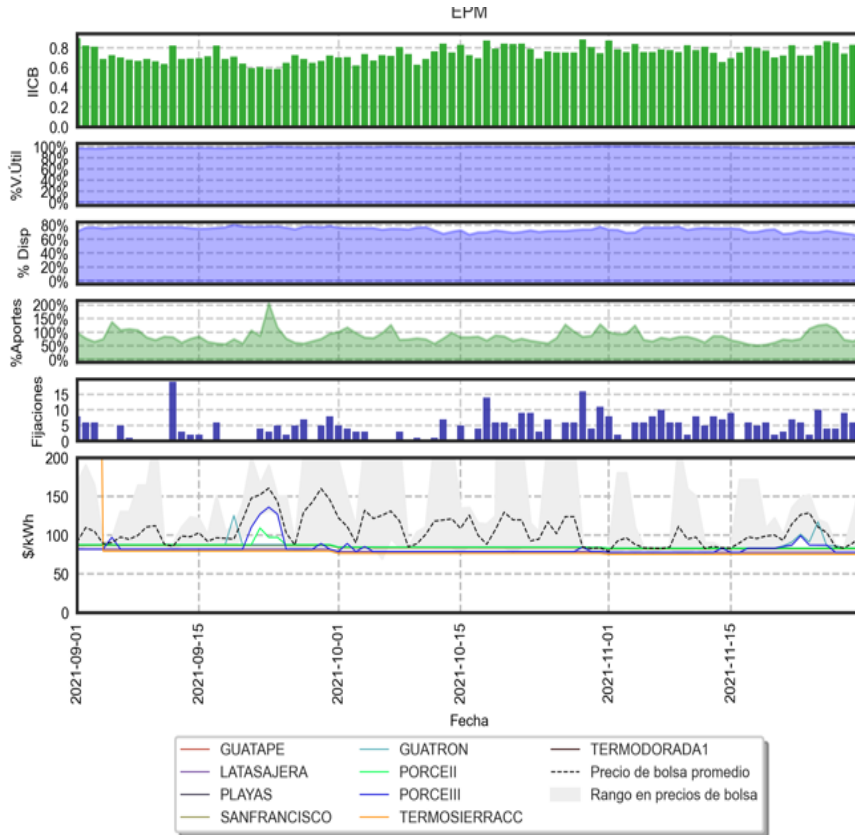
Figura 49. Comparación de indicadores EMGESA





3.1.4.4. Análisis Indicadores EPM

Figura 50. Comparación indicadores EPM



Al analizar el IICB de EPM, se observa que, durante el periodo analizado, dicho indicador se encontró entre 0,6 de 0,8 principalmente, lo que indica, que el agente tuvo muchos más ingresos por contratos que por bolsa.

Así mismo, su volumen útil estuvo muy cerca al 100% durante el periodo, teniendo vertimientos, y altos aportes, por encima del 50%.

Lo anterior, se vio reflejado en los precios de oferta los cuales estuvieron en los mínimos regulatorios durante el periodo.

El agente tuvo 77 días donde tuvo más de 5 fijaciones al día, de los cuales 7, fueron mayores a 10 días.





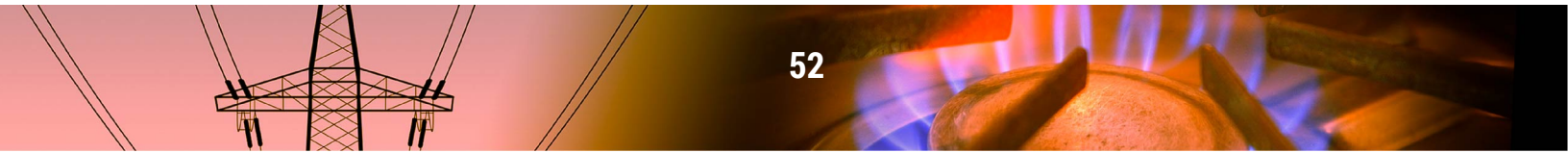
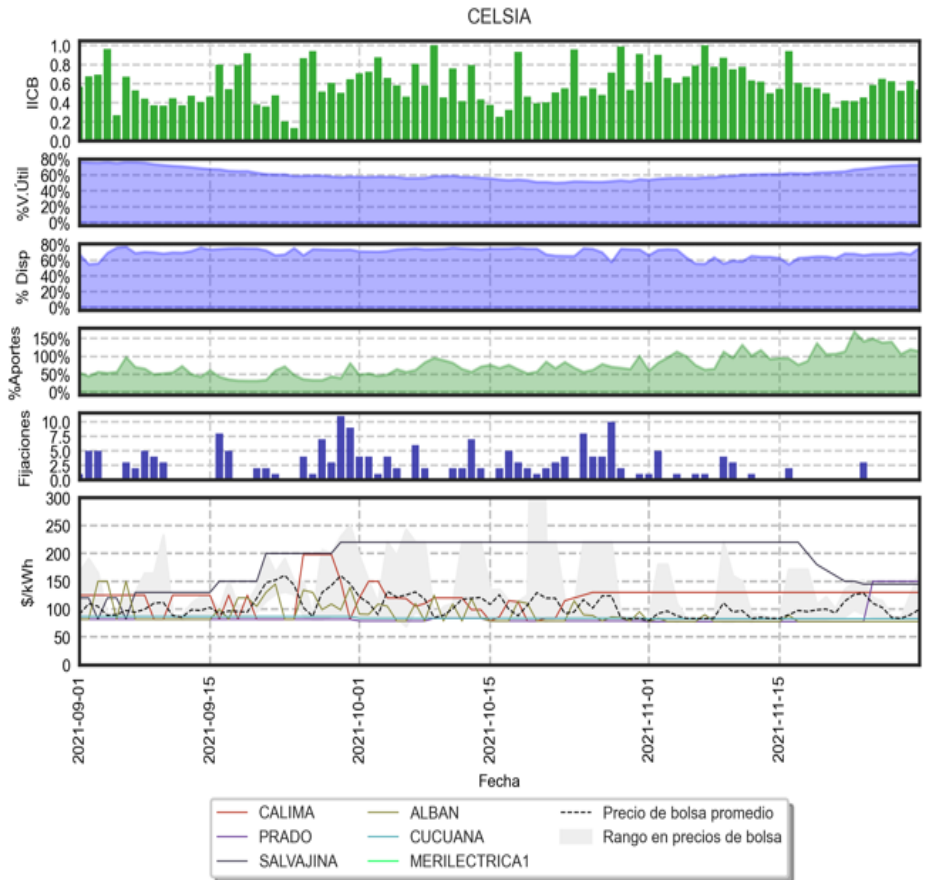
3.1.4.5. Análisis Indicadores CELSIA

En cuanto a CELSIA, su indicador IICB indica que el agente tuvo mayores ingresos por contratos que por bolsa, siendo el indicador entre 0,55 y 0,62 en promedio mensual.

En relación al volumen útil, se observa que, para este agente, el mismo disminuyó durante los primeros dos meses del periodo y aumentó en el tercero, principalmente por el aumento significativo en los aportes que superaron el 100% al final del trimestre.

Durante el periodo, el agente ha fijado ocasionalmente el precio de bolsa principalmente con sus plantas Albán y Calima.

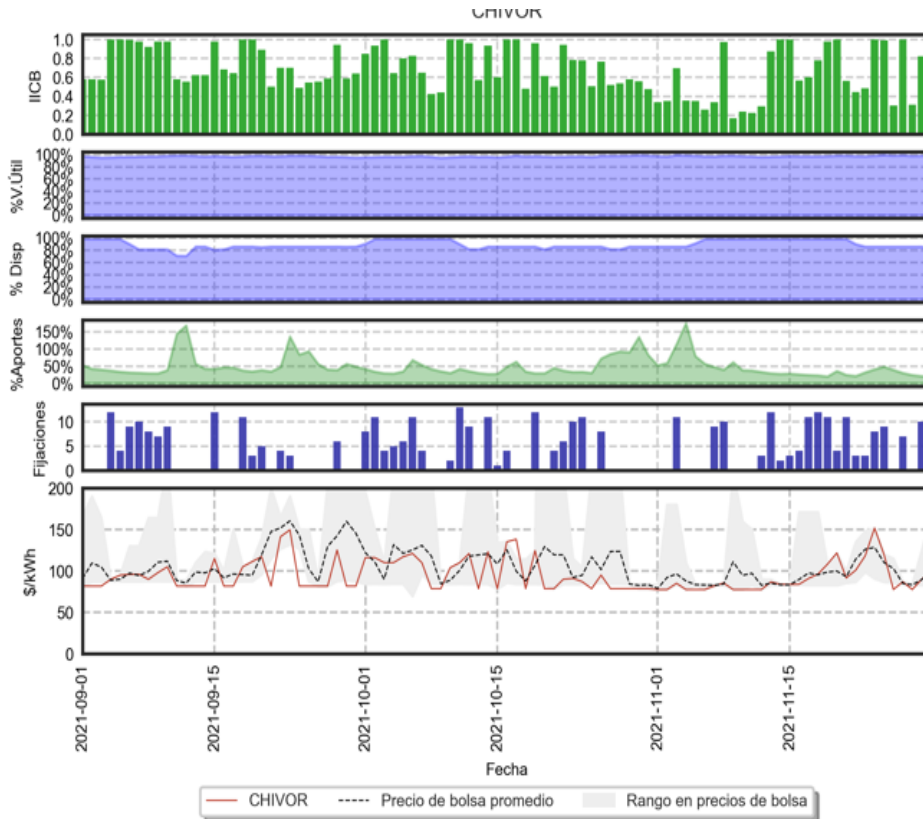
Figura 51. Comparación de indicadores CELSIA





3.1.4.6. Análisis Indicadores CHIVOR

Figura 52. Comparación Indicadores CHIVOR

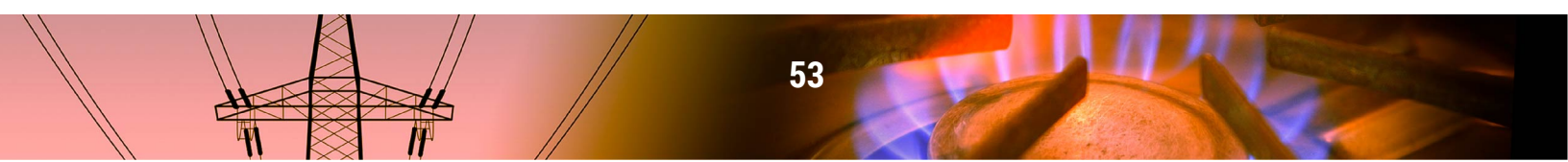


CHIVOR tuvo el indicador IICB en 0,73 en promedio durante el periodo, confirmando que sus ingresos por contratos son mucho más altos que sus ingresos por bolsa.

El agente tuvo durante el periodo, un volumen útil cercano al 100% y una disponibilidad que osciló entre el 80 y 100%.

Así mismo, fijó precio durante 36 días más de 5 veces al día, y de ellos, durante 19, el agente fijó más de 10 veces al día el precio de bolsa.

En cuanto a los precios ofertados, el agente aumentó sus precios principalmente en temporadas de bajos aportes, teniendo precios cercanos a 150 \$/kWh.





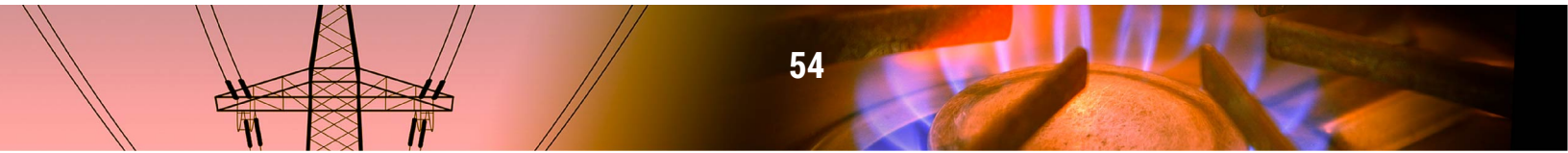
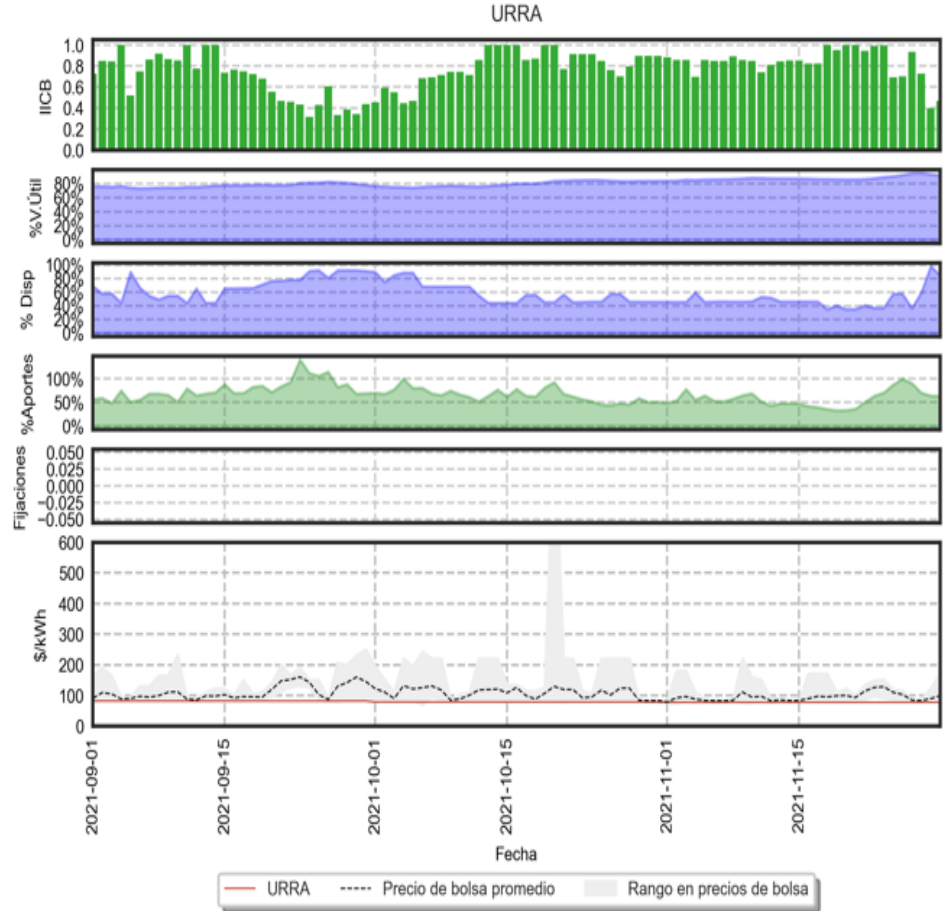
3.1.4.7. Análisis Indicadores URRRA

Durante el trimestre, URRRA tuvo un IICB entre 0,68 y 0,83 en promedio mensual, y sus ingresos por bolsa dependieron de la disponibilidad ofertada principalmente. En este sentido, cuando ofertaron una mayor disponibilidad, tuvieron más ingresos por bolsa, y así mismo, el indicador IICB disminuyó a valores cercanos a 0,4

Así mismo, el volumen útil pasó de 77% en promedio del primer mes a cerca del 87% durante el último mes, resultado de aportes que estuvieron por encima del 50% durante el periodo.

Finalmente, el agente mantuvo precios mínimos durante el periodo y no realizó fijaciones de precio

Figura 53. Comparación de indicadores URRRA



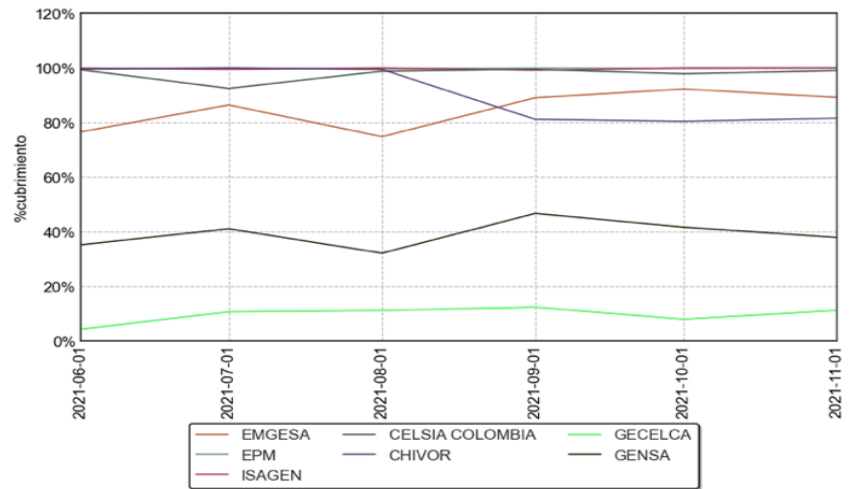


3.1.5. Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación

3.1.5.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

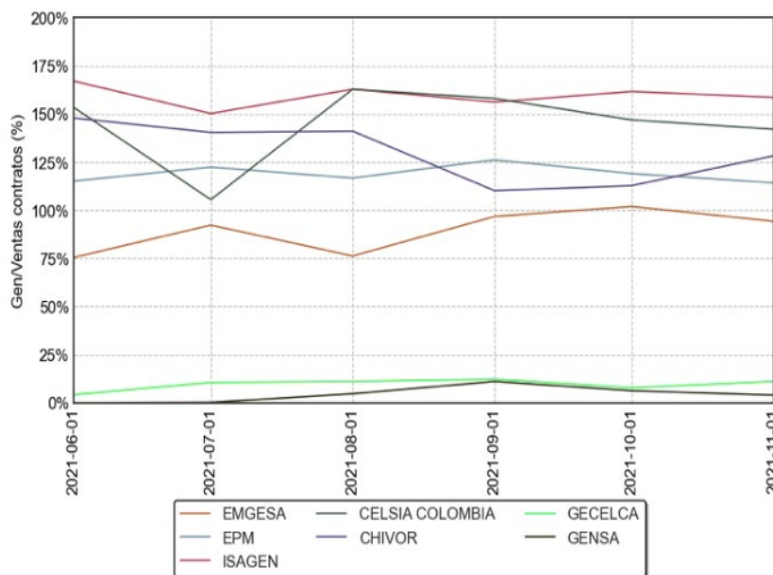
El porcentaje de cubrimiento define qué tanto de los respaldos que tienen los agentes para cubrir sus obligaciones en contratos proviene de fuentes diferentes a compras en bolsa. Se observa para el trimestre, que los agentes CELSIA, EPM e ISAGEN, tienen este indicador muy cercano al 100%. Con relación al trimestre anterior, el agente EMGESA aumentó su promedio de cerca de 80% a un 90% y CHIVOR lo disminuyó de cerca de 100% a cerca de 80% en promedio durante el trimestre septiembre-noviembre de 2021. Los agentes GECELCA Y GENSA continúan con este indicador por debajo de 50% de forma similar al trimestre anterior.

