



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación

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

DIC 2021 - FEB 2022

**Superintendencia
Delegada para Energía
y Gas Combustible**

**Unidad de Monitoreo
de Mercados de
Energía y Gas Natural**

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Superservicios

Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA

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

EQUIPO GAS NATURAL

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

EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO

Jorge Andrés Vanegas Ramírez
Juan Sebastián Alcina Rodríguez

COORDINADOR

Baisser Antonio Jiménez Rivera



Contenido

1. Resumen ejecutivo	11
2. Mercado de Gas.....	13
2.1. Análisis de precios e indicadores del mercado.....	13
2.1.1. Precios	13
2.1.2. Índices de precios nacional vs importado	25
2.1.3. Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico	26
2.1.4. Participación en la contratación del mercado primario por productor	27
2.1.5. Curva de oferta agregada de contratos.....	27
2.2. Seguimiento a variables de mercado.....	28
2.2.1. Producción.....	28
2.2.2. Importaciones.....	30
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural.....	30
2.2.4. Demanda	35
3. Mercado de Energía Eléctrica.....	43
3.1. Análisis de indicadores, contratación y restricciones.....	43
3.1.1. Indicadores de concentración (HHI).....	43
3.1.2. Índice de Oferta Residual	46
3.1.3. Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente	47
3.1.4. Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación.....	57
3.1.5. Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	60
3.1.6. Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito	73
3.2. Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica.....	74
3.2.1. Mercado de Energía Eléctrica.....	74
4. Contratación de gas natural para los sectores Térmico, Industrial, GNVC y Regulado en comparación con consumos.....	93
4.1. Contratación registrada para el Sector de Generación Térmica en el mercado primario:	93



4.2.	Contratación registrada para el Sector Industrial en el mercado primario:.....	94
4.3.	Contratación registrada para el Sector de GNVC en el mercado primario:.....	95
4.4.	Contratación registrada para el Sector Regulado en el mercado primario:.....	96
4.5.	Observaciones y análisis:.....	96
5.	Análisis Precios de Bolsa diciembre - febrero	98
5.1.	Marco regulatorio oferta de agentes del mercado y señales adicionales	98
5.2.	Precios de bolsa observados.....	100
5.2.1.	Comparación de precios observados con precios de otros años	101
5.3.	Señales para el horizonte.....	102
5.3.1.	Señales IDEAM.....	102
5.3.2.	Señales Operador del Sistema.....	103
5.4.	Ofertas de precio de los recursos de los agentes vs los aportes y los niveles de embalse.....	104
5.4.1.	Precios de ofertas de plantas hidroeléctricas vs comparación con la situación de aportes observados	104
5.4.2.	Precios de ofertas del portafolio hidroeléctrico del agente vs aportes y volumen útil	107
5.5.	Ofertas de precio con otros combustibles.....	112
5.6.	Efecto incorporación generación térmica y oferta de precios considerando el mérito y generación de seguridad.....	115
5.7.	Estimación del costo para el sistema, considerando oferta mínima de los agentes para lograr incorporar en mérito las plantas de carbón.....	118
5.8.	Conclusiones del aumento del precio de bolsa.....	120
5.9.	Comportamientos deseados en el mercado.....	121



Lista de Figuras

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



Figura 21: Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.	31
Figura 22: Distribución de mantenimientos por campo de producción.	31
Figura 23: Distribución de mantenimientos por porcentaje de disponibilidad.	32
Figura 24: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.	32
Figura 25: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.	33
Figura 26: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.	33
Figura 27: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.	34
Figura 28: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.	34
Figura 29: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.	35
Figura 30: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.	35
Figura 31: Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.	36
Figura 32: Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	37
Figura 33: Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.	38
Figura 34: Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.	38
Figura 35: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.	39
Figura 36: Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.	39
Figura 37: Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.	40
Figura 38: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.	40
Figura 39: Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.	41
Figura 40: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.	41
Figura 41: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.	42
Figura 42: HHI disponibilidad.	43
Figura 43 HHI Generación Real.	44
Figura 44 Fijación precios de bolsa.	45
Figura 45 Índice de oferta residual.	46
Figura 46 Precio de bolsa y Volumen útil.	47
Figura 47 Precios representativos del mercado.	48
Figura 48: Histórico: Precio Escasez y Precio de Escasez de Activación.	49
Figura 49: Precio Escasez de Activación.	49
Figura 50: Costo de Referencia de los combustibles para cálculo de PEa.	50
Figura 51 Comparación variables ISAGEN.	51
Figura 52 Comparación de variables EMGESA.	52
Figura 53 Comparación de variables EPM.	53
Figura 54 Comparación de variables CELSIA.	54
Figura 55 Comparación de variables CHIVOR.	55
Figura 56 Comparación variables GECELCA.	56
Figura 57 Comparación variables GENSA.	57
Figura 58 Porcentaje de cubrimiento agentes generadores (compras contrato+ gen propia)/(compras contrato +gen propia +Compras bolsa).	58
Figura 59 Generación ideal / Ventas en contratos.	59



Figura 60 resumen precios promedio y energía total por mercado	60
Figura 61 demanda mensual atendida por comercializador	61
Figura 62 porcentaje de cubrimiento de agentes comercializadores	62
Figura 63 Demanda regulada atendida por comercializador	62
Figura 64. Demanda regulada atendida por comercializador	63
Figura 65 Duración de contratos con destino al mercado regulado	64
Figura 66. duración de contratos con destino al mercado no regulado	65
Figura 67. Precios y energía adjudicada en el mecanismo SICEP	66
Figura 68. Senda de transición para el año 2022	71
Figura 69. Precios de contratos que dependen del precio de bolsa	72
Figura 70 Costo de restricciones, reconciliación positiva y precio de bolsa	73
Figura 71. Generación fuera de mérito	73
Figura 72. Comportamiento del embalse agregado en energía.....	74
Figura 73: Comportamiento del embalse agregado en porcentaje	75
Figura 74: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)	75
Figura 75. Distribución del volumen útil disponible durante el periodo.....	76
Figura 76 Distribución del volumen útil según la capacidad de regulación de los embalses.....	76
Figura 77. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas.....	77
Figura 78. Energía turbinada vs aportes hídricos Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.....	77
Figura 79 Aportes por región vs media histórica de aportes	78
Figura 80. Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes.....	79
Figura 81. Aportes totales al sistema vs aportes totales de los años análogos	79
Figura 82. Aportes totales según tipo de embalse	80
Figura 83. Participación generación	81
Figura 84. Participación de generación térmica.....	81
Figura 85: Generación térmica por combustible.....	82
Figura 86. Generación acumulada de cada fuente de generación.....	82
Figura 87: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME.....	83
Figura 88. Evolución de la demanda diaria del SIN	83
Figura 89. Demanda mensual y demanda no atendida.....	84
Figura 90. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis menor frecuencia y duración.....	84
Figura 91. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis mayor frecuencia o duración.....	85
Figura 92. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. menor frecuencia o duración.....	87



Figura 93. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. mayor frecuencia o duración.	87
Figura 94 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis	88
Figura 95. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Líneas de transmisión. Eventos o contingencias y mantenimientos.....	91
Figura 96. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Transformación.	92
Figura 97: Contratación Sector de Generación Térmica en el mercado primario.....	93
Figura 98: Contratación Sector Industrial en el mercado primario.....	94
Figura 99: Contratación Sector de GNVC en el mercado primario.....	95
Figura 100: Contratación Sector Regulado en el mercado primario	96
Figura 101. Costos Marginales en el Sistema Interconectado Nacional (Dic - 01 a Feb – 28)	100
Figura 102. Comparativa precios años 2015-2016, 2019-2020 y 2021-2022.....	101
Figura 103. Precio oferta Vs Aportes.....	105
Figura 104. Precio ofertas vs Aportes y embalse Celsia	108
Figura 105. Precio ofertas vs Aportes y embalse Emgesa	109
Figura 106. Precio ofertas vs Aportes y embalse EPM	110
Figura 107. Precio ofertas vs Aportes y embalse ISAGEN	111
Figura 108 Precios promedio ofertas por tipo de energéticos.....	112
Figura 109 Comparación del precio de bolsa contra precios promedio de referencia	113
Figura 110. Precios de oferta de plantas hidro vs térmicas	114
Figura 111 Generación térmica vs precio de bolsa	115
Figura 112. Generación de carbón (izq) y Gas (der) adicional a la generación de seguridad	116
Figura 113. Generación térmica adicional a la generación de seguridad	117
Figura 114. Embalse agregado observado, calculado sin gas y calculado sin gas y carbón en % Vs referencia	117
Figura 115. Costos marginales observados vs simulado	120
Figura 114 Diferencia entre precio marginal observado y calculado.....	120



Lista de Tablas

Tabla 1: Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente de producción.....	14
Tabla 2. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo.	15
Tabla 3: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y OTMM por duración.....	16
Tabla 4: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme sector térmico para el mercado secundario y OTMM.	16
Tabla 5: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme sector no térmico para el mercado secundario y OTMM.	17
Tabla 6. Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por fuente de producción.....	18
Tabla 7. Variación del precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por sector de consumo.	19
Tabla 8: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones para el mercado secundario y OTMM.	20
Tabla 9: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector térmico para el mercado secundario y OTMM.....	21
Tabla 10: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector no térmico para el mercado secundario y OTMM por duración.....	22
Tabla 11: Variación del precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente.	23
Tabla 12: Variación del precio promedio ponderado de contratos con otras modalidades del mercado primario por sector de consumo.....	24
Tabla 13: Variación de la producción total de gas (GBTUD).....	29
Tabla 14: Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.	30
Tabla 15: Variación de la demanda promedio (GBTUD).	36
Tabla 16: Variación de la demanda promedio para febrero 2022 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).....	37
Tabla 17: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis GBTUD.....	42
Tabla 18: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis. GBTUD.....	42
Tabla 19 Porcentaje de participación en las fijaciones por agente.....	44
Tabla 20. Participación en las fijaciones por agente.....	46
Tabla 21: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE.....	48



Tabla 22: ranking de agentes con mayor atención de demanda	61
Tabla 23: Comercializadores atienden demanda regulada	63
Tabla 24: resumen estadísticas mercado regulado.....	64
Tabla 25: resumen estadísticas mercado no regulado.....	65
Tabla 26 Resumen convocatorias SICEP.....	66
Tabla 27: Agentes generadores con mayor venta en el mercado regulado	68
Tabla 28: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado.....	68
Tabla 29: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado	69
Tabla 30: Agentes generadores con mayor venta en el mercado no regulado	69
Tabla 31: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado.....	70
Tabla 32: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado	70
Tabla 33. Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.....	80
Tabla 34 Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.....	86
Tabla 35 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis	88
Tabla 36 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	89
Tabla 37 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas por tipo de evento.	90
Tabla 38 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	90
Tabla 39. Promedio (tercera semana de diciembre de 2021 y tercera de febrero de 2022): la generación térmica máxima es la obtenida del modelo energético considerando los índices de indisponibilidad de generación y los mantenimientos informados por los agentes.	103



1. Resumen ejecutivo

El presente boletín expone el análisis de los mercados de energía y gas para el periodo diciembre de 2021 – febrero de 2022; el cual se divide en cuatro partes, así: i) Análisis del mercado de gas, ii) Análisis del mercado de energía eléctrica, iii) Análisis de contratación de gas por sectores y iv) Análisis especial de los precios de bolsa observados en el trimestre. Se advierte que a partir del presente boletín y hacia el futuro, se iniciarán a incorporar de manera sistemática, a partir de los análisis periódicos, elementos pedagógicos con el fin de ofrecer lineamientos que permitan a los agentes identificar eventuales comportamientos que puedan apartarse de los principios establecidos en las normas vigentes, así como facilitar la implementación de la Resolución CREG 080 de 2019, “*por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible*”. Se aclara que los mismos, no establecen si un comportamiento es o no contrario a la regulación (lo que depende, en definitiva, de una actuación administrativa); sin embargo, ofrecen herramientas para que los agentes evalúen si sus comportamientos están conformes con la regulación.

- Para el análisis de los mercados de gas, se revisaron las cantidades y precios para los mercados primario, secundario y otras transacciones del mercado, realizando comparaciones de precios por fuentes y por sectores de consumo; por otro lado, se presenta el indicador de comparación de precio de gas nacional vs gas importado que para el trimestre se observa en mínimos históricos debido al comportamiento del precio del gas importado, así como la participación en la contratación del mercado primario.

Para el mercado primario firme se observa que los precios promedio de Guajira registraron el mayor incremento con respecto al nivel de precios del trimestre anterior, pasando de 4.93 USD/MBTU a 5.50 USD/MBTU, seguidos por los precios de sur costa; desde el punto de vista de sector de consumo, llama la atención que el sector regulado sea el precio mayor (cercano a los 5 USD/MBTU).

Para el mercado secundario y otras transacciones del mercado en firme, la cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes mayores a un día en el mercado secundario. Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM en firme diarios. Para el sector térmico, la mayor cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes mayores a un día en el mercado secundario y OTMM a valores cercanos a los 7 USD/MBTU.

Para el mercado primario con interrupciones, los contratos para los generadores Térmicos registraron el mayor precio promedio de todos los sectores, con valores que estuvieron alrededor de 5,0 USD/MBTU.



Los contratos en Otras Modalidades, corresponden principalmente a campos del Sur de la Costa con valor medio del periodo se ubica alrededor de los 7,5 USD/MBTU.

Finalmente, en esta sección se realizó un análisis de variables como: i) Producción, ii) Demanda, iii) Importaciones y iv) Disponibilidad y Uso; donde se resalta el mantenimiento a la facilidad de producción de Cupiagua.

- Para el análisis de los mercados de energía eléctrica, se realizó una revisión de los diferentes indicadores de competencia (HHI, IOR y fijaciones), de los cuales se observa que el nivel de concentración se ubicó en nivel medio.

Así mismo, se realizó el seguimiento a precios de bolsa frente a los cuales se observaron dos aumentos, uno en diciembre y el otro finalizado enero iniciando febrero; frente a los cuales se disminuyeron los costos de las restricciones.