Figura 54. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores



3.1.5.2. Generación para ventas - agentes generadores

Figura 55. % Generación para ventas agentes generadores

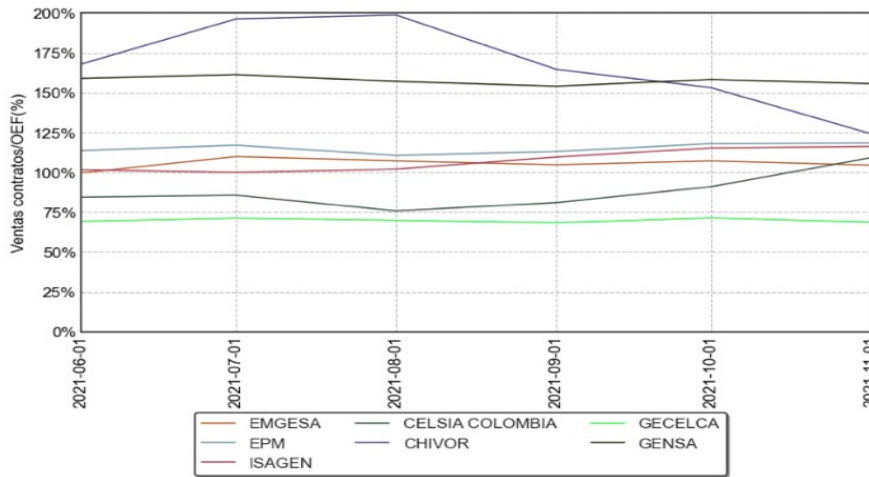


El indicador de generación para ventas (%GPV) presenta el potencial de un agente para vender excedentes de energía en bolsa al ser la relación entre la generación ideal del agente y las ventas en contratos de dicho agente. El agente que tuvo este indicador más alto fue ISAGEN, con un promedio para el periodo en el trimestre de 160%, seguido de CHIVOR (143%) y CELSIA COLOMBIA (140%) y EPM (118%). Estos agentes, tuvieron en el periodo, excedentes para vender en bolsa. Por su parte EMGESA tuvo este indicador en 81% lo cual indica que sus contratos los cubre con este porcentaje de generación propia. Finalmente, los agentes GECELCA y GENSA tuvieron este indicador cerca a cero, lo cual indica que cubrieron sus contratos con compras en bolsa.



3.1.5.3. Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme

Figura 56. % Ventas en contratos / OEF

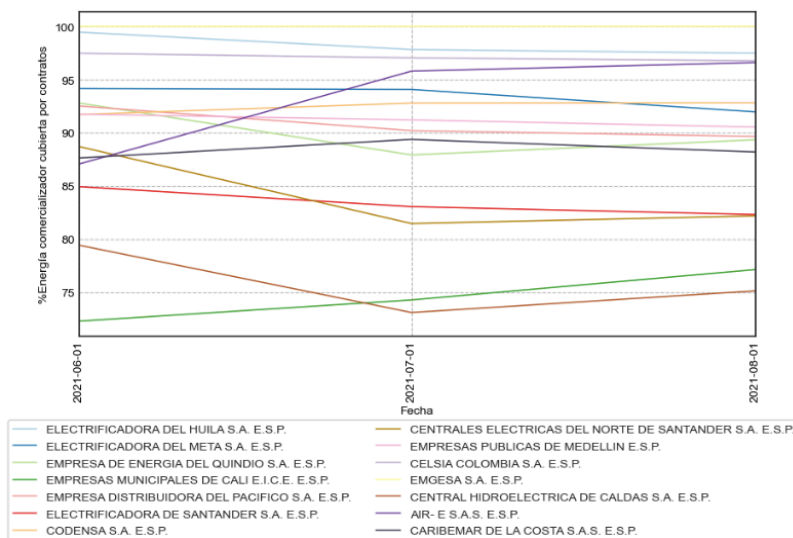


Este indicador refleja el porcentaje que el agente vende en contratos frente a sus obligaciones de energía firme asignadas. En este caso, se observa que los agentes CHIVOR y GENSA, tuvieron ventas en contratos por encima de 150% de sus obligaciones de energía en firme. Por su parte EPM, EMGESA e ISAGEN, tuvieron este indicador cercano al 100%. Finalmente, CELSIA (82% en promedio) y GECELCA (70% en promedio) fueron quienes tuvieron este indicador por debajo de 100%.

3.1.6. Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

3.1.6.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

Figura 57. Porcentaje de cubrimiento para agentes comercializadores

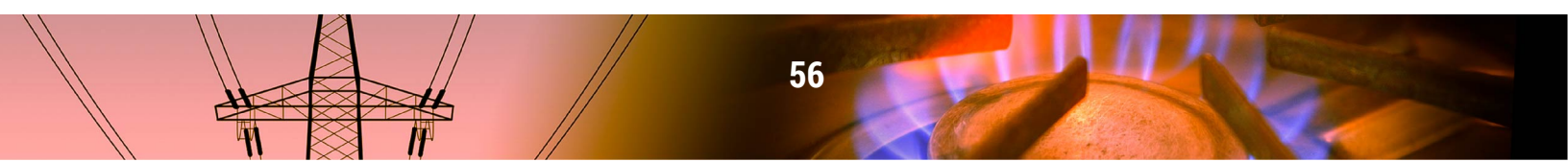


El porcentaje de cubrimiento para comercializadores representa cual es el porcentaje de energía que el agente no compra en bolsa, sino que está cubierta por contratos.

Para 9 de los 14 agentes que soportan el 80% de la demanda, este indicador fue superior al 90% en promedio. Estos agentes son EMGESA, ELECTROHUILA, CELSIA COLOMBIA, EMSA, EDEQ, DISPAC, EPM, CODENSA y AIR-E.

Entre 80 y 90% de cubrimiento se encontraron CENS, CARIBEMAR Y ESSA.

Finalmente, CHEC y EMCALI tuvieron este indicador por debajo de 80%.





3.1.6.2. Contratos con destino al mercado regulado

Durante el trimestre septiembre-noviembre de 2021, se despacharon un total de 485 contratos, siendo la gran mayoría (458) tipo pague lo contratado.

De los 485 contratos vigentes a 30 de noviembre de 2021, 5,6% son del tipo pague lo demandado y 94,4% del tipo pague lo contratado. La cantidad de energía promedio horaria en contratos tipo pague lo contratado está alrededor de 4,43 GWh, la cual es significativamente mayor a la cantidad promedio de los contratos pague lo demandado (0,09 GWh). En cuanto a las estadísticas de precio, se tiene que los contratos tipo pague lo contratado presentan un menor precio promedio ponderado por cantidades, llegando a ser de 249 \$/kWh, casi 20% menor que el precio promedio de los contratos pague lo demandado. El detalle se presenta en la Tabla 16.

Tabla 16. Estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.

Tipo de contrato	Cantidad contratos	Porcentaje	Energía promedio despacho horario (kWh)	Precio promedio (\$/kWh)
Pague lo demandado	27	5,6%	91.765	306
Pague lo contratado	458	94,4%	4.431.524	249

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.6.3. Contratos con destino al mercado no regulado

De los 381 contratos vigentes al 30 de noviembre de 2021, se puede observar que 94,8% corresponden a la modalidad pague lo contratado. Por otro lado, la energía de los contratos tipo pague lo contratado (2,44GWh) fue muy superior a la de tipo pague lo demandado (979kWh). Los precios promedio ponderados para ambas modalidades tienen una diferencia cercana 45 \$/kWh, siendo mayor en la modalidad pague lo contratado (231,09 \$/kWh). El detalle se presenta en la Tabla 17. Es de resaltar, que los precios pague lo demandado para este mercado son inferiores a los pague lo contratado, principalmente debido a que existen algunos pocos contratos registrados antes de 2015 con mucho peso en el promedio ponderado, es decir, que comprometen mayores cantidades de energía a menor precio, siendo estos principalmente entre agentes vinculados que cuentan con un portafolio hídrico importante.

Tabla 17. Estadísticas de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.

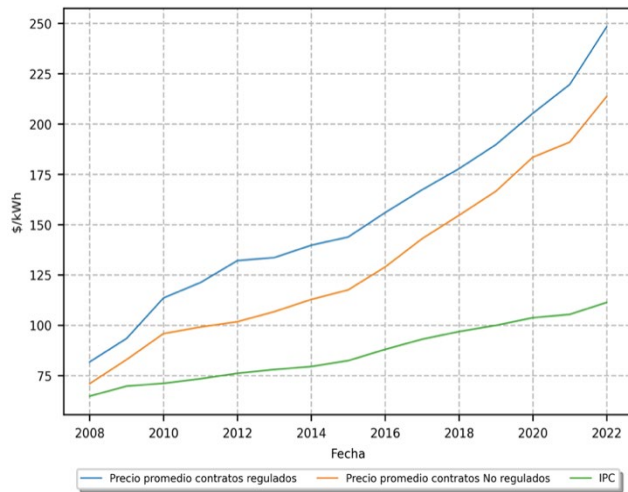
Tipo de contrato	Cantidad contratos	Porcentaje	Energía promedio despacho horario (kWh)	Precio promedio (\$/kWh)
Pague lo demandado	20	5,2%	979.174	186
Pague lo contratado	361	94,8%	2.439.246	231

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



3.1.6.4. Evolución histórica de los contratos

Figura 58. Evolución de precios en el mercado de contratos MEM



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

Al analizar la historia de los contratos de energía en Colombia, en la Figura 58 se puede observar la evolución en el tiempo en relación al mercado de contratos para el regulado y no regulado.

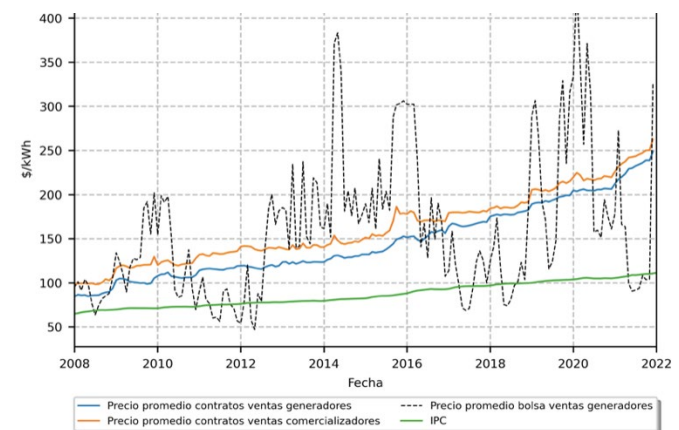
Para la misma, se tomaron los datos de precio de energía vendida en contratos sobre la energía vendida en contratos para cada año desde el año 2000 tomado de la fuente de datos Sinergox de XM.

Como se observa, el precio promedio de los contratos ha aumentado con el tiempo, siendo más alto el promedio de los contratos regulados que los no regulados. La diferencia ha sido relativamente constante en sus promedios en los últimos años, siendo la misma, desde 2011 al 2021, cerca de 26 \$/kWh. Para lo corrido de 2021, esta diferencia entre estos dos segmentos se encuentra en 34 \$/kWh.

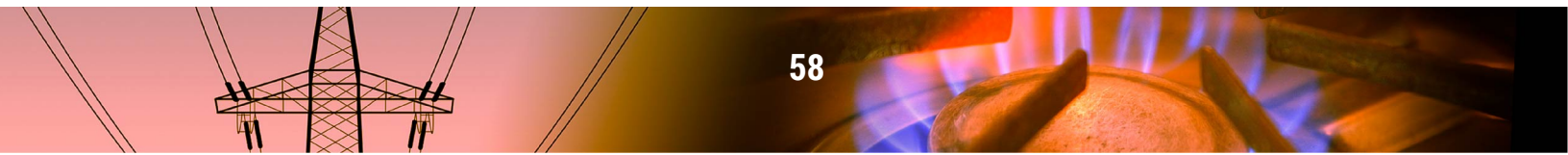
También es de resaltar, el aumento de estos precios comparados contra el IPC, especialmente desde 2015, aumento que es resultado tanto del aumento de la tasa representativa del mercado, y su impacto indirecto sobre los precios de energéticos complementarios tales como el gas natural. En particular, el precio de los contratos regulados paso de estar un 26% por encima del IPC en 2008, a un 122% por encima del mismo, en 2021.

Así mismo, la Figura 59 presenta la comparación entre los precios de venta promedio mensuales desde 2008, en contratos de generadores y comercializadores, encontrándose estos últimos en promedio 15,50 pesos por encima de los contratos de los generadores.

Figura 59. Comparación precios de contratos en segmento de generadores y comercializadores (promedio mensual)



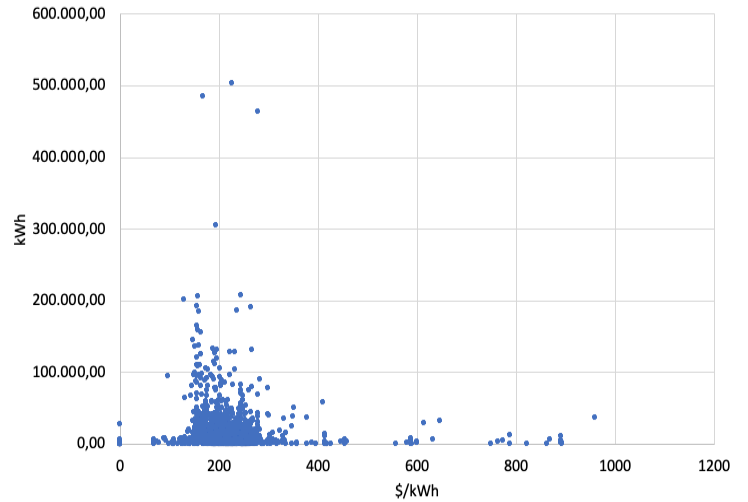
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Sinergox - XM.





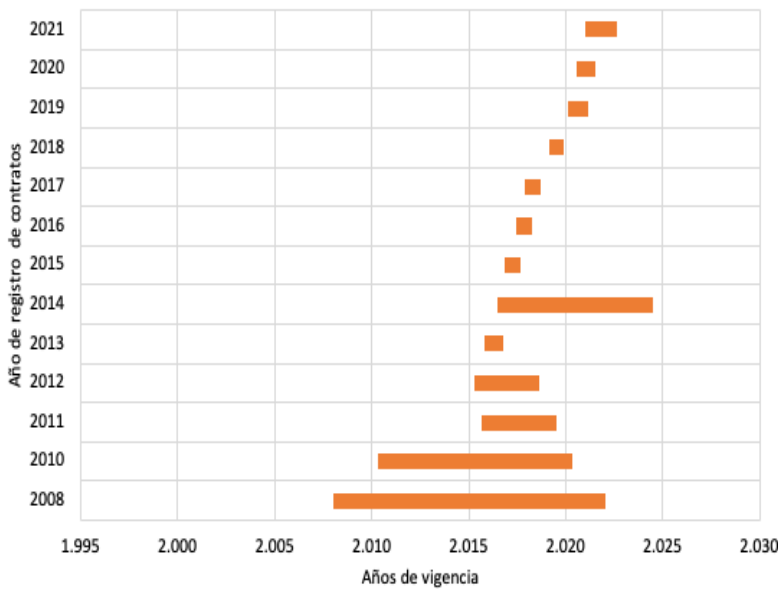
Por otro lado, al tomar los contratos vigentes desde 2016 que han sido efectivamente despachados desde el mismo año (2852 contratos), y analizar sus precios máximos y cantidades máximas despachadas por contrato por hora; se observa que, la gran mayoría de contratos tienen precios que varían entre 150 \$/kWh y 250 \$/kWh, con despachos menores a 100 MWh principalmente. (Figura 60).

Figura 60 Precio vs cantidad de contratos bilaterales en el MEM



Fuente: elaboración propia a partir de archivos de despacho de contratos ASIC

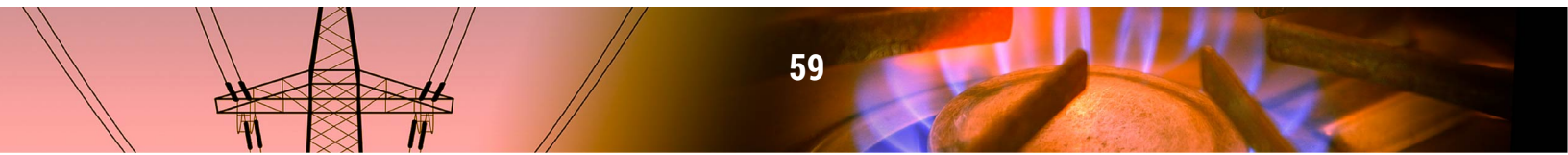
Figura 61 Vigencia promedio de los contratos despachados desde 2016



Fuente: elaboración propia a partir de archivos de despacho de contratos ASIC

La Figura 61 presenta la duración de los contratos que han sido efectivamente despachados desde 2016, para cada año de registro.

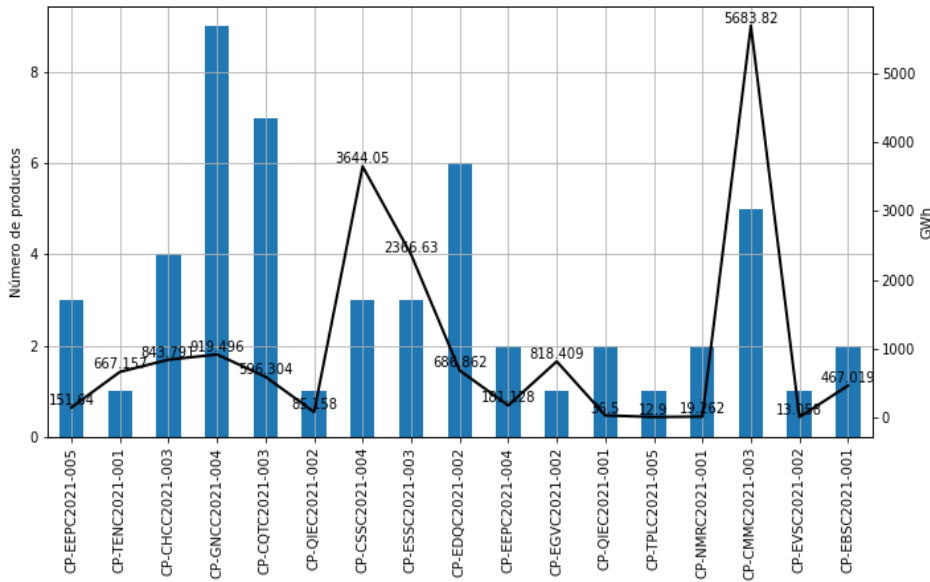
Se observa que en general, el mercado de contratos, ha pasado de tener contratos de mediano y largo plazo, a tener contratos más de corto plazo desde 2015. Es de resaltar que, en 2014, se tuvieron 293 contratos registrados que han sido despachados en el mercado con una vigencia promedio de 8,04 años. Durante 2021, los contratos registrados y despachados tienen una vigencia promedio de 1,61 años.





3.1.6.5. Convocatorias Presentadas en el SICEP

Figura 62. Convocatorias del SICEP



La Figura 62 y la Tabla 18 muestran las convocatorias públicas registradas en el SICEP con fecha de publicación de pliegos definitivos en el periodo septiembre - noviembre, donde las barras azules representan el número de productos requeridos por el agente comprador en cada convocatoria, y la línea negra representa la cantidad de energía total requerida por el agente. En total se presentaron 17 convocatorias, de las cuales la convocatoria VATIA CP-GNCC2021-004 presenta el mayor número individual de productos con 9, y CARIBEMAR CP-CMMC2021-003 requiere la mayor cantidad de energía total con 5683.82 GWh.