Por otra parte, se efectuó el análisis de los tipos de contratación de los agentes, para el mercado regulado y no regulado y análisis de seguimiento a la senda de contratación, del cual se resalta que hay agentes que están por encima de esta senda frente a lo cual se realizará un seguimiento al cumplimiento de la misma.

Finalmente, se analizaron variables como la participación de cada energético para la atención de la demanda para lo cual se observa que el recurso hidroeléctrico fue predominante en la atención de la demanda, disponibilidad de la infraestructura para la generación y transporte, y seguimiento a embalses y aportes.

- Para el capítulo especial de gas, se identificó la composición contractual por modalidades, vigente para cada sector de consumo; con el fin de conocer su estructura de contratación y exposición de precios. De este análisis se resalta que para el sector regulado, se observa una cobertura de la demanda por debajo de las necesidades.
- El capítulo especial de precios se estructuró de la siguiente manera: i) observaciones realizadas en relación a los aumentos de precios de bolsa, ii) señales disponibles para el mercado durante el horizonte de análisis, iii) análisis particulares de ofertas para cada uno de los agentes más relevantes, iv) revisión de precio oferta de otros energéticos, v) revisión del impacto en ahorro de agua por incorporación de otros energéticos a nivel sistémico, y vi) cálculo de costo del sistema.



2. Mercado de Gas

En este capítulo se presenta un compilado de indicadores entre los cuales se incluyen los precios para los diferentes mercados, tanto por fuente de suministro como por sector de consumo, el índice de precio de suministro de gas natural vs importaciones, comparación entre el suministro de gas para el sector térmico y los demás sectores, participación en el mercado primario por productor, entre otras. Así mismo, se presenta el seguimiento de otras variables como es el caso de la oferta (producción e importaciones), demanda por sector de consumo y disponibilidad y uso de infraestructura.

2.1. Análisis de precios e indicadores del mercado

2.1.1. Precios

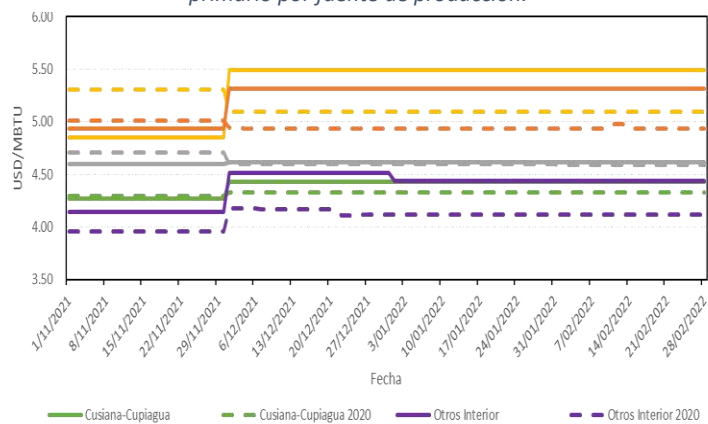
Esta sección tiene el propósito de analizar los precios que registra el mercado mayorista de gas natural durante el trimestre analizado, el cual se compone de tres (3) escenarios de negociación: i) El mercado primario, ii) el mercado secundario y iii) Otras transacciones del mercado mayorista. En los análisis y comparaciones que se presentan a continuación es importante aclarar que existen contratos del mercado mayorista de gas natural con vigencias de largo plazo, es decir contratos aún vigentes que se firmaron previo al año 2013 (modalidad take or pay), y otros previos a 2017 (modalidad firme) para los cuales los precios registrados corresponden al precio negociado en el momento de la firma de los contratos. Por lo anterior, dado que únicamente se cuenta con precios no indexados, este ejercicio de análisis se debe tomar como una referencia inicial y se irá refinando una vez se cuente con información de precios indexados de cada contrato.

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

El precio promedio ponderado de los contratos firmes vigentes en el mercado primario permaneció estable durante el periodo de análisis (ver Figura 1). Se evidencia un incremento en los precios a partir del 1 de diciembre, explicado por la terminación y el inicio de nuevos contratos para el nuevo año gas 2022. Así mismo, se observan incrementos en los precios en la mayoría las fuentes, en comparación al mismo periodo en el año anterior.

Adicionalmente, se encuentra que los precios promedio de Guajira registraron el mayor incremento con respecto al nivel de precios

Figura 1: Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente de producción.



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



del trimestre anterior, pasando de 4.93 USD/MBTU a 5.50 USD/MBTU, seguido por la variación de los precios medios de Sur costa (ver Tabla 1).

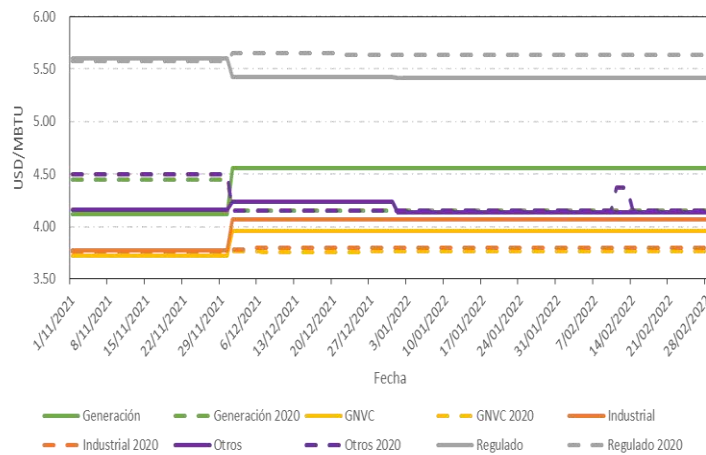
Tabla 1: Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente de producción.

Fuente	sep-nov/21	dic/21-feb/22	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	4.27	4.43	4%
Sur costa	4.94	5.31	8%
Otros Costa	4.59	4.62	0%
Guajira	4.93	5.50	12%
Otros Interior	4.16	4.47	7%

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

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

Figura 2: Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo.



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

Comparado con el trimestre septiembre 2021 – noviembre 2021, el sector regulado presenta una disminución de 3%, mientras que el precio de los demás sectores se incrementó. La principal variación de precios se registró en los sectores térmico e industrial (ver Tabla 2).

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

Por otro lado, el precio del energético para la generación térmica estuvo alrededor de 4.5 USD/MBTU que representa un incremento de cercano a los 0.5 USD/MBTU con respecto al mismo periodo en el año anterior (ver Figura 2).



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

Sector	sep-nov/21	dic/21-feb/22	Var (%)
Generación Térmica	4.14	4.55	10%
GNVC	3.73	3.96	6%
Industrial	3.77	4.07	8%
Otros	4.16	4.17	0%
Regulado	5.60	5.42	-3%

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

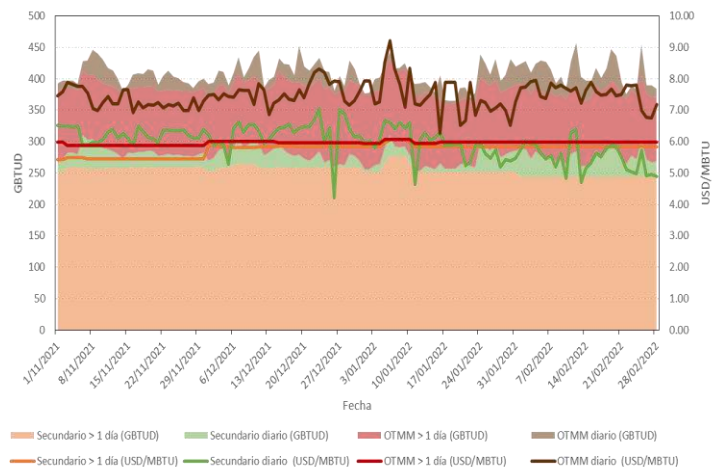
2.1.1.3. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista¹: Contratos en Firme (Total):

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

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

Figura 3: Cantidades y precios promedio ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y OTMM.



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.



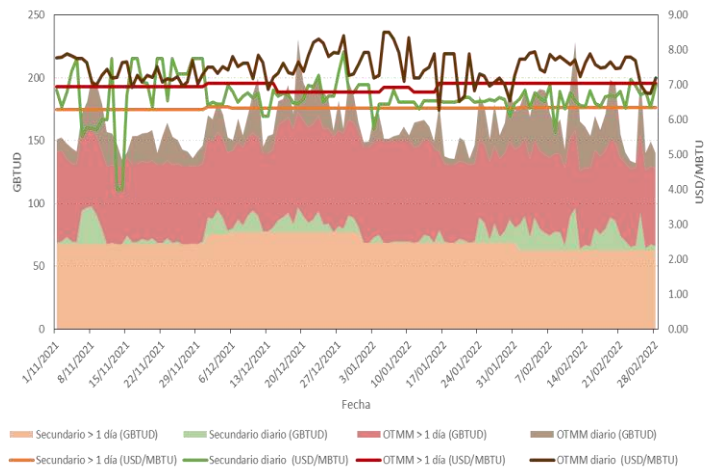
Tabla 3: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos en firme para el mercado secundario y OTMM por duración.

	dic/21		ene/22		feb/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario diarios	22	6.33	17	5.86	33	5.58
Secundario > 1 día	259	5.84	256	5.87	244	5.83
OTMM diarios	22	7.61	16	7.15	31	7.56
OTMM > 1 día	110	5.97	111	5.99	103	5.98

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: Contratos en Firme (Sector Térmico):

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



Para el sector térmico, la mayor cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes mayores a un día en el mercado secundario y OTMM (ver Figura 4).

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

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 en firme sector térmico para el mercado secundario y OTMM.

	dic/21		ene/22		feb/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario diarios	10	6.70	6	6.45	14	6.62
Secundario > 1 día	77	6.34	69	6.33	63	6.35
OTMM diarios	21	7.63	16	7.09	30	7.55
OTMM > 1 día	70	6.89	70	6.94	62	7.04

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

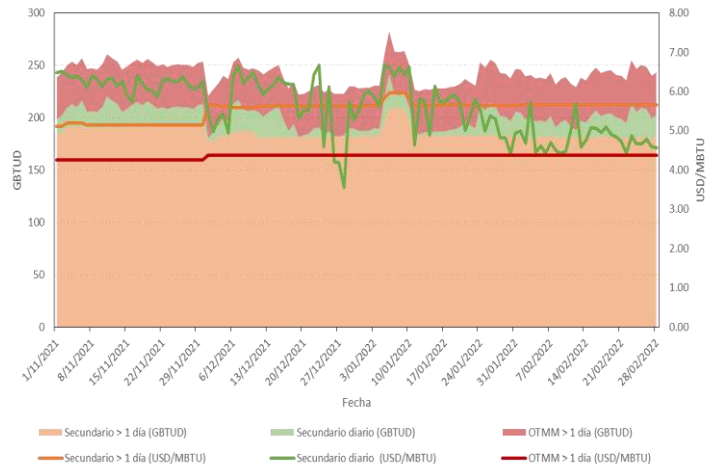


2.1.1.5. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista: Contratos en Firme (Sector No Térmico):

Según la información presentada en la Figura 5, la mayor cantidad de gas contratado para el sector No Térmico durante los meses del análisis, corresponde a contratos firmes en el mercado secundario con una duración mayor a 1 día.

Por otro lado, los mayores precios se presentan al inicio del periodo para los contratos firmes de duración de un día, y posteriormente decrecen por debajo de los precios del mercado secundario mayor a 1 día. Los menores precios se presentan para los contratos firmes en OTMM con duración mayor a 1 día.

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



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

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

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

	dic/21		ene/22		feb/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario diarios	12	6.06	13	5.64	19	4.80
Secundario > 1 día	182	5.63	187	5.70	181	5.65
OTMM diarios	5	7.08	3	8.37	3	7.85
OTMM > 1 día	40	4.37	41	4.38	41	4.38

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



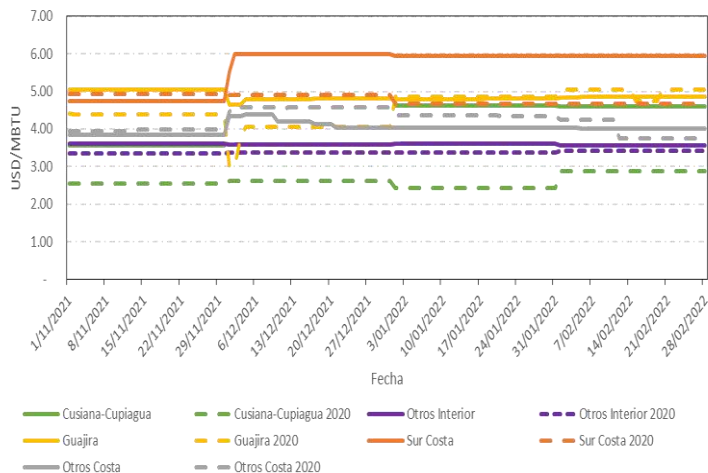
2.1.1.6. Mercado primario: Con Interrupciones – Por Fuente de producción:

Los precios promedio de los contratos Con Interrupciones para Sur Costa fueron los más altos durante el periodo ubicándose por encima de 6 USD/MBTU a partir del mes de diciembre. Es importante señalar, que estos valores son superiores en comparación al mismo periodo del año 2020, cuando se ubicaron alrededor de 5 USD/MBTU.

Los precios de las demás fuentes de producción tuvieron comportamiento estable durante el trimestre diciembre 2021 – febrero 2022 y se ubicaron por debajo de 6 USD/MBTU (incluso por debajo de 5 USD/MBTU para otros costa y debajo de las 4 USD/MBT para otros interior) (ver Figura 6).

Adicionalmente comparado con el trimestre anterior, se presentaron variaciones importantes en Cusiana-Cupiagua y en Sur Costa, tal y como se detalla en la Tabla 6.