La Figura 62 y la Tabla 18 muestran las convocatorias públicas registradas en el SICEP con fecha de publicación de pliegos definitivos en el periodo septiembre - noviembre, donde las barras azules representan el número de productos requeridos por el agente comprador en cada convocatoria, y la línea negra representa la cantidad de energía total requerida por el agente. En total se presentaron 17 convocatorias, de las cuales la convocatoria VATIA CP-GNCC2021-004 presenta el mayor número individual de productos con 9, y CARIBEMAR CP-CMMC2021-003 requiere la mayor cantidad de energía total con 5683.82 GWh.

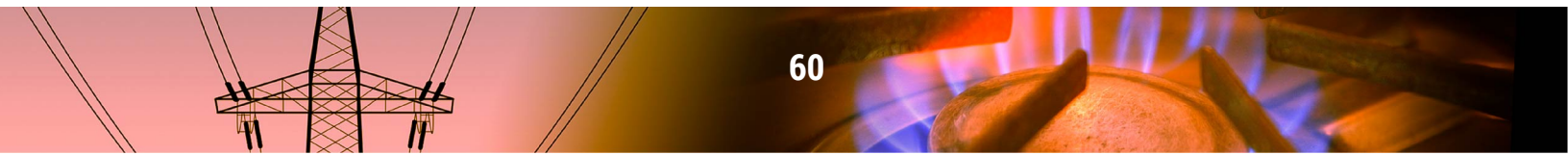




Tabla 18: convocatorias SICEP

Agente	Convocatoria	Periodo	Estado	Productos	Energía GWh
EEP	CP-EEPC2021-005	01/01/2022 al 31/12/2023	Abierta	3	151,64
Tenergeticas	CP-TENC2021-001	01/02/2022 al 31/12/2023	Abierta	1	667,157
CHEC	CP-CHCC2021-003	01/03/2022 al 31/12/2027	Abierta	4	843,791
VATIA	CP-GNCC2021-004	01/01/2022 al 31/12/2026	Abierta	9	919,496
ELECTROCAQUETA	CP-CQTC2021-003	01/01/2022 al 31/12/2028	Abierta	7	596,304
QI ENERGY	CP-QIEC2021-002	01/01/2022 al 31/12/2032	Abierta	1	85,158
Air-e	CP-CSSC2021-004	01/01/2022 al 31/12/2024	Abierta	3	3644,055
ESSA	CP-ESSC2021-003	01/02/2022 al 31/12/2027	Abierta	3	2366,63
EDEQ	CP-EDQC2021-002	01/02/2022 al 31/12/2036	Cerrada y desierta	6	686,862
EEP	CP-EEPC2021-004	01/01/2022 al 31/12/2023	Cerrada y desierta	2	181,128
ENERGUAVIARE	CP-EGVC2021-002	01/01/2022 al 31/12/2031	Cerrada y adjudicada	1	818,409
QI ENERGY	CP-QIEC2021-001	01/01/2022 al 31/12/2023	Abierta	2	36,5
TERPEL	CP-TPLC2021-005	01/01/2022 al 31/12/2031	Cerrada y desierta	1	12,9
Ener+	CP-NMRC2021-001	01/01/2022 al 31/12/2022	Cerrada y adjudicada	2	19,262
CARIBEMAR	CP-CMMC2021-003	01/12/2021 al 31/12/2027	Abierta	5	5683,818
EMEVASI	CP-EVSC2021-002	01/01/2022 al 31/12/2022	Abierta	1	13,058
EBSA	CP-EBSC2021-001	01/01/2023 al 31/12/2024	Cerrada y desierta	2	467,019

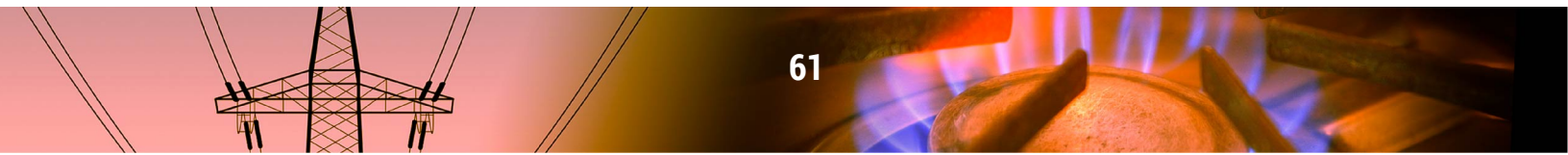
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Por otro lado, la Tabla 19 muestra los resultados de las convocatorias que al momento de la elaboración de este informe tienen estado cerrada y adjudicada, de estas convocatorias destaca la publicada por el comercializador Energuaviare, con un precio de adjudicación promedio ponderado de 224.05 \$/kWh.

Tabla 19. Convocatorias SICEP cerradas y adjudicadas

Productos	Cantidad de energía demandada GWh	Cantidad de energía adjudicada GWh	Precio promedio ponderado adjudicado (\$/KWh)
CP-EGVC2021-002-PROD01	818.4	818.4	224.05
CP-NMRC2021-001-PROD01	9.36	0	0
CP-NMRC2021-001-PROD02	9.36	4.6	248.42

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



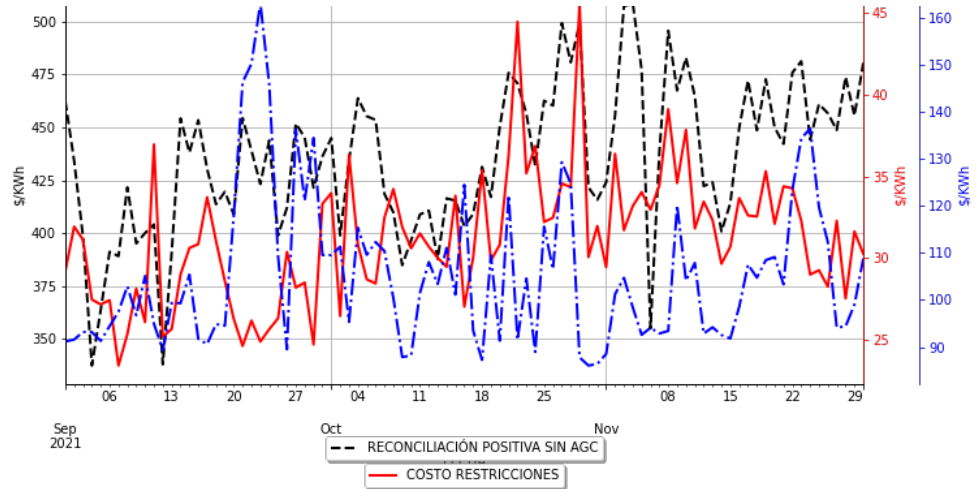


3.1.7. Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito

La Figura 63 presenta la reconciliación positiva, calculada en \$/kWh, referida al eje negro de la izquierda, mientras que el costo de restricciones y el precio de bolsa están referidos a los ejes de la derecha rojo y azul respectivamente.

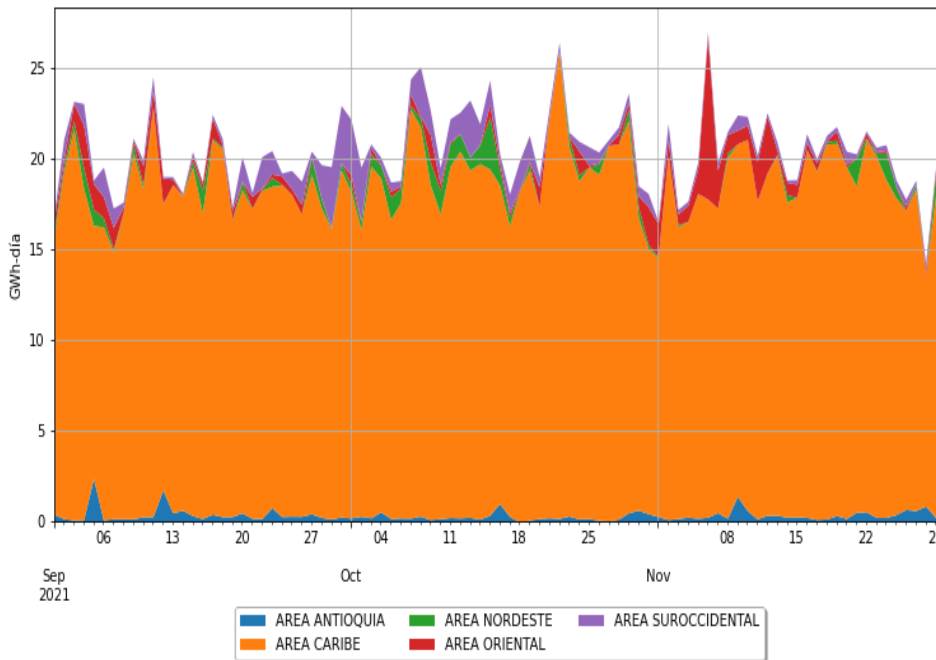
Se observa que los costos de restricciones y el precio de bolsa mantienen una correlación negativa, ya que cuando el precio de

Figura 63 reconciliación positiva, costos de restricciones y precio de bolsa



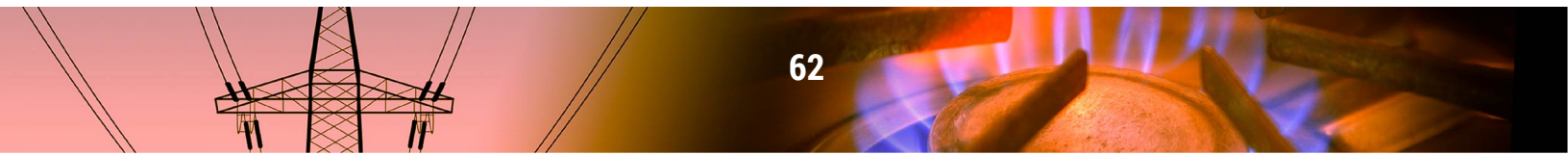
Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

Figura 64. Generación fuera de mérito por área



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

bolsa aumenta, este tiende a incorporar las ofertas de las plantas que son mucho más costosas en el sistema, como lo son las plantas térmicas, en otras palabras, son plantas despachadas por mérito. Es necesario tener presente que algunas plantas térmicas son necesarias para la seguridad de sistema, es decir, son plantas que generan sin importar si están en mérito o no, la diferencia radica en que cuando se despachan en mérito, o sea cuando hay precios de bolsa altos, ya no hacen parte de las restricciones, es por esto que el costo de las restricciones baja.

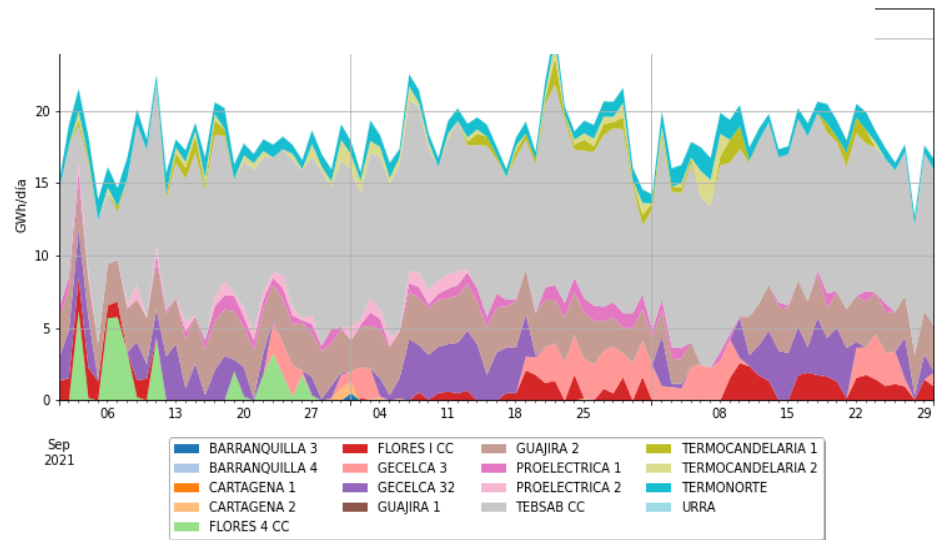




En la Figura 64 se puede visualizar el comportamiento de la generación fuera de mérito por área, la cual tuvo un promedio de 20.47 GWh-día para el trimestre, y cuenta con participaciones por área de 1.73 % para Antioquia, 89.69 % para

Caribe, 1.94 % para Nordeste, 3.13 % para Oriental y 3.54 % para Suroccidental. En este trimestre se presentó bastante generación en el área Suroccidental en los meses de

Figura 65. Generación fuera de mérito en Caribe



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

septiembre y octubre, debido a los múltiples mantenimientos asociados a la subestación Yumbo, para el área Oriental el día 6 de noviembre se presenta el pico más importante debido a los mantenimientos Chicala – Salitre 1 115 kV, Circo – Usme 1 115 kV, Muña – San Carlos 1 115kV y La Mesa – Balsillas 230 kV.

La generación diaria fuera de mérito para el área Caribe se presenta en la Figura 65 la cual cuenta con un promedio de 18.36 GWh-día. De la figura se puede destacar una participación constante de plantas térmicas como Tebsa y Guajira 2. Por otro lado, de manera recurrente se requieren plantas como Flores 1, Flores 4, Proelectrica 1, Proelectrica 2, Termonorte y Termocandelaria 1. En el caso de Gecelca 3 y Gecelca 32 se ve una estrategia de alternancia, ya que tienden a intercambiar su participación. La generación fuera de mérito de estas plantas se enmarca en la generación de seguridad necesaria para el correcto funcionamiento del área Caribe.

3.1.8. Seguimiento Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme

La Figura 66 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, el cual corresponde con el Indicador ICOEF, bajo el supuesto que dicha disponibilidad indica el estado real de una planta de generación y que en un momento específico podría no estar en la capacidad de generar la energía asignada bajo el esquema de Cargo por Confiabilidad.

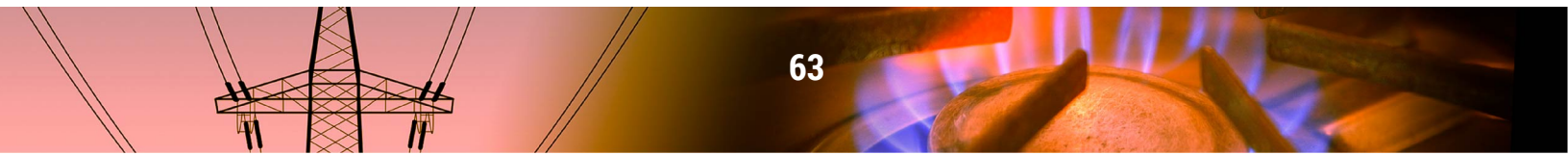
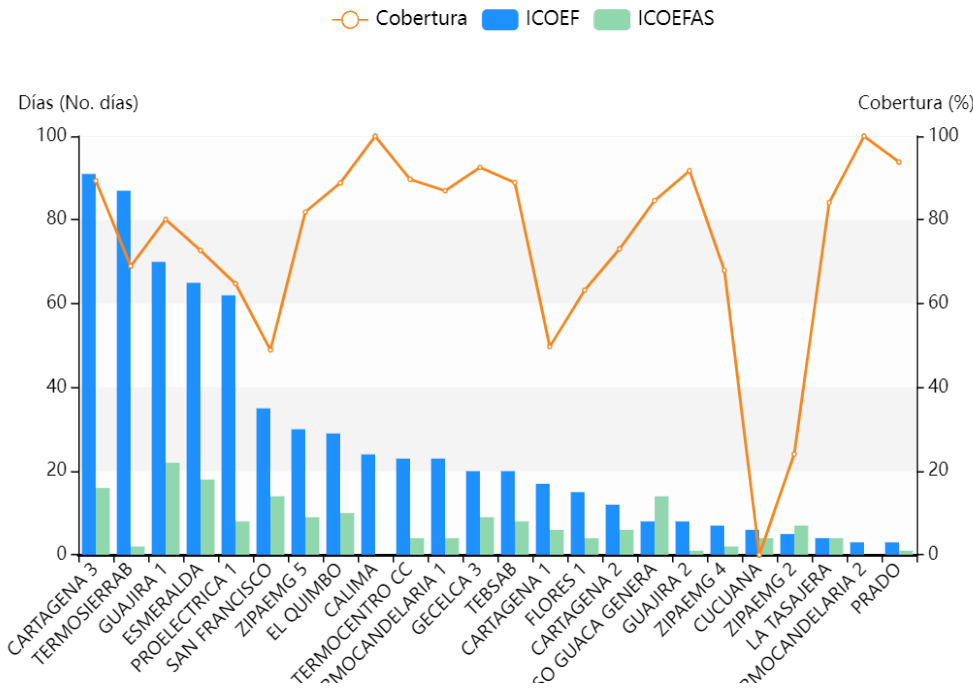




Figura 66. ICOEF e ICOEFas



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Por otro lado, considerando los mecanismos llamados anillos de seguridad, entre los que se encuentran los contratos y las declaraciones de respaldo y la Demanda Desconectable Voluntaria, entre otros, el agente puede mitigar esta posible deficiencia en su capacidad de generación y eventualmente cubrir sus OEF. Los anillos de seguridad que gestionen los agentes se ven reflejados en la demanda comercial que las plantas declaran, de la cual se hace seguimiento mediante el indicador ICOEFas.

Para entender un poco mejor el funcionamiento de estos indicadores, se presentan en la Tabla 20 los resultados detallados de las 24 plantas que obtuvieron un indicador ICOEF e ICOEFas en el trimestre. En el caso de la planta Cartagena 3, el indicador ICOEF es de 91 días; es decir, de los 91 días del intervalo de análisis, en ninguno tuvo una disponibilidad real superior a sus OEF asignadas. Ahora, si comparamos su indicador ICOEF con el ICOEFas, vemos que el segundo disminuye a 16 días, por lo tanto, el agente que representa esta planta gestionó cubrimientos mediante anillos de seguridad para los 75 días que resultan de la diferencia de ambos indicadores para cumplir con sus OEF asignadas, permitiendo mantener un cubrimiento del 89.37 % de las mismas.