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



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

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

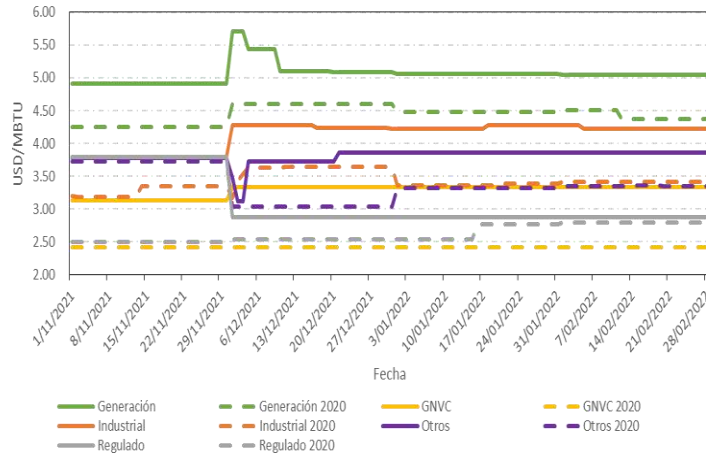
Sector	sep-nov/21	dic/21-feb/22	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	3.42	4.62	35%
Sur costa	4.75	5.95	25%
Otros Costa	3.82	4.05	6%
Guajira	5.25	4.82	-8%
Otros Interior	3.60	3.59	-1%

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



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

Figura 7: Precio promedio ponderado de contratos Con Interrupciones del mercado primario por sector de consumo.



Durante el periodo de análisis los contratos Con Interrupciones para los generadores Térmicos registraron el mayor precio promedio de todos los sectores, con valores que estuvieron alrededor de 5,0 USD/MBTU. En cuanto a los precios para los demás sectores de consumo estuvieron por debajo de los 4,5 USD/MBTU (ver Figura 7).

Al revisar los valores del mismo periodo del año anterior, se observan importantes variaciones para los sectores térmico e industrial.

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

Por otro lado, comparado con el trimestre anterior, se presentó un incremento en todos los sectores, a excepción del regulado que presenta una disminución de 0.86 USD/MBTU, tal como se observa en la Tabla 7.

Por otro lado, comparado con el trimestre anterior, se presentó un incremento en todos los sectores, a excepción del regulado que presenta una disminución de 0.86 USD/MBTU, 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.

Sector	sep-nov/21	dic/21-feb/22	Var (%)
Generación Térmica	4.95	5.10	3%
GNVC	3.13	3.33	6%
Industrial	3.82	4.24	11%
Otros	3.78	3.84	2%
Regulado	3.74	2.88	-23%

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



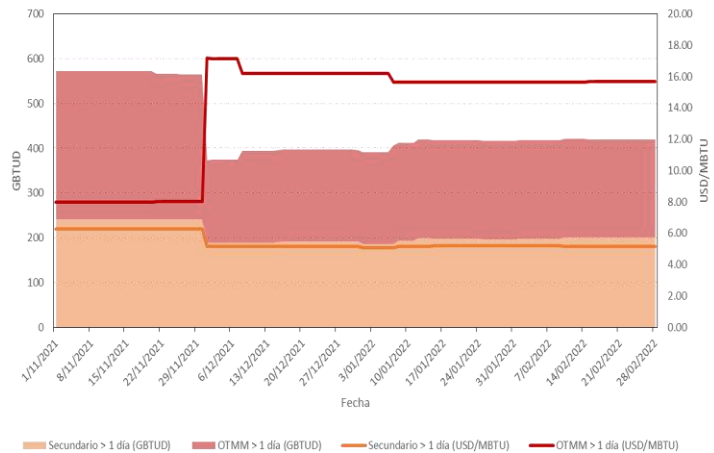
2.1.1.8. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista: Contratos con Interrupciones (Total):

Según la información presentada en la Figura 8, la cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos con interrupciones mayores a un día en el mercado secundario y en OTMM.

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM con interrupciones y los menores precios para contratos del secundario.

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

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



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

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

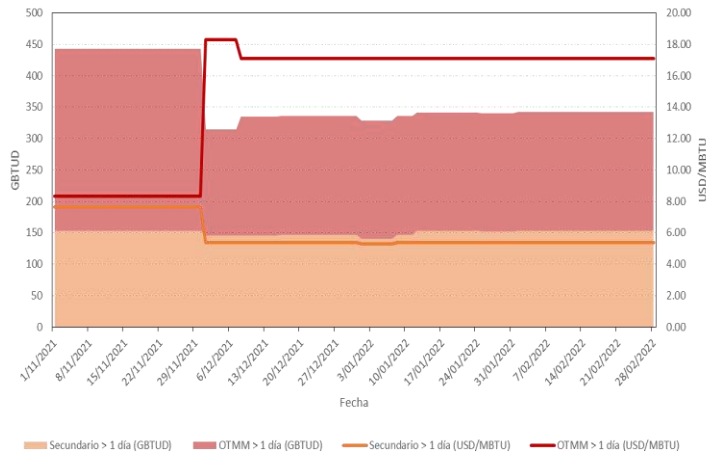
	dic/21		ene/22		feb/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario > 1 día	191	5.17	194	5.16	200	5.18
OTMM > 1 día	200	16.38	217	15.74	219	15.66

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



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

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



Para el sector Térmico, la cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos con interrupciones mayores a un día en el mercado secundario y OTMM (ver Figura 9).

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM con interrupciones y los menores precios se presentan para contratos en el secundario.

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

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

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

	dic/21		ene/22		feb/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario > 1 día	146	5.36	149	5.37	154	5.38
OTMM > 1 día	184	17.35	189	17.11	189	17.11

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



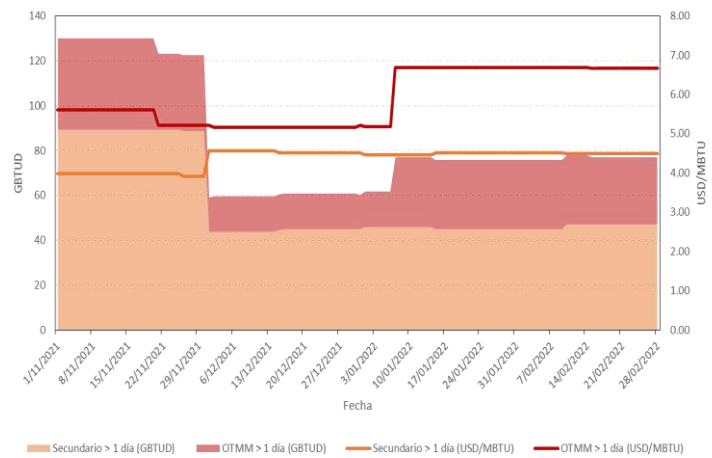
2.1.1.10. Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista: Contratos con Interrupciones (Sector No Térmico):

Según la información presentada en la Figura 10, la mayor cantidad de gas contratado durante los meses del análisis, corresponde a contratos con interrupciones mayores a un día en el mercado secundario.

Por otro lado, los mayores precios se presentan en los contratos OTMM con interrupciones y los menores precios se presentan para OTTM.