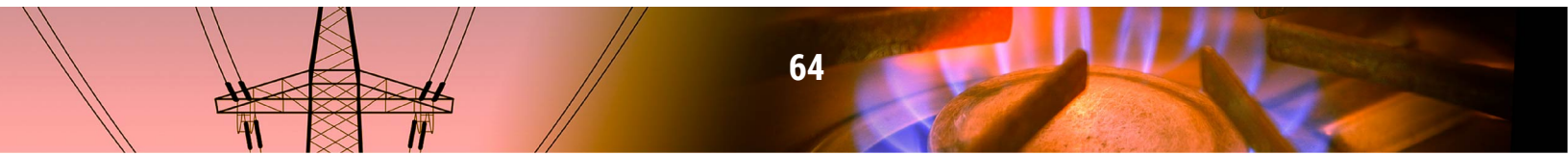




Tabla 20. ICOEF e ICOEFas por planta

Planta	ICOEF	ICOEFas	% cobertura
CARTAGENA 3	91	16	89,37
TERMOSIERRAB	87	2	68,95
GUAJIRA 1	70	22	80,12
ESMERALDA	65	18	72,72
PROELECTRICA 1	62	8	64,77
SAN FRANCISCO	35	14	48,94
ZIPAEMG 5	30	9	81,9
EL QUIMBO	29	10	88,83
CALIMA	24	0	100
TERMOCENTRO CC	23	4	89,68
TERMOCANDELARIA 1	23	4	86,99
GECELCA 3	20	9	92,55
TEBSAB	20	8	88,92
CARTAGENA 1	17	6	49,72
FLORES 1	15	4	63,22
CARTAGENA 2	12	6	73,07
PARAISO GUACA	8	14	84,59
GUAJIRA 2	8	1	91,73
ZIPAEMG 4	7	2	67,97
CUCUANA	6	4	0
ZIPAEMG 2	5	7	24,08
LA TASAJERA	4	4	84,12
TERMOCANDELARIA 2	3	0	100
PRADO	3	1	93,83

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Por otro lado, las plantas con mayor ICOEFas son Guajira 1 con 22, Esmeralda con 18 y Cartagena 3 con 16, mientras que los niveles mínimos de cobertura son para Cucuana con 0 %, San Francisco con 48.91 % y Cartagena 1 con 49.72 %. Es importante resaltar que el ICOEFas se debe analizar en conjunto con el porcentaje de cobertura de las OEF, ya que un alto ICOEFas y una baja cobertura de estas obligaciones podría poner en riesgo el funcionamiento del sistema en caso de activarse el mecanismo de Cargo por confiabilidad. Por lo tanto, los indicadores analizados de manera individual pueden dar señales equivocadas.

Finalmente, es de resaltar que este es un indicador preventivo, que permite dar señales oportunas acerca del funcionamiento de las plantas en el Sistema Interconectado a los organismos interesados. Es decir, las plantas no incurren de ninguna manera en incumplimiento regulatorio al presentar valores no deseables en estos indicadores.



3.2. Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica

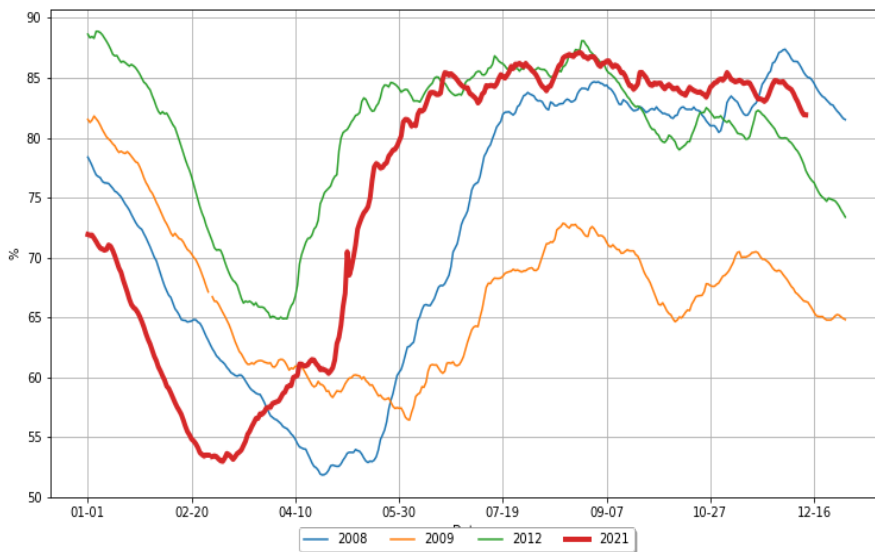
3.2.1. Mercado de Energía Eléctrica

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 desarrollados en este documento relacionados con energía eléctrica.

Las principales variables que se analizan son: i) oferta (generación por tipo de combustible y niveles de embalse), ii) eventos de indisponibilidad en la infraestructura de generación, iv) comportamiento de la demanda.

3.2.1.1. Oferta – Nivel Embalse

Figura 67. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis

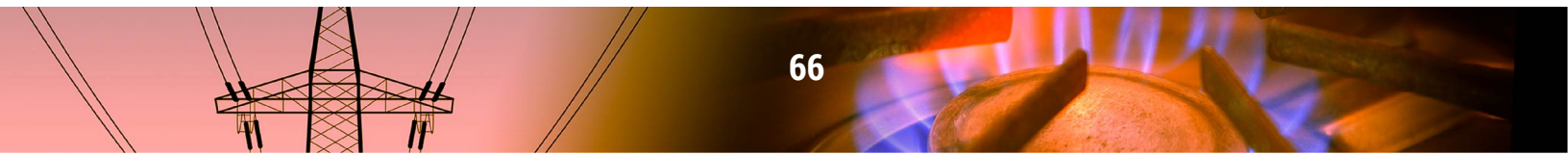


Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

La Figura 67 y la Figura 68 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del volumen útil diario⁴, tanto en porcentaje como en energía. Los datos se muestran de manera diaria para el periodo de enero a noviembre de 2021 y se comparan contra el comportamiento de la misma variable en otros años que se consideran análogos.

En la Figura 67, el porcentaje corresponde a la relación entre el volumen útil diario y la capacidad útil del embalse. El nivel de embalse estuvo por encima de los demás años de referencia durante los meses de septiembre y octubre, ubicándose por debajo del año 2008 en noviembre. Así mismo, el volumen útil se mantiene cercano al

⁴ Volumen útil diario: Volumen almacenado en el embalse por encima del Nivel Mínimo Técnico.

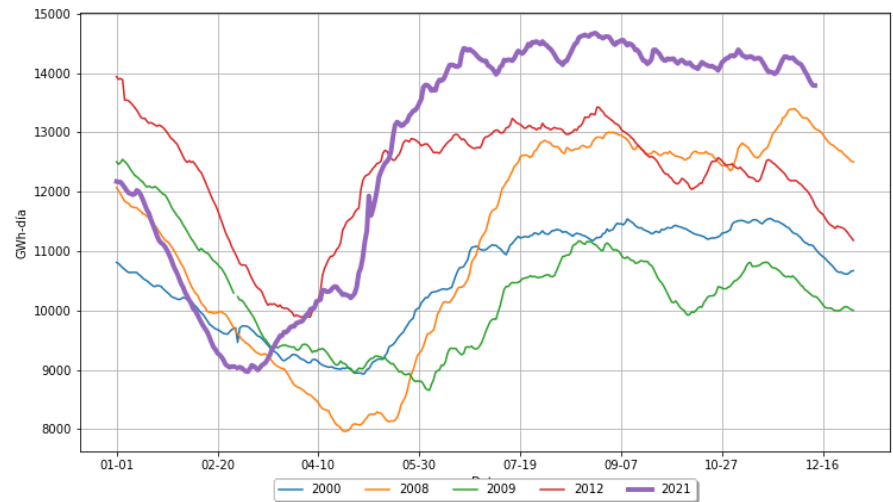




85 % hasta el final del trimestre, cerrando con un valor de 82 %. Este comportamiento estable se dio principalmente por los altos aportes presentados.

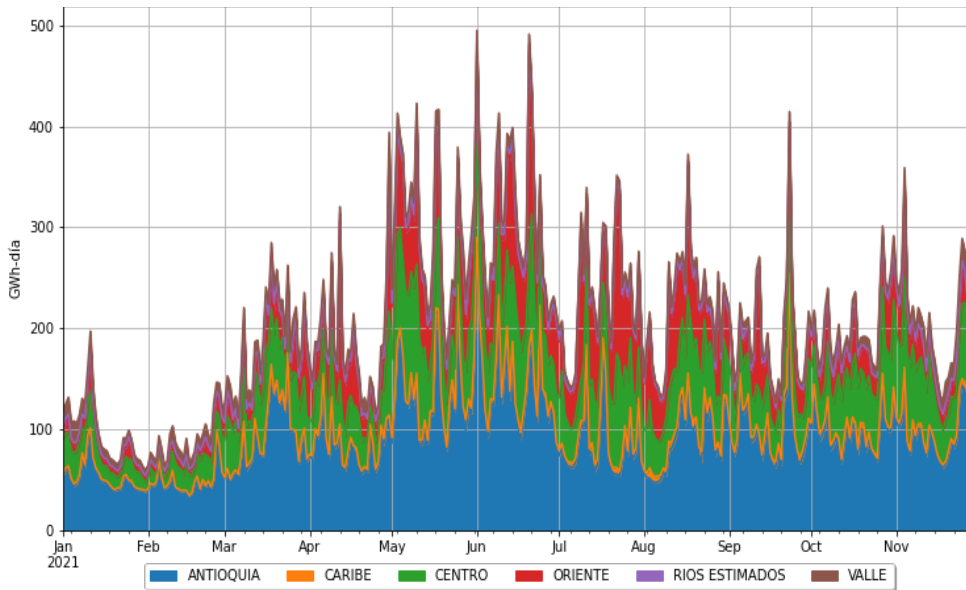
Respecto al nivel de embalse en energía mostrado en la Figura 67, el comportamiento es similar al de la Figura 68, pero para este caso la energía disponible es superior a todos los años análogos.

Figura 68. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis



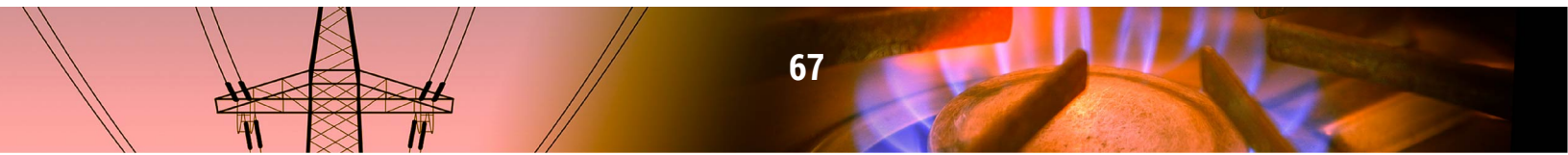
Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

Figura 69. Aportes de energía por región en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

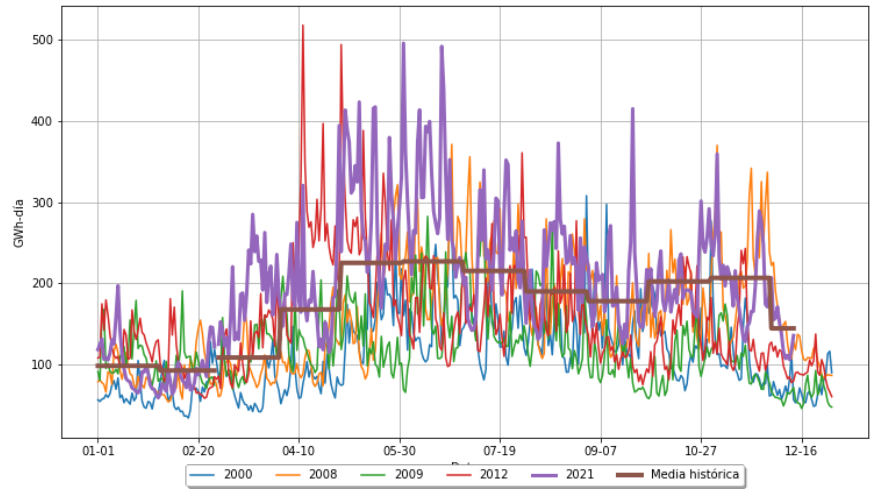
La Figura 69 muestra los aportes de energía por región para lo corrido del año. Se observa que las tres regiones con mayores aportes son Antioquia, Centro y Oriente. Los aportes totales varían entre 120 y 400 GWh-día aproximadamente, y el mes de análisis con mayor cantidad de aportes fue septiembre.





Por otro lado, la Figura 70 presenta la comparación entre los aportes totales del año contra los aportes totales de los años análogos y la media histórica. Se puede observar que los aportes del periodo de análisis tuvieron niveles superiores a los demás años hasta noviembre, donde se ubica por debajo del año 2008; así mismo, los aportes estuvieron buena parte del tiempo muy cerca a la media histórica, incluso ubicándose por encima en días puntuales para todo el trimestre.

Figura 70. Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis

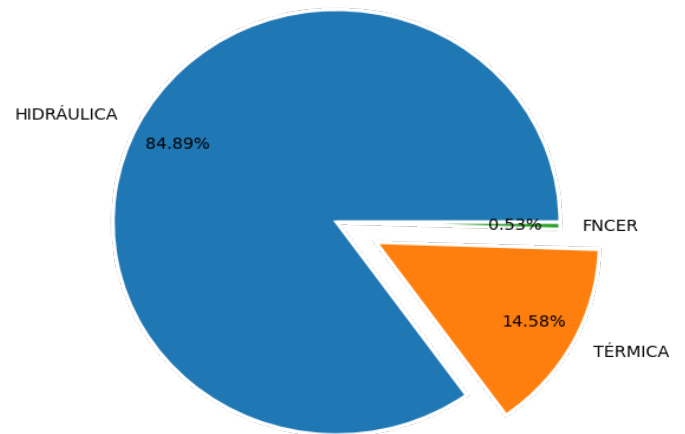


Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

3.2.1.2. Oferta – Generación de Energía por Recurso

En la Figura 71 se observa la participación de la generación total agrupada en las categorías de hidráulica, térmica y FNCER (eólica, solar y biomasa). Para el trimestre se obtuvo que el porcentaje de participación del recurso hídrico fue de 84.89%, mientras que los combustibles fósiles contribuyeron con un 14.58% y las FNCER representaron el 0.53% restante. La elevada participación de la componente hídrica se debe principalmente a los altos aportes, y consecuentemente, los altos niveles de volumen útil de los embalses.

Figura 71. Participación en la generación por grupo de recursos



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

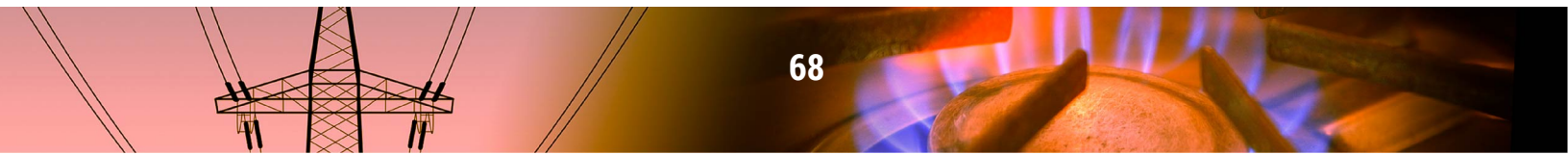
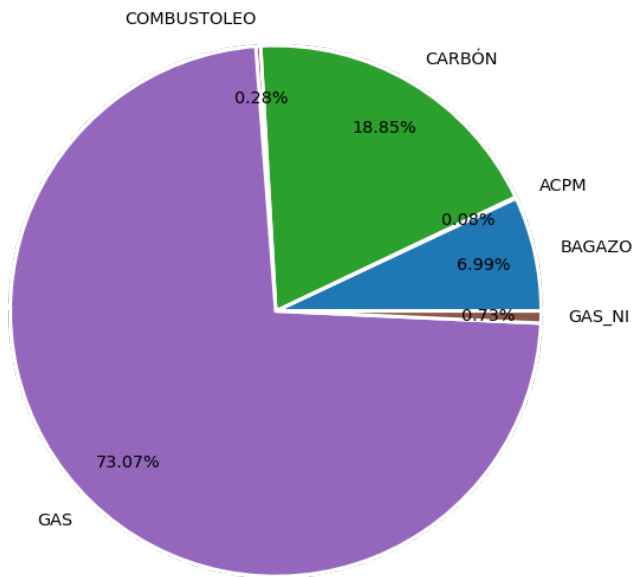




Figura 72. Participación de generación térmica

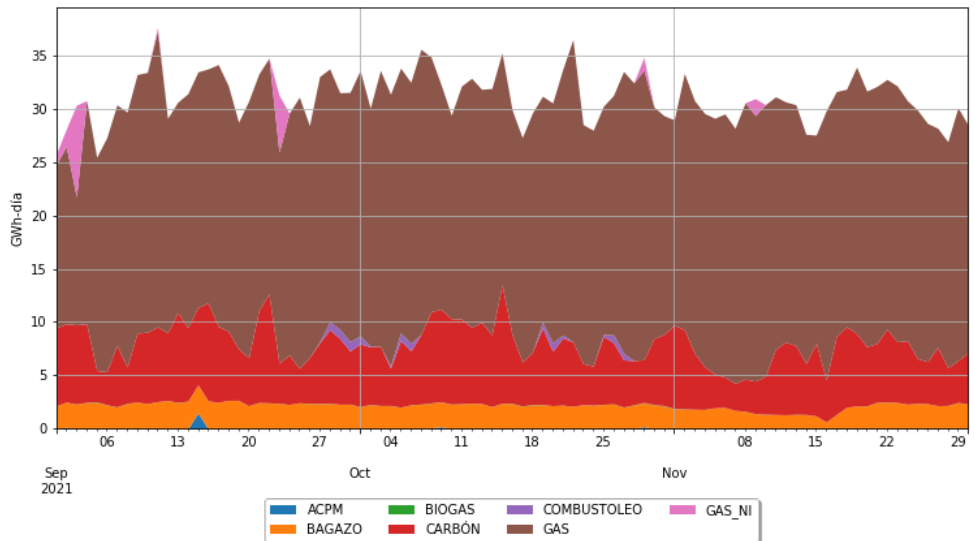


Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

Si se analiza de manera independiente la componente térmica de la generación, tal como se muestra en la Figura 72, podemos ver que la mayor participación corresponde con el gas natural nacional, representando un 73.07 % de la generación térmica total del sistema. El segundo combustible más usado en el trimestre es el carbón con 18.85 %, seguido del bagazo con 6.99 % y el gas natural importado con 0.73 %. Esta participación importante de recursos térmicos, especialmente el gas natural nacional, se sustenta en la necesidad de generación de seguridad en regiones como la Costa Caribe.

Figura 73. Generación térmica por combustible

El comportamiento diario de la generación térmica se puede visualizar en la Figura 73, la cual tiene un promedio de 31.06 GWh-día. En esta figura se puede ver que la generación a partir de gas natural importado (GAS_NI) se redujo considerablemente en los meses de octubre y noviembre, debido a los costos del mismo. Por otro lado, se mantiene una



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

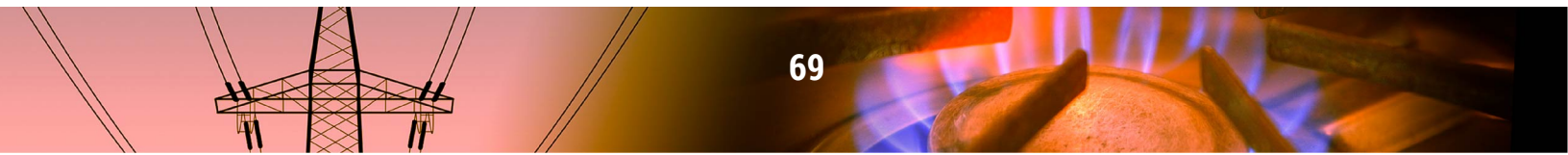
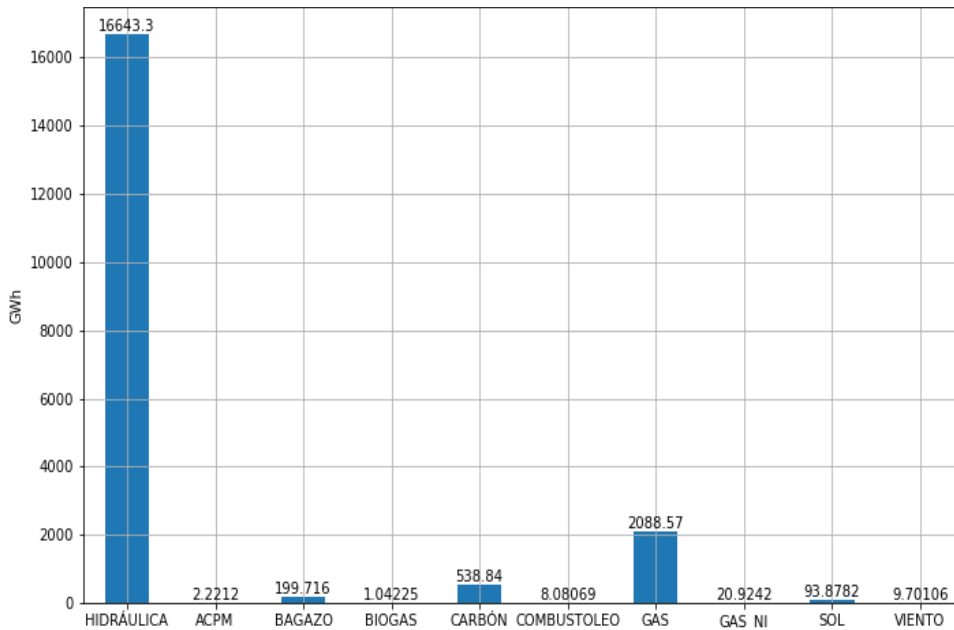




Figura 74. Generación acumulada por tipo de recurso



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

participación regular del carbón a lo largo del trimestre. Así mismo, hacia finales de septiembre y mitad de octubre se destacan consumos puntuales de combustóleo, esto se presentó debido a pruebas en las plantas de Cartagena 1 y 2 y Termonorte.

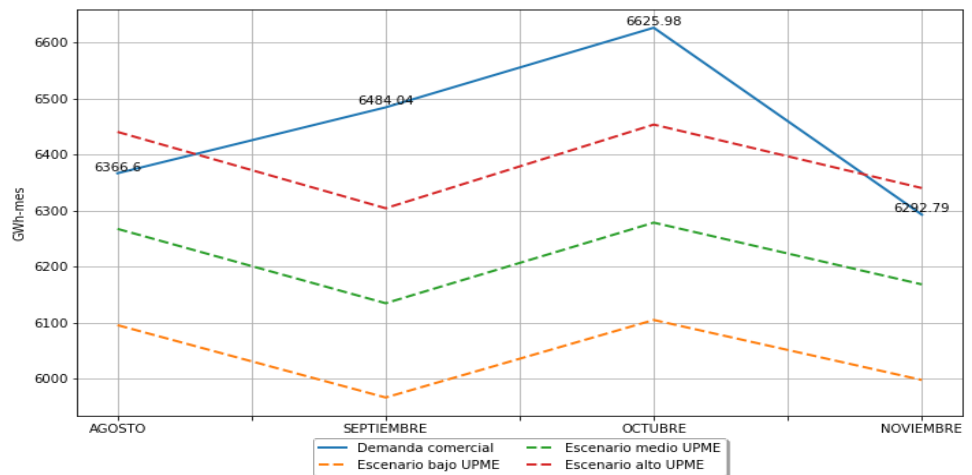
Finalmente, en la Figura 74 se muestra la generación acumulada de cada fuente de generación de manera independiente, donde se puede ver claramente la amplia participación de la componente hidráulica respecto a las demás fuentes de energía, aportando

16.64 TWh de los 19.6 TWh totales generados, seguido por el gas natural nacional con 2.08 TWh.

3.2.1.3. Demanda

La Figura 75 muestra la evolución de la demanda mensual (línea azul) comparada con las proyecciones elaboradas por la UPME y publicadas en junio de 2021. Estas proyecciones consisten en comportamientos esperados de la demanda clasificados en escenarios bajo, medio y alto. Para el trimestre bajo análisis se observa un

Figura 75. Evolución de la demanda y escenarios de proyección UPME



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

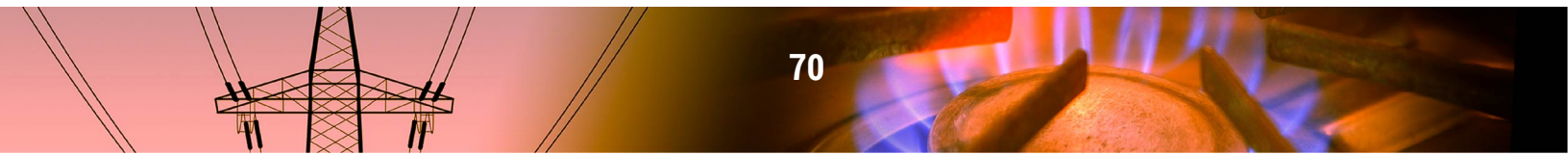
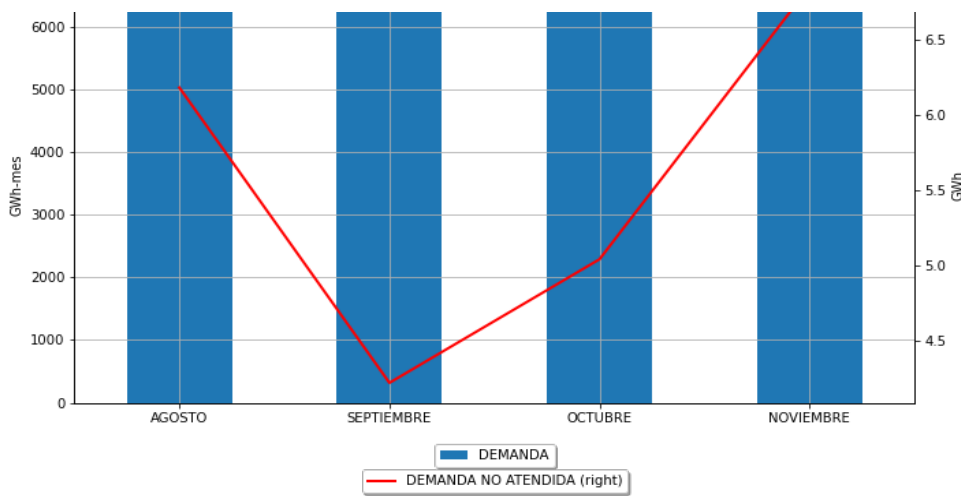




Figura 76. Demanda mensual y demanda no atendida



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

presenta con la línea roja referida al eje derecho. Si se comparan las demandas para todos los meses, se obtiene un crecimiento entre los meses de agosto y octubre, mientras que para noviembre se presenta una caída en la demanda de 5.02 %. En cuanto a la demanda no atendida, el pico más importante se presenta en el mes de noviembre con 6.58 GWh, donde el evento más importante se da debido al disparo de los activos BACATA - EL SOL 1 115 kV y DIACO - TERMOZIPA 1 115

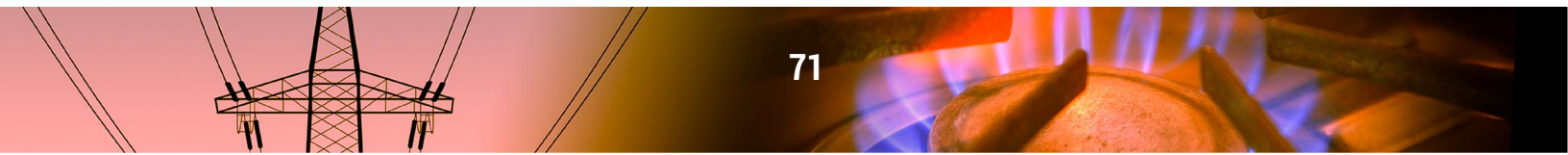
comportamiento de la demanda real tendiente a superar el escenario alto de crecimiento, resultando en diferencias de aproximadamente

200 GWh-mes para septiembre y octubre. En el mes de noviembre la demanda se ubica por debajo del escenario alto, aunque se mantiene cerca al mismo.

Por otro lado, la Figura 76 muestra la demanda agregada mensual en las barras azules referida al eje izquierdo, mientras que la demanda no atendida se

3.2.1.4. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

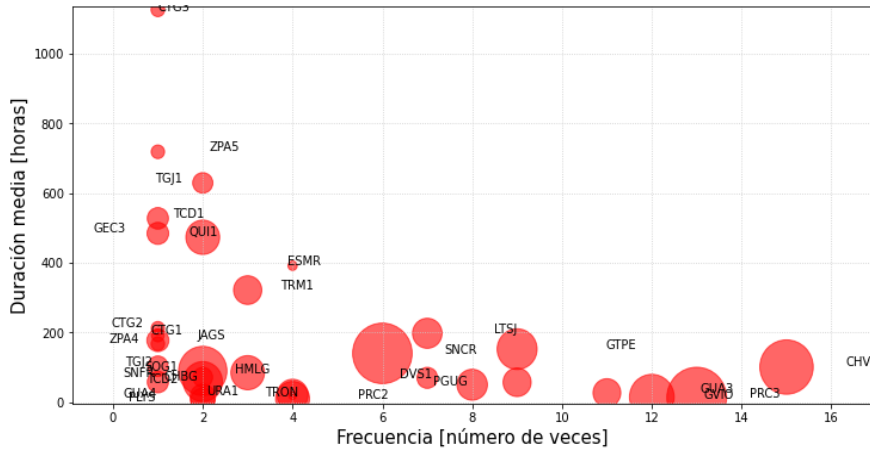
En esta sección se consideran los eventos de indisponibilidad que se presentan en las plantas del Sistema Interconectado Nacional – SIN, para el periodo de análisis, mostrando para cada uno la duración y frecuencia de los eventos, así como los activos que presentaron los mayores valores para dichas variables.





• **Indisponibilidad de plantas de generación**

Figura 77. 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 información de XM

La Figura 77 muestra la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación, asociados únicamente a mantenimientos programados⁵. En esta gráfica se muestran las plantas de generación que presentaron los valores más altos en ambos ítems. Además, el diámetro de la circunferencia representa la capacidad de cada planta. Se debe anotar que las estadísticas presentadas se pueden ver afectadas por eventos como mantenimientos programados de larga duración.

Así mismo, la Tabla 21 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas que iniciaron mantenimientos en el periodo analizado. Se resalta que la planta que tuvo una mayor cantidad de mantenimientos fue Chivor, con una frecuencia de 15 mantenimientos y una duración media cercana a 101 horas, seguida por Guavio con 13 mantenimientos y duración media de 13,3 horas. Por otro lado, Cartagena 3 presentó un mantenimiento con una duración media de 1127 horas. En general se observa que las plantas térmicas presentan mayores duraciones de los mantenimientos con menores frecuencias, mientras que las plantas hidroeléctricas tienen mayor frecuencia de eventos de mantenimiento, con menor duración.

⁵ 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.

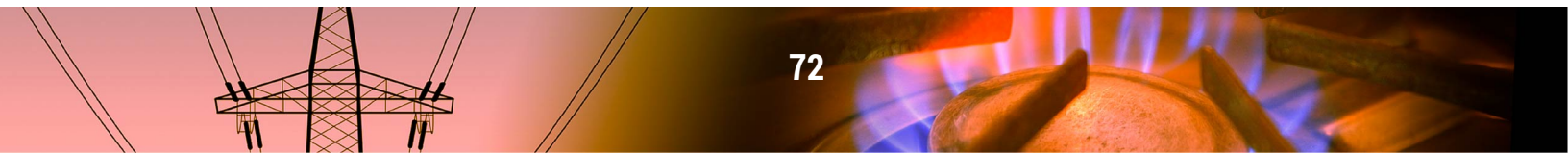




Tabla 21. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.

Planta	Código	Frecuencia de mantenimientos	Capacidad (MW)	Duración media (h)
CARTAGENA 3	CTG3	1	66	1127,00
ZIPAEMG 5	ZPA5	1	63	719,00
GUAJIRA 1	TGJ1	2	143	629,71
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	1	157	528,00
GECELCA 3	GEC3	1	164	484,83
EL QUIMBO	QUI1	2	400	473,69
ESMERALDA	ESMR	4	30	391,95
TERMOCENTRO CC	TRM1	3	279	322,00
CARTAGENA 2	CTG2	1	62	212,50
LA TASAJERA	LTSJ	7	306	197,97
CARTAGENA 1	CTG1	1	56	192,00
JAGUAS	JAGS	1	170	177,53
ZIPAEMG 4	ZPA4	1	64	168,00
GUATAPE	GTPE	9	560	152,53
SAN CARLOS	SNCR	6	1240	140,34
GUAJIRA 2	TGJ2	1	143	103,43
CHIVOR	CHVR	15	1000	101,06
SOGAMOSO	SOG1	2	819	89,90
MIEL I	HMLG	3	396	84,91
SAN FRANCISCO	SNFR	2	135	71,72
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	7	150	70,07
BETANIA	CHBG	2	540	59,46
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	1	157	57,95
PARAISO	PGUG	9	276	57,39
LA GUACA	PGUG	8	324	50,31
GUADALUPE III	GUA3	11	270	27,12
URRA	URA1	4	338	20,75
TRONERAS	TRON	4	21	18,88
GUADALUPE IV	GUA4	2	225	15,24
PORCE III	PRC3	12	700	14,85
GUAVIO	GVIO	13	1250	13,32
PORCE II	PRC2	4	405	10,25
PLAYAS	PLYS	2	207	5,13

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

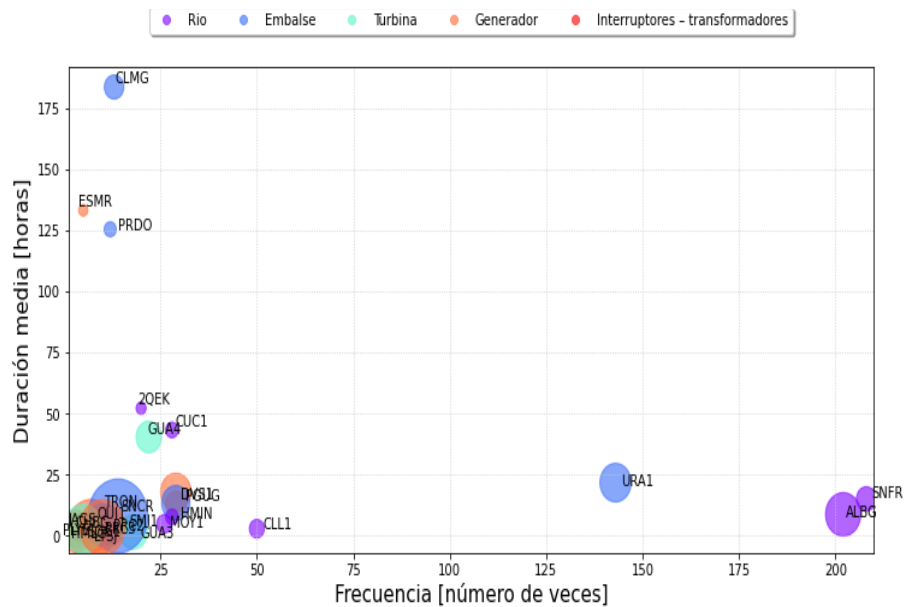


La Figura 78 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas hidroeléctricas. Se observa que la planta que presenta la mayor cantidad de indisponibilidades es San Francisco con 208 eventos, seguida por Alban y Urrá, con valores de 202 y 143 eventos en el periodo de análisis; mientras que la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Calima con 183,73 horas de duración media, seguida por

Esmeralda con 133,21 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 50 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 50 veces.

La Tabla 22 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas hidroeléctricas que presentaron los mayores valores en ambos ítems.

Figura 78. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM

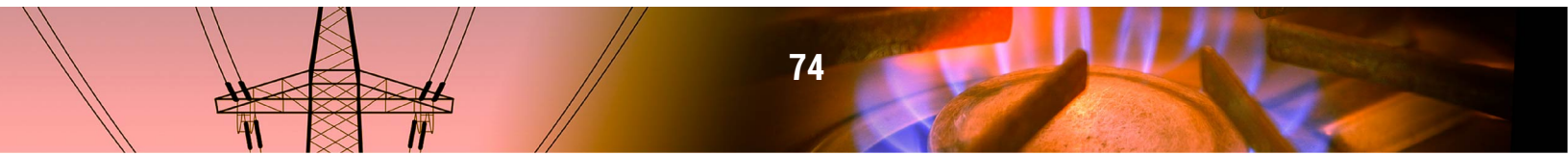




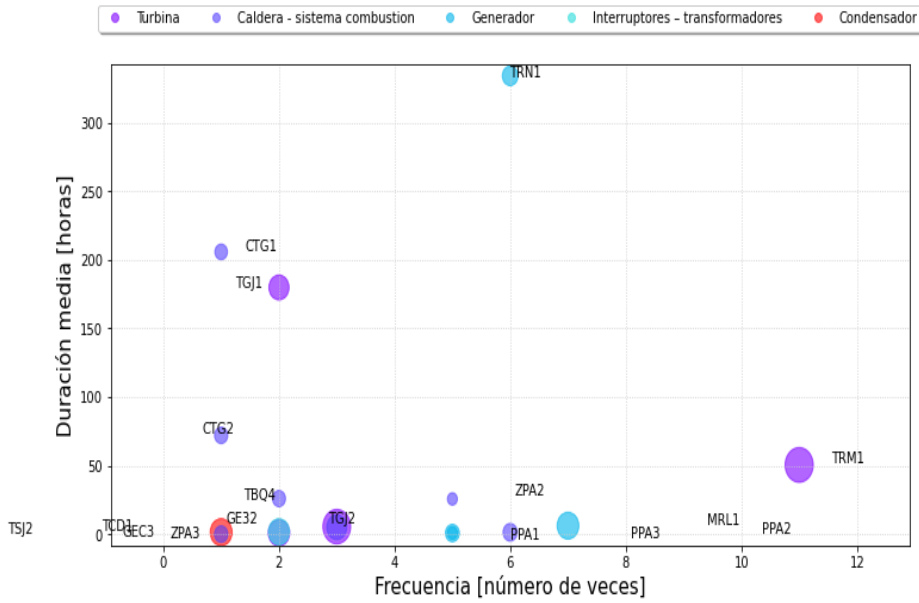
Tabla 22. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Planta	Código	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
CALIMA	CLMG	183,73	13	132
ESMERALDA	ESMR	133,21	5	30
PRADO	PRDO	125,45	12	51
SALTO II	2QEK	52,15	20	35
CUCUANA	CUC1	43,23	28	56
GUADALUPE IV	GUA4	40,39	22	225
URRA	URA1	21,67	143	338
LA GUACA	PGUG	17,80	29	324
SAN FRANCISCO	SNFR	15,01	208	135
PARAISO	PGUG	13,34	29	276
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	12,83	29	150
TRONERAS	TRON	9,52	11	21
ALBAN	ALBG	8,65	202	429
SAN CARLOS	SNCR	7,99	14	1240
ESCUELA DE MINAS	HMIN	7,62	28	55
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	4,77	26	80
EL QUIMBO	QUI1	4,40	10	400
SAN MIGUEL	SMI1	4,17	15	52
PORCE II	PRC2	3,54	11	405
PORCE III	PRC3	3,30	10	700
JAGUAS	JAGS	3,12	4	170
CARLOS LLERAS	CLL1	2,77	50	78
BETANIA	CHBG	2,66	5	540
SOGAMOSO	SOG1	2,48	7	819
MIEL I	HMLG	1,72	3	396
GUADALUPE III	GUA3	1,46	18	270
PLAYAS	PLYS	1,22	3	207
LA TASAJERA	LTSJ	1,05	8	306

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 79. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.