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

Figura 10: Cantidades y precios promedios ponderados de contratos con interrupciones sector no térmico para el mercado secundario y OTMM



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

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

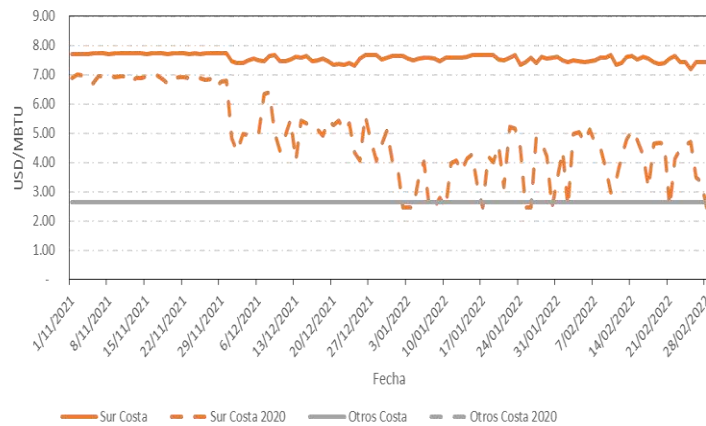
	dic/21		ene/22		feb/22	
	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU	GBTUD	USD/MBTU
Secundario > 1 día	44	4.53	45	4.49	46	4.50
OTMM > 1 día	16	5.17	28	6.52	30	6.67

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



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

Figura 11: Precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por fuente de producción



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

Los contratos en Otras Modalidades, corresponden principalmente a campos del Sur de la Costa cuyo valor medio del periodo se ubica alrededor de los 7,5 USD/MBTU (ver Figura 11). Frente a los precios para el mismo periodo en el año anterior, se observa una menor variación.

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 una caída de 2,0% tal y como se observa en la Tabla 11.

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

Sector	sep-nov/21	dic/21-feb/22	Var (%)
Sur Costa	7.66	7.52	-2%
Otros Costa	2.66	2.66	0%

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



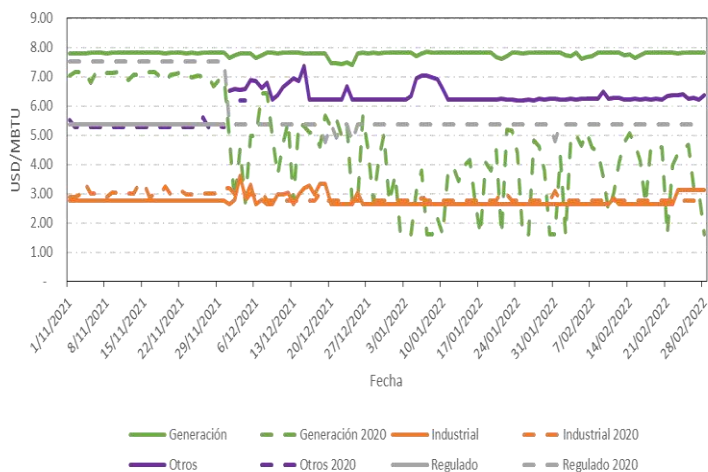
2.1.1.12. Mercado primario – Otras Modalidades – Por Sector de Consumo:

Analizando los precios promedios ponderados de contratos de otras modalidades, se observa que los precios para el sector Térmico se ubicaron cerca de 8,0 USD/MBTU, mientras que para el sector industrial los precios estuvieron alrededor de 3,0 USD/MBTU, tal y como se presenta en la Figura 12.

Al realizar la comparación interanual se encuentra que para los sectores industrial y regulado los precios permanecen relativamente estables, mientras que para el sector térmico se encuentran precios mayores y más estables.

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

Figura 12: Precio promedio ponderado de contratos otras modalidades del mercado primario por sector de consumo



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

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

Sector	sep-nov/21	dic/21-feb/22	Var (%)
Generación Térmica	7.81	7.77	0%
Industrial	2.87	2.78	-3%
Otros	6.41	6.45	1%
Regulado	5.70 ²		

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

² Corresponde a un único contrato



2.1.2. Índices de precios nacional vs importado

Este indicador corresponde a la razón entre el precio promedio ponderado de los contratos para cada campo de gas nacional y el precio promedio ponderado de los cargamentos de gas importado recibidos en SPEC³ durante el trimestre de análisis, y se calcula con la siguiente ecuación:

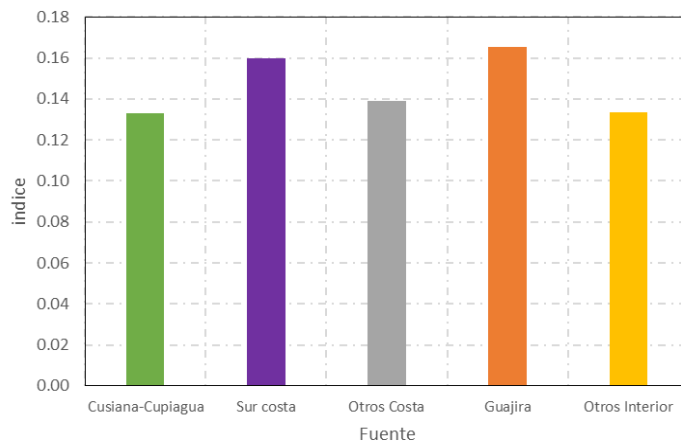
$$IPar_{Ni} = \frac{PPN_i}{PI}$$

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 13: Índices de precios nacional vs importado por campo de producción.



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

En la Figura 13 se observa el indicador para el trimestre diciembre 2021 – febrero 2022. 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 que ha registrado en los últimos meses el energético a nivel internacional. 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 464

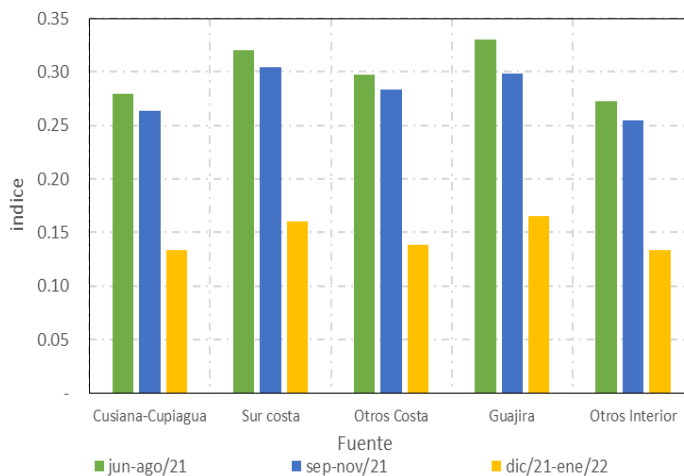
GBTUD el día 16 de enero de 2022, cuyo precio estuvo por encima de los 30 USD/MBTU.

³ Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P.



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, tal y como se observa en la Figura 14.