Por otro lado, la Figura 79 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas térmicas. En contraste con los valores de las plantas hidroeléctricas, se aprecia que las plantas térmicas tienen, en general, una menor frecuencia de indisponibilidad, donde la mayoría de plantas se ubican en valores inferiores a 6 veces, siendo Termocentro con 11 indisponibilidades la que presenta el mayor número; a su vez, la duración media de las indisponibilidades normalmente se encuentra por debajo de 50 horas, exceptuando las plantas Termonorte, Guajira 1, Cartagena 1 y Guajira 2.

Adicionalmente, en la Figura 79 se observa que las indisponibilidades analizadas son causadas principalmente por inconvenientes en turbina, caldera, generador, y suministro de combustible.

La Tabla 23 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas térmicas que presentaron los mayores valores en ambos ítems.

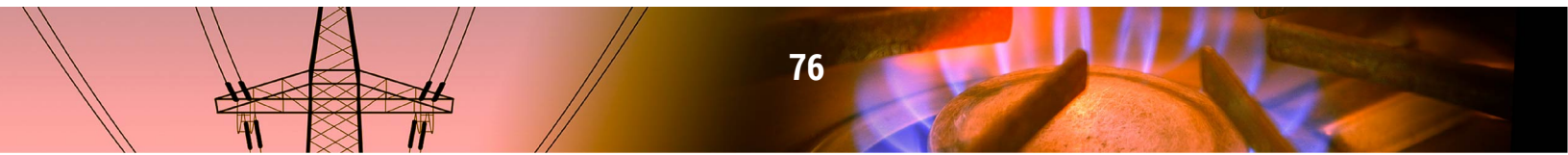
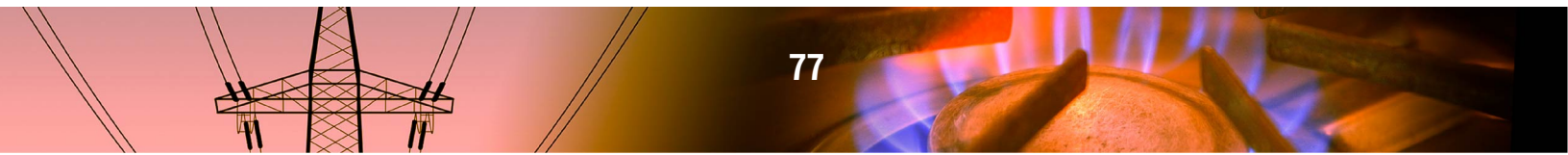




Tabla 23. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

Planta	Código	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
TERMONORTE	TRN1	334,14	6	88
CARTAGENA 1	CTG1	205,77	1	56
GUAJIRA 1	TGJ1	179,84	2	143
CARTAGENA 2	CTG2	72,00	1	62
TERMOCENTRO CC	TRM1	50,45	11	279
BARRANQUILLA 4	TBQ4	25,92	2	60
ZIPAEMG 2	ZPA2	25,64	5	35
MERILECTRICA 1	MRL1	6,14	7	167
GECELCA 32	GE32	5,49	3	273
GUAJIRA 2	TGJ2	5,01	3	143
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	1,76	2	157
TASAJERO 2	TSJ2	1,40	1	170
PAIPA 2	PPA2	1,34	6	72
GECELCA 3	GEC3	1,00	2	164
PAIPA 1	PPA1	0,86	5	36
PAIPA 3	PPA3	0,78	5	70
ZIPAEMG 3	ZPA3	0,02	1	63

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.





4. Análisis Concentración Mercado de Energía Eléctrica

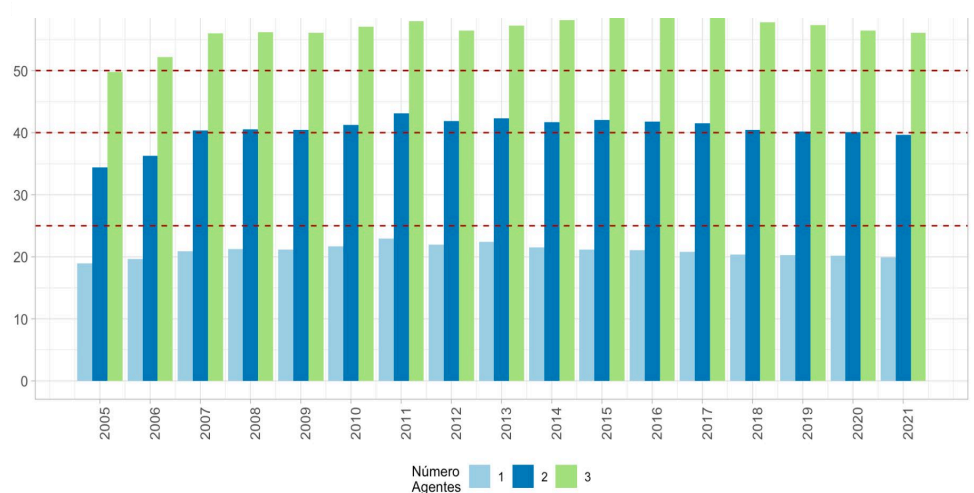
Esta sección analizara diferentes medidas de concentración de mercado desde el punto de vista de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano - MEM. Se inicia con el análisis de concentración de largo plazo, el cual se realiza con la participación porcentual de los agentes en Capacidad Efectiva Neta -CEN (Capacidad Instalada). Seguidamente se analizará la concentración de corto plazo a través de las participaciones de los agentes en la disponibilidad real, proxy de la oferta diaria, y la generación real, para analizar los agentes que en efecto atienden al mercado diariamente. La concentración en la CEN sirve para aproximar el poder de mercado con el que los agentes podrían influenciar los precios de la electricidad a largo plazo. A corto plazo, los indicadores ayudan a aproximar el potencial de los agentes para influenciar los precios horarios⁶.

Los resultados indican que el MEM presenta niveles de concentración moderada. Se concluye que los niveles actuales de concentración en la CEN son mayores a los de 17 años atrás, y que la concentración de la disponibilidad a corto plazo tiende a ser mayor en periodos de baja hidrología, de hecho, se evidenciará a través del Índice de Oferta Residual que los 4 principales agentes fueron pivotaes en varios momentos durante el fenómeno de El Niño de 2015-2016, indicando que tuvieron potencial para ejercer poder de mercado e influenciar los precios de bolsa hacia arriba.

4.1. Análisis de concentración de mercado – Largo Plazo

En esta subsección se presentarán diferentes medidas de la concentración de mercado con mirada de largo plazo, por lo cual el análisis se enfocará en la participación de los agentes en la Capacidad Instalada. Como se verá, las medidas de concentración de largo plazo indican un liderazgo por parte de Emgesa, EPM e Isagen que conllevan a un mercado que se puede considerar moderadamente concentrado.

Figura 80. Participación acumulada de los principales agentes según su Capacidad Efectiva Neta



⁶ MSA, 2006. Market Concentration Metrics, MSA Report, noviembre- <https://www.albertamsa.ca/assets/Documents/2006-Market-Concentration-Metrics.pdf>



Además, como se mencionó en la introducción, los datos evidencian que la concentración actual es mayor a la observada en 2005.

En la Figura 80 se presenta la evolución histórica de la participación acumulada de los tres principales agentes según su capacidad instalada medida al final de cada año (noviembre para el caso del 2021). La información se presenta a tres niveles: la participación porcentual principal agente, y la participación porcentual conjunta de los dos y tres principales agentes de cada año. También, se presentan líneas de referencia al 25%, 40% y 50%.

Como se puede observar, a lo largo del periodo la participación del principal agente de cada año ha estado alrededor del 20% y siempre por debajo del 25%, alcanzando su máximo en 2011. La participación conjunta de los dos primeros agentes ha rondado el 40% desde 2007, superando este nivel de referencia hacia la mitad del periodo bajo análisis. Sin embargo, al ver la participación conjunta de los tres principales agentes esta ha estado por encima del 50% desde el 2006, llegando inclusive a máximos cercanos al 60% entre 2015 y 2017.

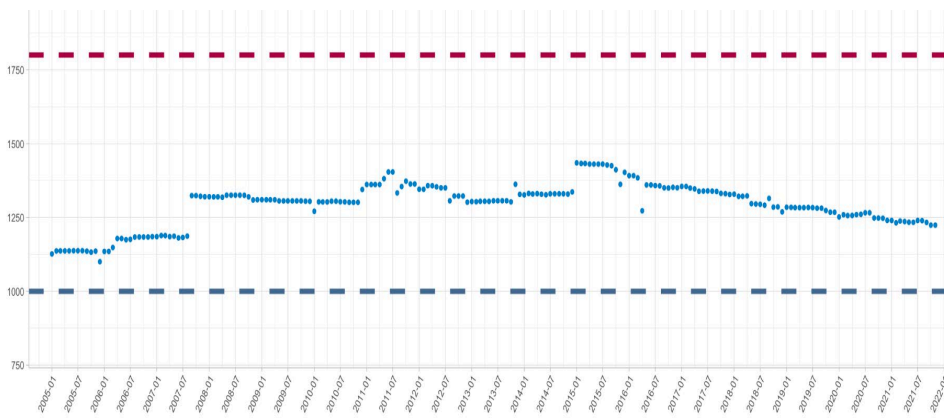
La Tabla 24 presenta este Rankin de la capacidad efectiva neta – CEN al mes de noviembre del presente año, los dos agentes líderes son Emgesa y EPM con una CEN muy similar (3.5 GW aproximadamente), presentando participaciones cercanas al 20%, seguido de Isagen con una capacidad instalada de 2.9 GW y participación del 16.4%. Del cuarto lugar hacia abajo las participaciones caen significativamente si se comparan con las de los tres principales agentes, siendo Celsia quien ocupa este lugar con el 8% de participación en el total de la capacidad instalada del sistema.

Tabla 24. Top 10 de agentes según su Capacidad Efectiva Neta a Nov-2021

Posición	Código Agente	Capacidad Efectiva Neta GW	Participación	Participación Acumulada
1	ENDG	3.5155	19.9472	19.9472
2	EPMG	3.46717	19.6729	39.6201
3	ISGG	2.8981	16.444	56.0641
4	EPSG	1.38593	7.86385	63.9279
5	CHVG	1.0197	5.78584	69.7138
6	TBSG	0.911	5.16907	74.8828
7	GECG	0.727	4.12504	79.0079
8	TMFG	0.61	3.46118	82.469
9	EMUG	0.338	1.91783	84.3869
10	TCIG	0.314	1.78165	86.1685



Figura 81. Evolución mensual del HHI de Capacidad Efectiva Neta



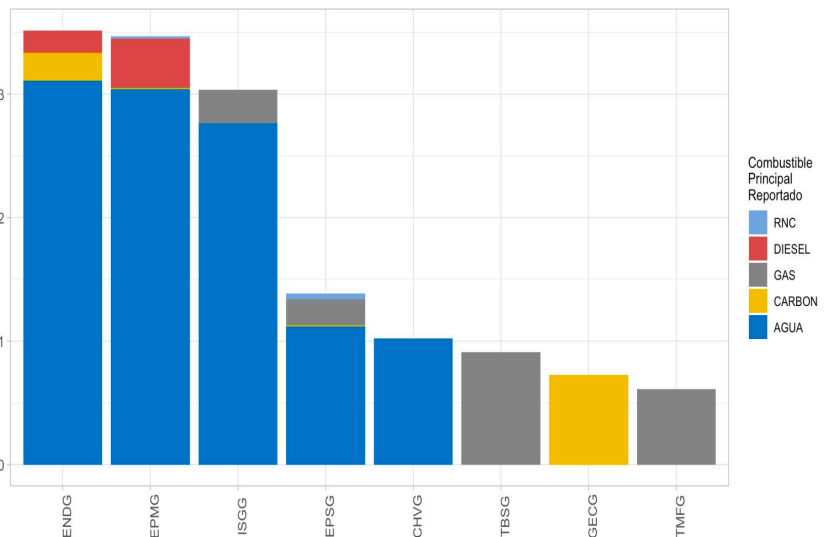
El Figura 81 Presenta la evolución histórica del índice Herfindahl–Hirschman – HHI mensual desde enero 2005⁷; lo primero a resaltar es que la concentración de mercado medida a partir del HHI de capacidad instalada es más alta en noviembre de 2021 que en enero de 2005, además, se evidencian saltos de nivel en julio de 2007 y enero de 2015, momento en el cual el HHI alcanza un valor máximo cercano a 1400.

De manera particular, se observan saltos en el nivel de concentración a mediados de 2007 y a finales de 2014, los cuales corresponden a las adquisiciones de nuevos activos de generación por parte de ENELEMGESA y a la entrada de la hidroeléctrica Sogamoso de ISAGEN. También se puede observar que los niveles de concentración vienen decreciendo desde 2015, en parte gracias a la mayor participación en el mercado de TERMOCANDELARIA (TCIG) y GECELCA (GECG)

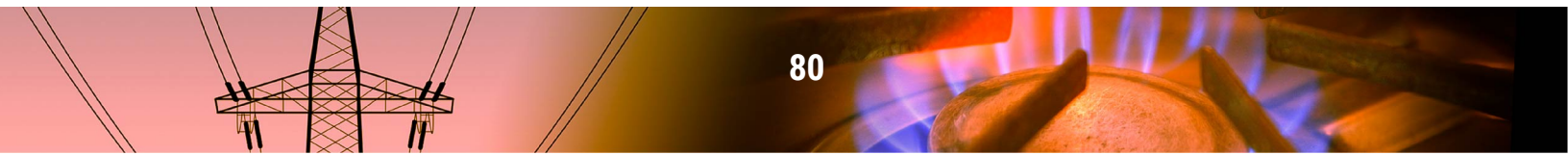
A partir de ese momento se evidencia una tendencia decreciente en los niveles de concentración llegando en la actualidad a un HHI por debajo de 1250.

La Figura 82 presenta la matriz tecnológica de los ocho principales agentes generadores del sistema según su capacidad instalada a noviembre del presente año. Los cinco principales agentes tienen una alta composición de su matriz de generación en plantas hidroeléctricas, y a excepción de Chivor, las otras cuatro también cuentan con una capacidad instalada importante de termoeléctricas. Termobarranquilla y Termoflores son agentes netamente térmicos, en la cual aportan la mayor parte de la capacidad

Figura 82. Composición Tecnológica de los principales agentes según su Capacidad Instalada



⁷ Este indicador es la suma de los cuadrados de la participación porcentual de los N agentes del mercado y toma valores desde 0 hasta 10.000 ($HHI = S_1^2 + S_2^2 + S_3^2 + \dots$, siendo S_i la participación porcentual del agente i). Entre mas bajo el HHI, menor participación porcentual tienen en promedio los agentes generadores del sistema, implicando condiciones mas competitivas; entre mas alto, mayor es el poder de mercado que se puede ejercer sobre los usuarios, pues hay mucha concentración en pocos agentes. Por ejemplo, para el caso de un monopolio ($S_i = 100$) el $HHI = 10000$. En términos aplicados, se considera competitivo un mercado con $HHI \leq 1000$, moderadamente concentrado si $1000 < HHI \leq 1800$ y altamente concentrado si $HHI > 1800$.





instalada de plantas termoeléctricas de combustibles a gas. Gecelca es el actor predominante en termoeléctricas a Carbón.

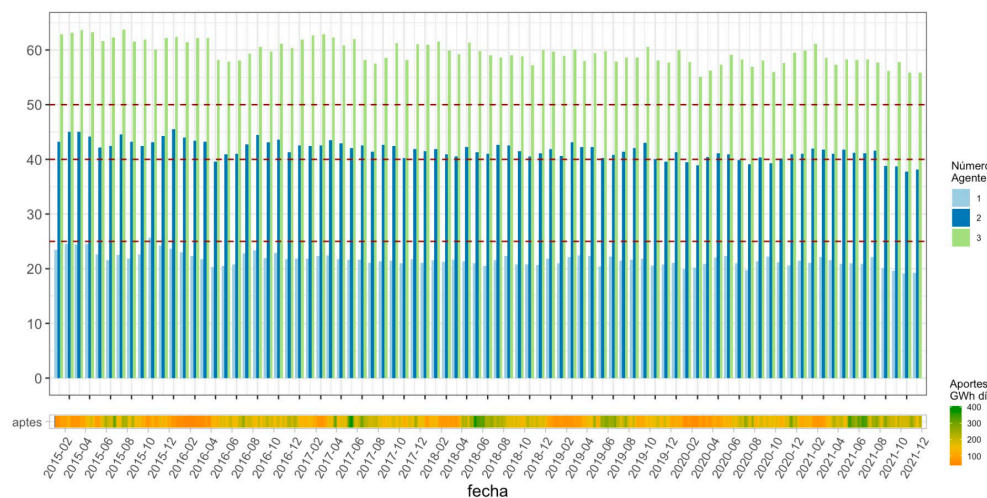
Esta Información será relevante para el análisis de los niveles de concentración del mercado de corto plazo que serán presentados a continuación, pues como se verá, su comportamiento esta correlacionado con los ciclos hidro-climáticos del Sistema.

4.2. Análisis de concentración de mercado – Corto Plazo

En esta subsección se presentarán un análisis a la concentración de mercado con mirada de corto plazo, por lo cual el análisis se enfocará en la participación porcentual de los agentes respecto a las variables de disponibilidad real y de generación. Se resalta un liderazgo por parte de los mismos agentes que concentran la mayor participación en la capacidad instalada, analizada en la subsección anterior. De igual manera, el concluye que el mercado se puede considerar moderadamente concentrado, además, los niveles de concentración de corto plazo presentan un comportamiento cíclico relacionado con la fluctuación en los niveles de aportes.

4.2.1. Distribución participación

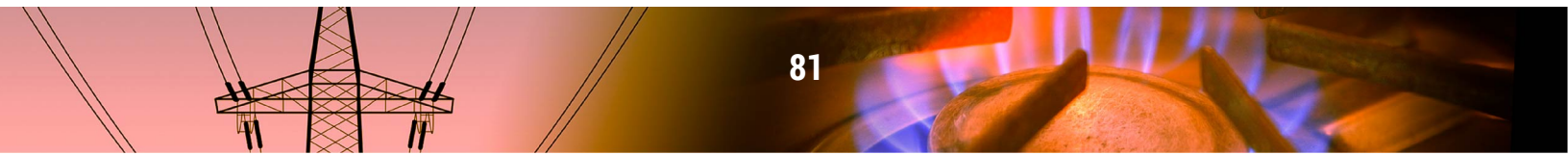
Figura 83. Participación acumulada de los principales agentes según su disponibilidad real media mensual



La Figura 83, similar a la Figura 80, presenta la participación acumulada de los principales agentes del mes en función de su disponibilidad real⁸. Se presentan líneas de referencia al 25%, 40% y 50%.