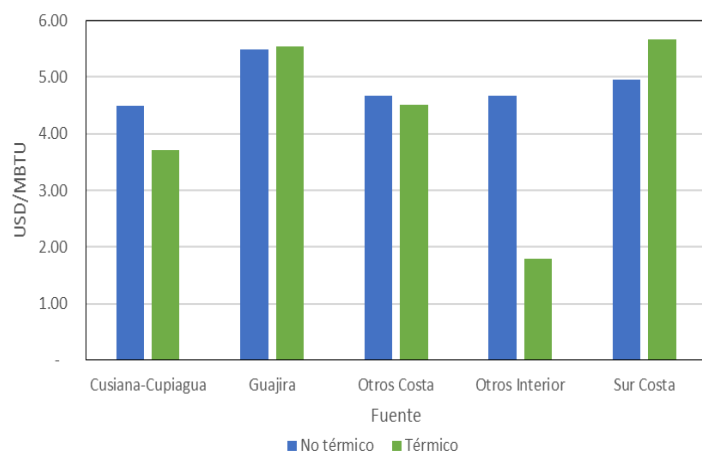
Figura 14: Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



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

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

Figura 15: Comparación de precios del primario en firme entre el sector térmico y no térmico por campo.



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

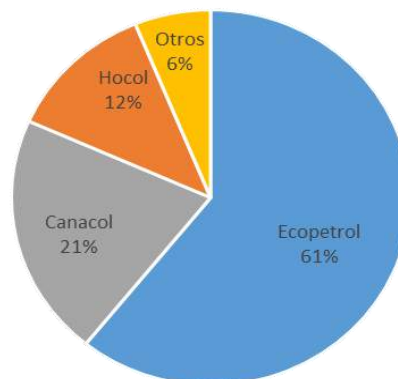
En la Figura 15 se presenta la comparación de precios promedio ponderado del trimestre entre el sector Térmico y el sector No Térmico para los principales campos de producción del país. Para el caso de Guajira y Sur Costa, los precios promedio del sector Térmico están por encima del sector No Térmico, mientras que para las otras fuentes los precios del sector térmico están por debajo. La mayor diferencia se registró en Otros Campos del Interior.



2.1.4. Participación en la contratación del mercado primario por productor

La Figura 16 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 61%, seguido por Canacol con 21% y Hocol con 12%. Igualmente, se encuentra que los demás productores aportan alrededor de 6%.

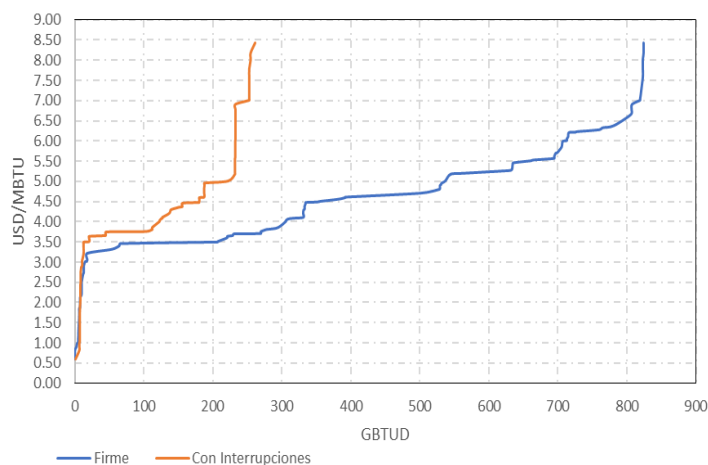
Figura 16: Participación de los productores en la contratación del mercado primario.



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

2.1.5. Curva de oferta agregada de contratos

Figura 17: Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario.



En la Figura 17 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas tanto para modalidad en Firme, como para Con interrupciones. Este análisis se realiza para contratos que se encontraban vigentes en el mes de febrero de 2022.

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



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

- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (< 3,0 USD/MBTU) corresponde a cerca del 2%.
- Cerca del 63% de los contratos tienen precios entre 3,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU, consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 4,6 USD/MBTU.
- El 21% de la oferta está contratada a precios entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU.
- Cerca del 12% de la oferta está contratada a precios entre 6,0 USD/MBTU y 7,0 USD/MBTU.
- Por último, alrededor del 2% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 7 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje 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 4%.
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (cerca del 68%) se encuentra entre precios de 3,0 USD/MBTU y 5,0 USD/MBTU. El precio promedio se encuentra alrededor de los 4,4 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible entre 5,0 USD/MBTU y 6,0 USD/MBTU corresponde al 17%.
- Por último, alrededor del 11% de los contratos de suministro en interrumpible tienen precios mayores que 6 USD/MBTU.

2.2. Seguimiento a variables de mercado

2.2.1. Producción

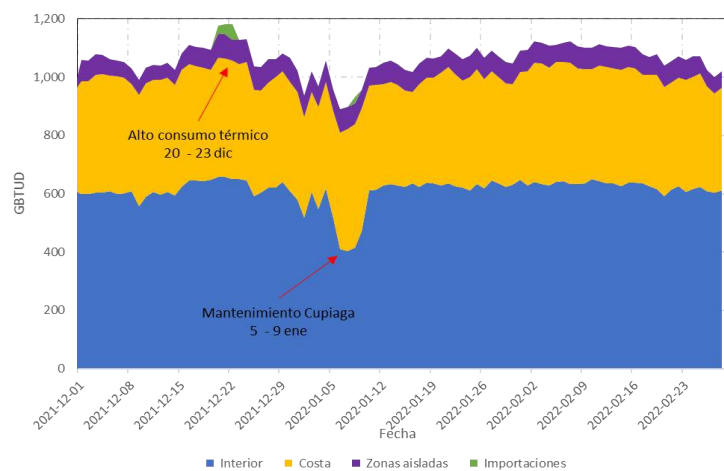
La producción promedio durante el trimestre fue de 1.063 GBTUD. Durante este periodo la producción se vio afectada principalmente por dos eventos (ver Figura 18):

Alto consumo térmico del 20 al 23 de diciembre 2021.

Mantenimiento programado en Cupiagua llevado a cabo del 5 al 9 de enero de 2022.

Comparado con el trimestre anterior la principal variación de la producción

Figura 18: Producción total de gas por campo durante el último trimestre.



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



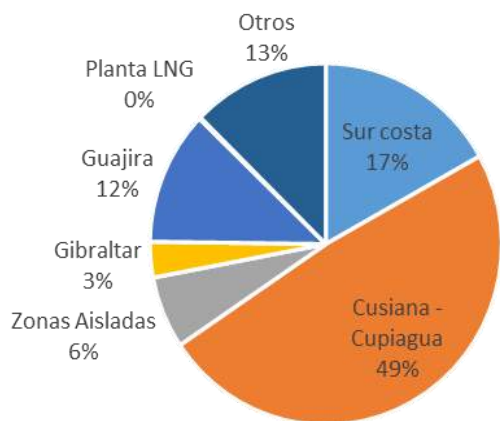
promedio diaria se presentó en la Costa con un valor de 36 GBTUD por encima del trimestre anterior, tal como se presenta en la Tabla 13.