La participación porcentual media mensual del principal agente respecto a la disponibilidad total presenta una tendencia decreciente, con algunos picos cerca al 25% al comienzo del periodo analizado, cuando el sistema

⁸ Dado que las plantas que no son despachadas centralmente no deben reportar su disponibilidad, para estas se toma como proxy la información reportada como generación real en el portal BI - XM.





pasaba por el periodo de El Niño, y cayendo a niveles cercanos al 20% hacia el segundo semestre de 2021, momento catalogado como La Niña.

Por su parte, la participación conjunta de los dos principales agentes de cada mes supera consistentemente niveles del 40% con unos mínimos que bajan de ese nivel de referencia también en el segundo semestre de 2021. Similarmente, la participación conjunta de los tres principales agentes presenta una tendencia decreciente que comienza el periodo con valores superiores al 60% y termina con valores cercanos al 56%.

Con el fin de observar la composición reciente de este Rankin mensual, la Tabla 25 presenta los valores de noviembre del presente año, mes influenciado por las condiciones del fenómeno de La Niña, de hecho, alcanzando máximos históricos en los niveles de aportes. El top 3 de agentes según su disponibilidad media este compuesto por los mismos agentes del top 3 de agentes según capacidad instalada (ver Tabla 24), no obstante con diferente orden: Isagen lidera con una participación del 19.2%, seguido de Emgesa con 38.1% y Epm con 17.7%, para un total conjunto de 55.9%.

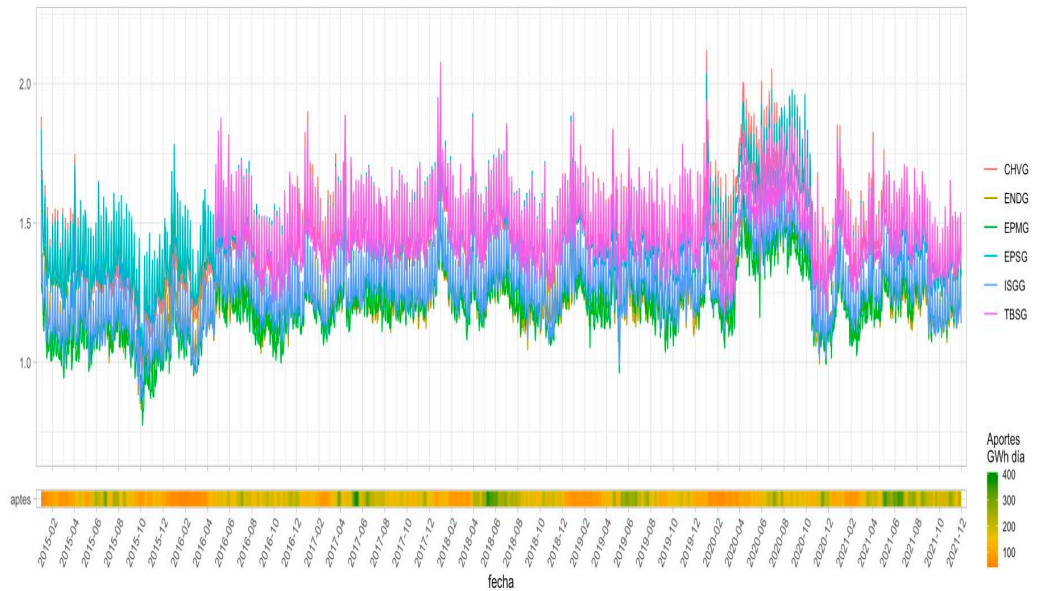
Tabla 25. Top 10 de agentes según su disponibilidad real - noviembre 2021

Posición	Código Agente	Disponibilidad Horaria Media (MW)	Participación	Participación Acumulada
1	ISGG	2869.75	19.2177	19.2177
2	ENDG	2826.35	18.927	38.1447
3	EPMG	2645.4	17.7153	55.8601
4	EPSG	1022.91	6.85003	62.7101
5	CHVG	1003.84	6.72236	69.4324
6	TBSG	911	6.10065	75.5331
7	TMFG	610	4.08496	79.618
8	GECG	582	3.89745	83.5155
9	TCIG	314	2.10275	85.6182
10	TMVG	241	1.61389	87.2321



En línea con lo anterior, las Figura 84, Figura 85 y Figura 86 presentan diferentes visualizaciones de los niveles de concentración de la disponibilidad. El primero presenta el Índice de Oferta Residual - IOR⁹ de los seis agentes principales del sistema (aquellos cuya participación supera el 5% en la tabla anterior) desde enero de 2015, con el fin de visualizar el efecto que tuvo el fenómeno de El Niño de ese momento.

Figura 84. IOR para los principales agentes: ene 2015 a nov 2021



En cuanto al IOR, se obtuvieron varios valores por debajo de 1 para los agentes Emgesa, EPM, Isagen y Chivor, especialmente en el periodo entre septiembre de 2015 y abril de 2016 que fue el período con El Niño más crítico para el sistema en los últimos años, pues como se puede observar los niveles de aportes fueron muy bajos y por un periodo más prolongado de lo normal. Es decir, en varios momentos durante este periodo los cuatro agentes principales del sistema fueron pivotaes (fueron indispensables para atender la demanda) y tuvieron el *potencial* para influir sobre los precios del sistema¹⁰. Además de ese periodo, el IOR también tomó valores cercanos o por debajo de uno en otros momentos más puntuales durante el periodo, los cuales coinciden con periodos secos o previos a una temporada seca, cuando los agentes con plantas hídricas tratan de cuidar sus niveles de embalse.

⁹ El Índice de Oferta Residual es calculado como el agregado de la disponibilidad total de las plantas del sistema excluyendo las plantas del agente bajo análisis, dividido por la generación total del sistema (como proxy de la demanda total). El cálculo indica que, para resultados menores a uno el sistema requiere indispensablemente de la disponibilidad del agente bajo análisis, lo que lo convierte en "pivotal" y por tanto con potencial para influenciar al alza los precios marginales del sistema. Dado que no se cuenta con información de la disponibilidad de las plantas que no salen despachadas centralmente, se asume que su disponibilidad real es equivalente a su generación real.

¹⁰ En efecto los precios de bolsa incrementaron dramáticamente, pero no se puede afirmar que hubo ejercicio efectivo de poder de mercado ya que la escasez del recurso hídrico generó un alto costo de oportunidad a este recurso (alto costo de generación con agua), además el precio de bolsa estuvo acotado por el precio de escasez.

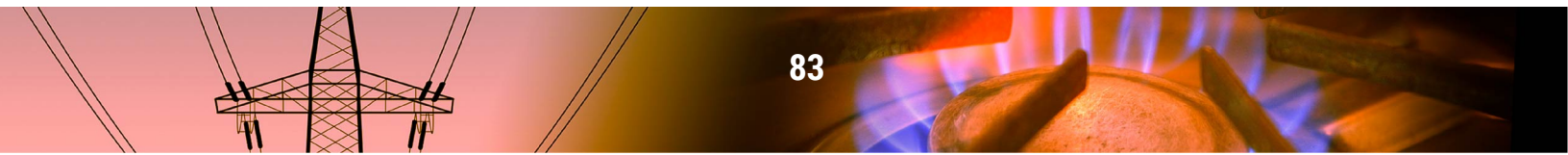
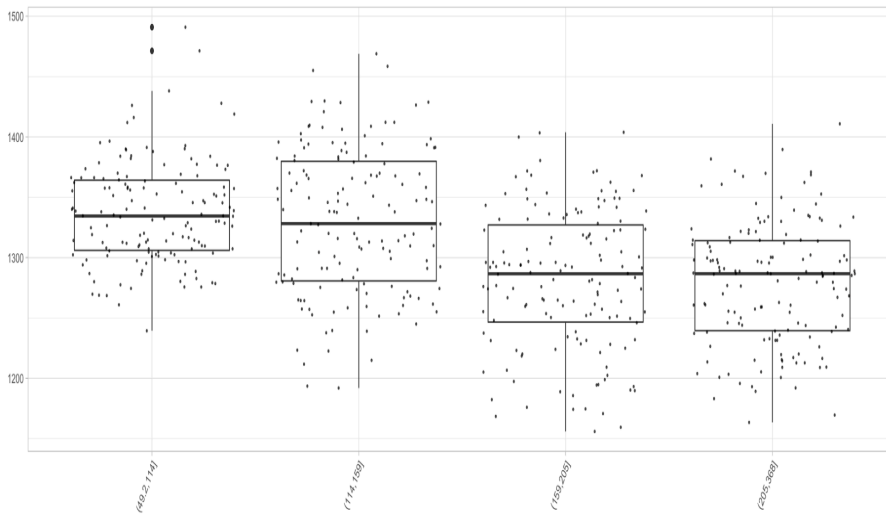




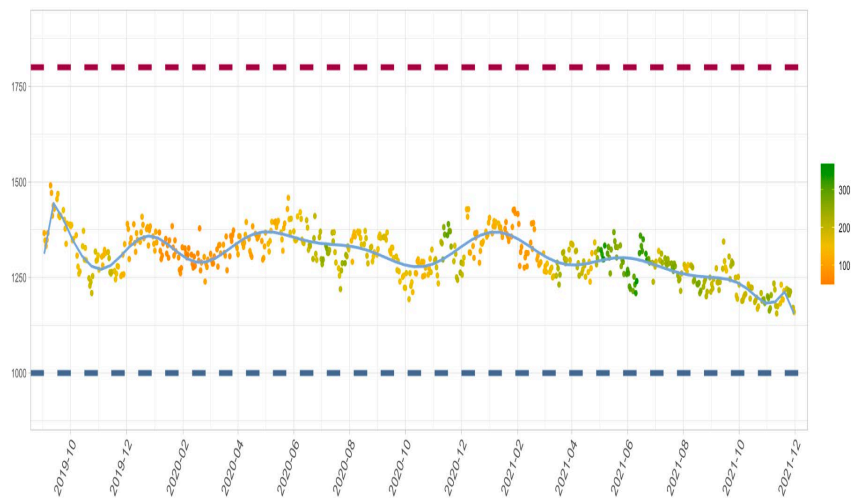
Figura 85. HHI de Disponibilidad vs Cuartil de Aportes (sep 2019 – nov 2021)



La Figura 85 presenta un gráfico de cajas con el índice Herfindahl–Hirschman – HHI dividido en los cuartiles de aportes del sistema¹¹, y en la Figura 86 la serie de tiempo del HHI diario para los últimos 25 meses hasta noviembre de 2021, donde los colores representan los niveles de aportes hídricos del sistema¹², estos dos últimos gráficos se calculan con datos desde septiembre de 2019, es decir, una ventana de tiempo que cubre los últimos 2 años para mejor comparabilidad de los ciclos hídricos.

En el Figura 86 Se observa que los niveles de *concentración de la distribución*, medidos a través del HHI, tienden a estar negativamente correlacionados con los niveles de aportes del sistema a largo plazo en GWh-día, sin embargo, no se observa un patrón definido entre nivel de aporte y concentración en el corto plazo. Así mismo, se evidencia que el HHI tiende a presentar una tendencia decreciente desde mayo de 2021, es decir, durante los meses de este año que han sido particularmente húmedos y catalogados como fenómeno de La Niña.

Figura 86. Evolución del HHI de Disponibilidad: Oct-2019 a Nov-2021



¹¹ En el primer cuartil se presentan los cálculos del HHI diario para el 25% de los días con menos aportes entre septiembre de 2019 y noviembre de 2021, es decir, cubre una ventana de tiempo de dos años. El segundo cuartil, presenta el HHI diario para los días clasificados entre el 25.1% y 50% según su nivel de aportes, y así sucesivamente.

¹² Los aportes están medidos en términos de energía (GWh-día) y representan una media móvil de 7 días.

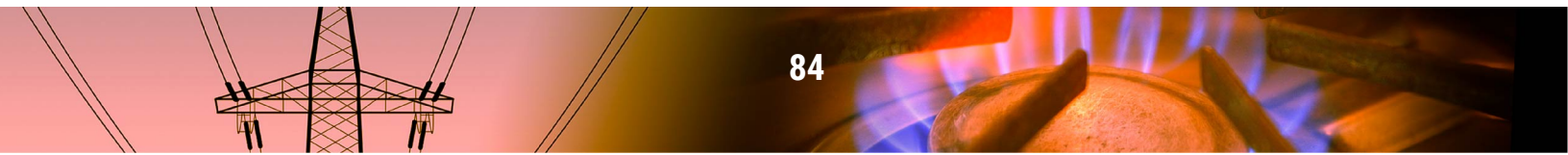
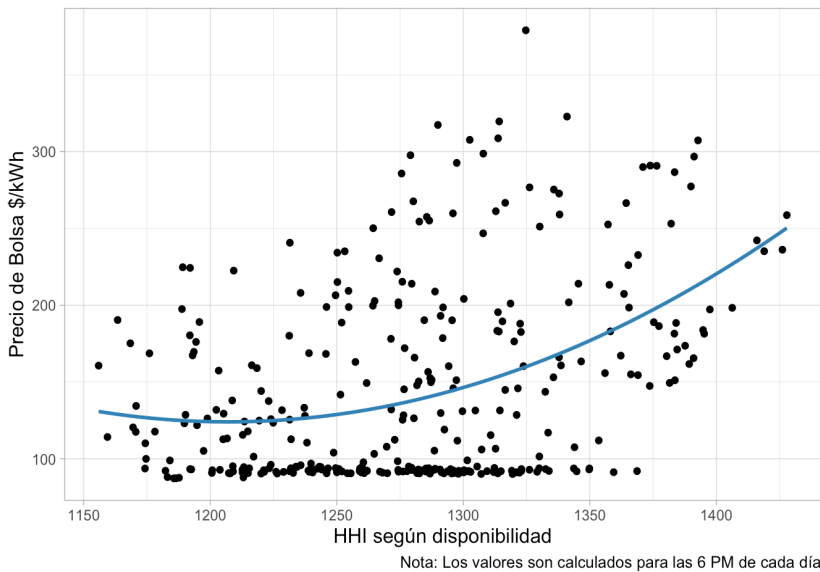




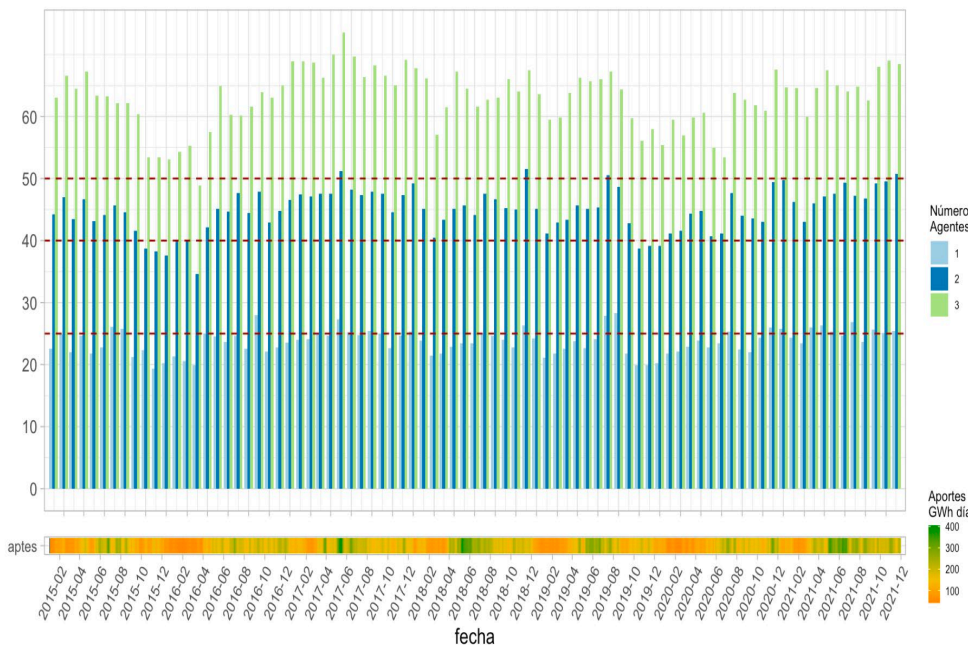
Figura 87. HHI vs Precio de Bolsa



Finalmente, se presenta en la Figura 87 la dispersión entre el HHI según disponibilidad y el precio de bolsa medio para las horas de demanda alta (6pm de cada día) de cada día con datos diarios para lo corrido del año; esta correlación es positiva, indicando que a mayores niveles de concentración de la disponibilidad del mercado se encuentran mayores precios de bolsa. Aunque este resultado es esperado dado que una mayor concentración implica un mayor potencial por parte de los agentes para ejercer poder de mercado, se debe tomar con precaución, pues no determina una relación de causalidad ya que este es un análisis simple de correlación que deja otras variables excluidas y que requiere mayor análisis.

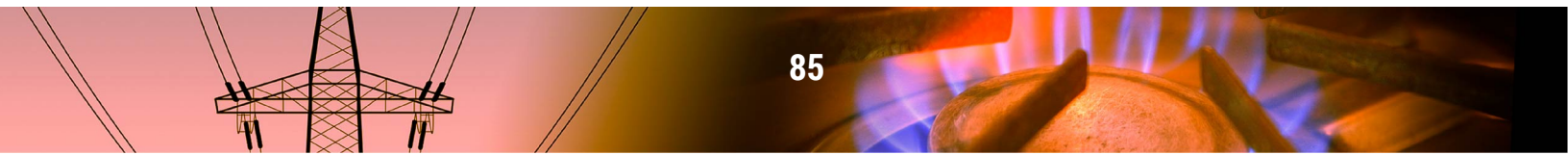
4.2.2. Generación

Figura 88. Participación acumulada de los principales agentes según Generación



La Figura 88, presenta la participación acumulada de los principales agentes del mes, esta vez en relación a su generación. Se presentan líneas de referencia al 25%, 40% y 50%.

Para la mayoría de los meses el principal agente no supera el 25% de participación, mientras que la participación conjunta de los dos y tres principales agentes si supera el nivel 40% y 50%, respectivamente. De hecho, para este último caso, la participación supera el 60% en la mayoría del periodo, lo cual se considera una participación alta en la generación.





Se puede observar como la participación del principal agente del mes y la conjunta de los dos y tres principales agentes tiende a oscilar cíclicamente, con valles locales en los momentos de baja hidrología (aportes naranjas a lo largo del eje x) y picos locales en momentos de altos aportes (regiones en verde). Lo anterior se debe a que los tres agentes principales del sistema concentran también la mayor capacidad hidroeléctrica del sistema, los cuales son EPM, Isagen y Emgesa.

Debido a que el orden en el Rankin mensual de generación puede variar, la Tabla 26 presenta este ranquin para el mes de noviembre del presente año. Vale destacar que este mes ha presentado condiciones del fenómeno de La Niña, por lo cual los aportes han sido especialmente altos contra la media histórica y la participación conjunta está en un momento de pico local para los tres principales agentes, cercana al 70%.

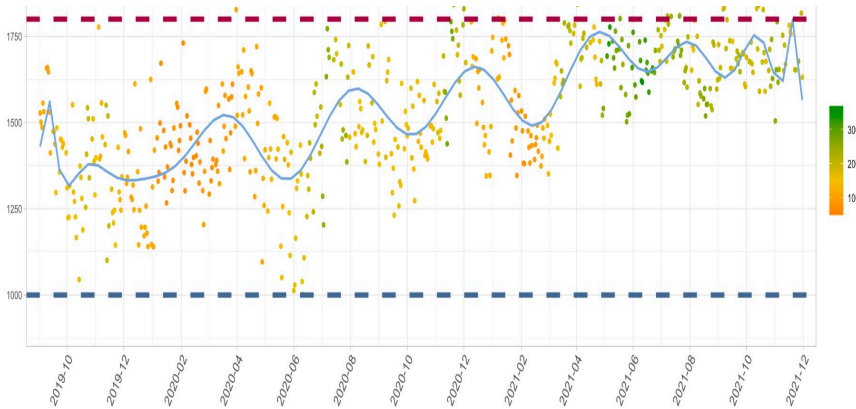
Tabla 26. Top 10 de agentes según su generación en noviembre 2021

Posición	Código Agente	Generación Total Noviembre (GWh)	Participación	Participación Acumulada
1	EPMG	1601.39	25.454	25.454
2	ISGG	1589.88	25.271	50.725
3	ENDG	1116.42	17.7455	68.4705
4	EPSG	463.101	7.36094	75.8314
5	TBSG	330.927	5.26004	81.0915
6	CHVG	294.352	4.6787	85.7702
7	GECG	175.088	2.783	88.5532
8	EMUG	118.733	1.88725	90.4404
9	TYPG	102.595	1.63074	92.0712
10	LCSG	95.5844	1.51931	93.5905

Vale recordar que la generación es resultado del despacho por mérito horario, el cual es resultado de un ejercicio de subastas en el que salen despachadas (se les llama a generar) aquellas plantas cuyos precios de oferta son como máximo el precio ofertado por la última planta requerida según mérito para atender la demanda total del sistema a cada hora del día. De esta manera, durante momentos de hidrología alta la generación se da principalmente con plantas hidroeléctricas, que son las de menores costos variables en esos momentos de abundancia del recurso hídrico. En consecuencia, es de esperar que los agentes con mayor participación en tecnología hidroeléctrica sean protagonistas en la generación eléctrica en épocas de invierno. Por su parte, es de esperar que esta participación se reduzca durante la temporada de verano, al menos en parte, pues vale recordar que los principales agentes también cuentan con participación importante en tecnología térmica.



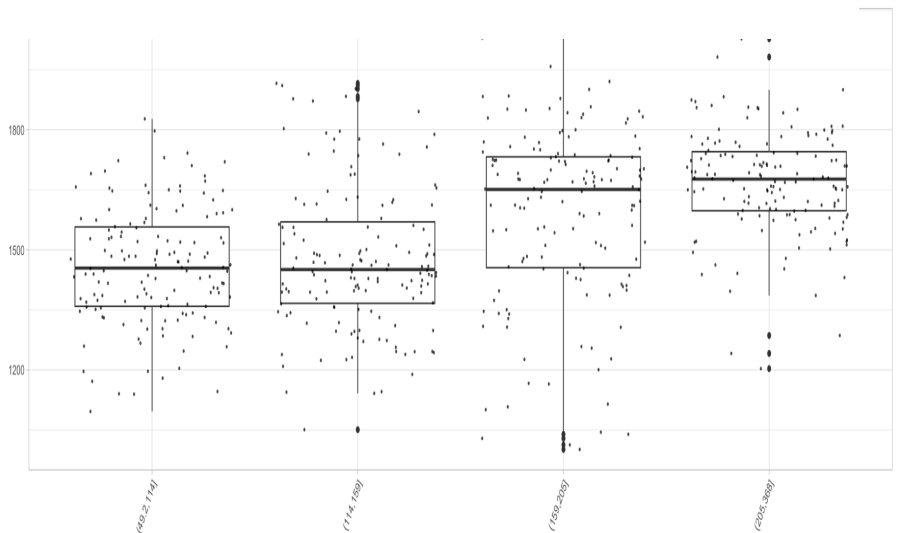
Figura 89. Evolución del HHI de Generación: Oct-2019 a Nov-2021



La relación entre los niveles de concentración del sistema, medidos con el Índice HHI para la generación, y los niveles de aportes hídricos en GWh-día en el sistema se presentan en la Figura 89 y Figura 90. En el Segundo, se presenta un gráfico de cajas dividido en los cuartiles de aportes del sistema¹³, y en el primero la serie de tiempo del HHI diario para los últimos 25 meses hasta noviembre de 2021, donde los colores representan los niveles de aportes hídricos del sistema¹⁴.

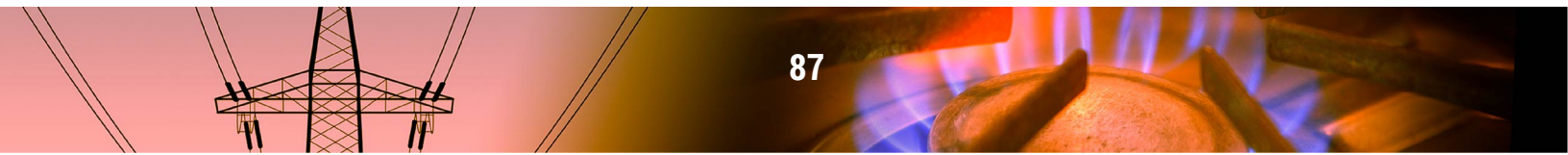
Se puede concluir, para el periodo de tiempo bajo análisis, que los niveles de *concentración de la generación* medidos a través del HHI tienden a estar positivamente correlacionados con los niveles de aportes del sistema. De hecho, comparándolo a nivel temporal, el HHI tiende a tener niveles más bajos (y también una mayor variabilidad) en los meses entre octubre de 2019 y junio de 2020, los cuales fueron particularmente secos, y unos niveles más altos (y menos volátiles) hacia el final del periodo, meses en los que hemos estado bajo el fenómeno de La Niña.

Figura 90. HHI de Generación vs Cuartil de Aportes



¹³ En el primer cuartil se presentan los cálculos del HHI diario para el 25% de los días con menos aportes entre septiembre de 2019 y noviembre de 2021, es decir, cubre una ventana de tiempo de dos años. El segundo cuartil, presenta el HHI diario para los días clasificados entre el 25.1% y 50% según su nivel de aportes, y así sucesivamente.

¹⁴ Los aportes están medidos en términos de energía (GWh-día) y representan una media móvil de 7 días.





5. Año 2021 – Mercado de Gas

5.1. El año de la recuperación (pero la demanda sigue estancada):

El 2021 fue el año de la recuperación para el mercado de gas natural después de una caída drástica de la demanda durante gran parte del 2020 debido a las medidas de aislamiento que se tomaron para enfrentar la pandemia generada por el COVID-19. Como se puede observar en la Figura 91 para finales de 2021 la demanda ya se había recuperado en la mayoría de los sectores, y en algunos casos superados la demanda que se tenía en febrero del año anterior (antes de las medidas de aislamiento).

Figura 91. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis

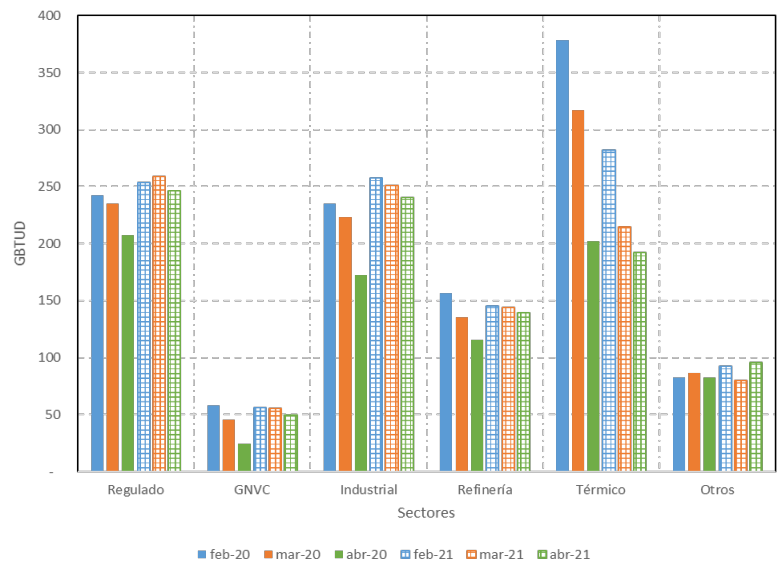
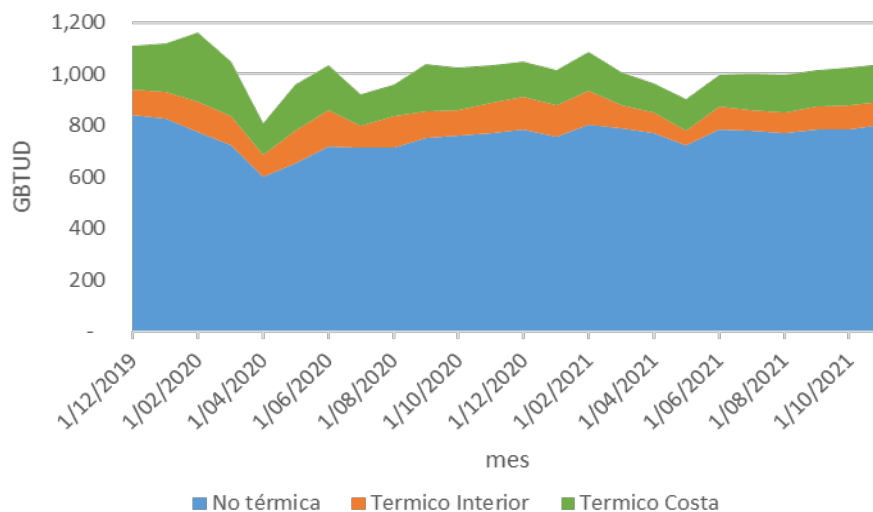
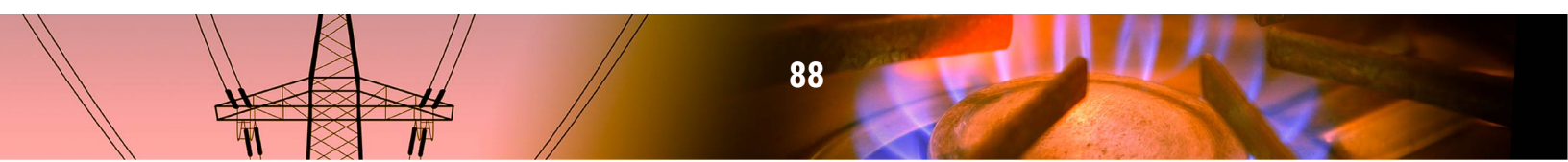


Figura 92. Evolución demanda no térmica, térmica costa y térmica interior durante los últimos 2 años.



En el caso de la demanda térmica, el alto consumo a inicios de 2020 se debió principalmente a los altos precios de bolsa resultado de las condiciones hidrológicas que tuvieron lugar a principio de año. Para el 2021, el verano térmico fue más moderado que el año anterior, lo que se ve reflejado en menores precios de bolsa y una menor participación de las unidades de generación térmica.





5.1.1. Otros: Petroquímica, Consumo Ecopetrol, Estaciones Compresión, Aislados y Gas Comprimido.

Aunque la recuperación del sector de gas natural ha sido bastante positiva y la percepción general es que el sector de gas se encuentra nuevamente en una dinámica de crecimiento, lo cierto es que los niveles de demanda que estamos observando no son muy diferentes a los que se han visto en los últimos años.

En su momento, y gracias a las exportaciones que se hacían a Venezuela, se alcanzaron niveles de producción cercanos a los 1.200 GBTUD. Una vez finalizaron estas exportaciones y teniendo en cuenta que ha habido sectores como el GNCV que han tenido bastante variabilidad, la demanda no ha podido superar los 1.100 GBTUD de forma permanente.

Para el 2021 sigue siendo claro el peso que tiene la demanda térmica, tanto en la Costa como en el Interior, en la demanda total y que, si no fuera por este sector, estaríamos en valores considerablemente mucho más bajos. Como se puede observar en la Figura 92 en la Costa Atlántica la generación se ha mantenido alta como parte de la demanda a pesar de no tener los picos del año pasado; en el interior, la generación permanente de Termosierra ha sido un factor importante en el nivel de demanda que se observa.

El estancamiento de la demanda de gas natural es una realidad y, en ese sentido, el 2021 no presentó ninguna novedad en términos de grandes hallazgos por parte de la oferta, o de nuevos (grandes) consumos por parte de la demanda.

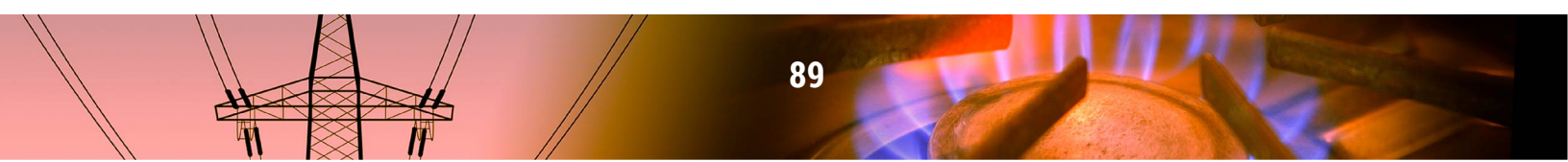
Como hemos mencionado en anteriores boletines, a pesar de las señales de confianza que se quieren dar al sector, especialmente de parte de la oferta, lo cierto es que no han existido señales de precios o de disponibilidad de oferta que permitan dar ese impulso que saque a la demanda del bajo crecimiento que se ha visto en los últimos años (especialmente en los sectores no térmicos).

Esto volvió a ser evidente en el proceso de comercialización de gas de largo plazo que se dio a mediados de año. La disponibilidad de gas puesta por los productores al mercado realmente no fue diferente a lo visto en los últimos años y los precios continúan incrementando año a año.

5.2. Mantenimiento Cupiagua y conexión Costa – Interior:

Otra situación de resaltar durante el 2021 fue la coyuntura de abastecimiento en los meses agosto y septiembre debido a la realización de un mantenimiento de la planta Cupiagua. Teniendo en cuenta el tamaño de Cupiagua (210 MPCD) y su participación en la oferta del interior, era evidente las implicaciones que tendría la indisponibilidad de esta fuente. Sin embargo, con lo que no se contaba era con que Gibraltar también estaría indisponible por la salida de operación del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga. Con estas dos fuentes indisponibles, el abastecimiento del interior del país (especialmente la demanda esencial) se complicó y fueron semanas de reuniones en las que se exploraron diferentes opciones con el fin de generar el menor impacto a la demanda.

Por una parte, fue evidente que existen temas regulatorios y contractuales que no facilitan este tipo de coordinación. Pero lo más evidente fue el impacto que tiene no contar con obras de infraestructura que





conecten las fuentes en todo el territorio nacional. Para este caso, existían excedentes de oferta en la Costa Atlántica que, debido a que físicamente este mercado no está conectado con el del Interior, fue necesario desarrollar mecanismos de intercambios entre agentes con el fin de poner estos excedentes al alcance de los agentes del interior. Teniendo en cuenta como se desarrolló esta situación quedaron varios mensajes y temas pendientes a los que esperamos se les dé prioridad:

- La conexión Costa – Interior (en Guajira) es una obra de infraestructura que se ha mencionado por años, pero para la cual se ha hecho muy poco. Esta debería ser una prioridad para el sector.
- La importancia de seguir trabajando en mejorar la coordinación de eventos programados y no programados entre los agentes, donde exista un adecuado flujo de información y una consideración organizada de los escenarios y las acciones que se deben desarrollar.
- Aunque se han dado mejoras importantes en la disponibilidad de información del sector con la existencia del Gestor del Mercado de gas Natural, todavía hay aspectos para mejorar, especialmente ante la ocurrencia de eventos que afecten la disponibilidad de la infraestructura de suministro y/o transporte.

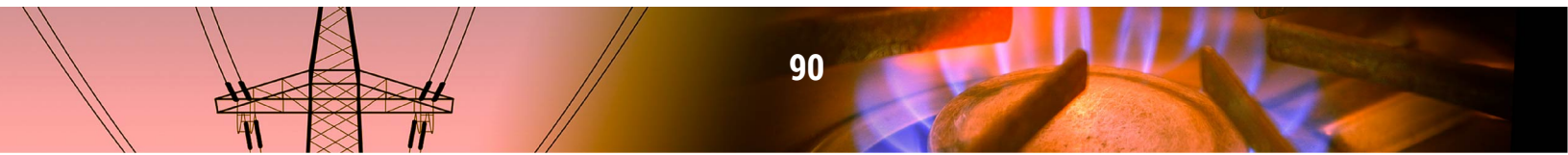
En el 2021 se anunció la suscripción de un contrato de suministro de largo plazo entre Canacol y EPM el cual implicará la construcción de un gasoducto que conectará el sur de la Costa con el Interior. Esta es una buena noticia para mejorar la confiabilidad de suministro, pero lo que inquieta es que fue necesaria la iniciativa privada para desarrollar un proyecto que hace años apareció en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural que saca la UPME. Es necesario revisar qué medidas se pueden tomar para asegurar que los proyectos que se definan en dicho plan sean desarrollados y realmente se dé una buena planeación del sector.

Relacionado con lo anterior, el proceso de licitación de la planta de regasificación del Pacífico fue declarada desierta. A pesar de que para muchos no fue una sorpresa, y eran muchas las voces que consideraban este proyecto innecesario, lo cierto es que el abastecimiento de la demanda a largo plazo sigue siendo una interrogante y las expectativas que tienen los productores nacionales tendrán que ser concretadas pronto porque el déficit, aunque todavía un poco lejano, se ve cada vez más cerca.

5.3. Inicio aplicación Resolución No. 185 de 2020:

Un hito que consideramos bastante positivo para el sector fue el relacionado con los mecanismos de comercialización de transporte de corto y mediano plazo definidos en la resolución CREG 185 de 2020. Esta resolución fue expedida por la CREG buscando mejorar el acceso a la información y la transparencia de las transacciones al existir una plataforma única y obligaciones de reporte de información por parte de los agentes involucrados.

A finales del primer semestre se empezó a aplicar lo definido en dicha regulación y fue evidente la mayor y mejor información que se originó para el sector. Estos mecanismos, apoyados en las herramientas tecnológicas desarrolladas por el Gestor de Mercado, han logrado dar una mayor transparencia al sector y claridad en las reglas y en la disponibilidad de transporte para todos los agentes.





El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



www.superservicios.gov.co

Carrera 18 No. 84 - 35

Bogotá D.C., Colombia

(+57) 601- 691-3006