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

Zona	sep-nov/21	dic/21-feb/22	Var (%)
Interior	582	611	5%
Costa	345	381	11%
Importaciones	3	2	-43%
Zonas aisladas	70	69	-1%
Total	999	1,063	6%

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

Figura 19: Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



Para el periodo de análisis, los campos Cusiana y Cupiagua representaron cerca del 49 % de la producción nacional (ver Figura 19). Los campos del sur de la Costa incrementaron su participación a 17 % de la producción nacional y otros campos mantuvieron su participación de 13 %.

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

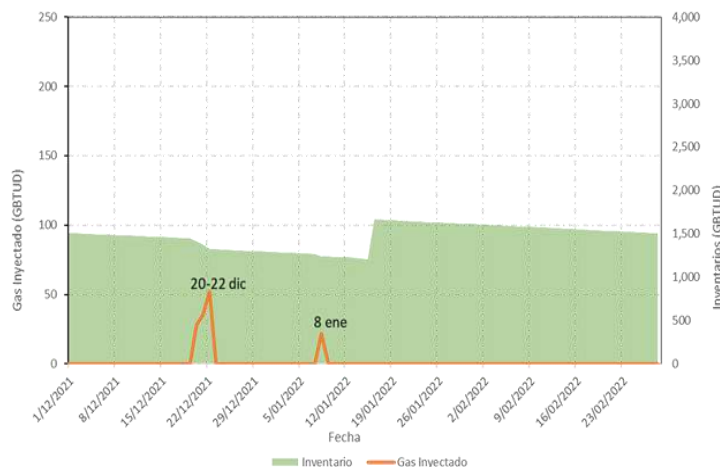


2.2.2. Importaciones

Como se puede observar en la Figura 20, durante el trimestre se inyectó gas importado al SNT en cuatro ocasiones (tres días en diciembre de 2021 y uno día en enero de 2022). Estas inyecciones representan 2 GBTUD por debajo del trimestre anterior.

El 16 de enero de 2022 llegó un nuevo cargamento por 464 GBTU, que permitió aumentar el nivel de inventarios de la planta SPEC en 38%. La cantidad de gas promedio diario inyectado al SNT en cada mes del trimestre diciembre-febrero se presenta en la Tabla 14.

Figura 20: Gas inyectado al SNT diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.



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

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

Mes – Año	Energía (GBTUD)
Diciembre – 2021	4
Enero – 2022	1
Febrero – 2022	0

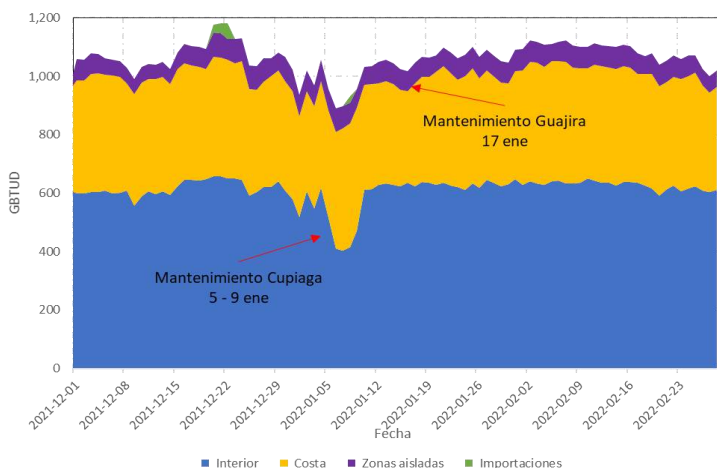
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

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 21: Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.



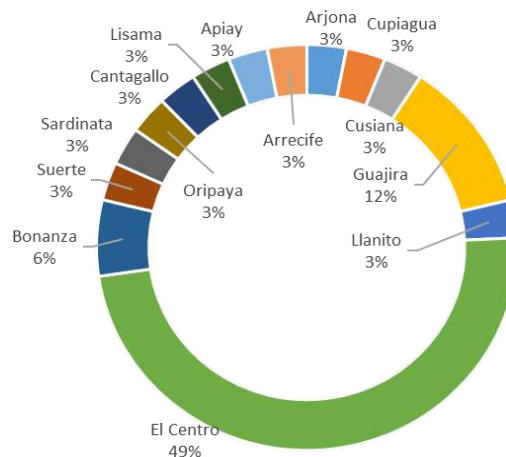
Como se puede observar en la Figura 21, durante este trimestre se presentó un evento programado de relevancia sobre la infraestructura de producción, del 5 al 9 de enero en el cual Cupiagua estuvo 100% indisponible. Durante este evento, no hubo desatención a la demanda esencial. Otro mantenimiento programado fue en Guajira el 17 de enero que no representó demanda afectación de la demanda.

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

Para el periodo de análisis se efectuaron 36 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 92% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 8% a la de transporte. De especial importancia fue el mantenimiento en Cupiagua que se realizó del 5 al 9 de enero por su magnitud, dado que limitó para algunos días la capacidad total de esta fuente.

La Figura 22 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción en el periodo de análisis. Del total de mantenimientos a la infraestructura de producción, 76% se llevaron a cabo en campos menores de Ecopetrol (Llanito, El Centro, Bonanza, Suerte, Sardinata, Oripaya, Cantagallo, Lisama y Apiay). Lo anterior corresponde a un programa de mantenimientos planeado por Ecopetrol para estas instalaciones.

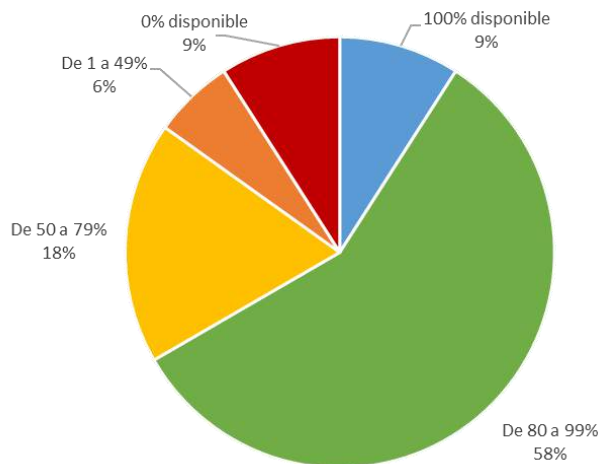
Figura 22: Distribución de mantenimientos por campo de producción.



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



Figura 23: Distribución de mantenimientos por porcentaje de disponibilidad.



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

Durante el periodo de análisis se registraron 36 eventos de mantenimiento, de los cuales 33 estuvieron asociados a suministro y los 3 restantes a transporte.

En la Figura 23 se puede observar que el 9% de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción no representaron restricciones para el sistema (100% de disponibilidad). Seguidos por los mantenimientos cuya disponibilidad se ubicó entre 80% y 90%, que a su vez representaron la mayor cantidad de eventos con un 58%.

En contraste se tiene que el 9% de los eventos de mantenimientos del periodo generaron una indisponibilidad total.

En lo que respecta al sistema de transporte, es importante resaltar la entrada en operación del gasoducto de Gibraltar el 15 de diciembre de 2021, luego de varios meses de trabajos desde su salida de funcionamiento el 1 de agosto del mismo año. Sobre mantenimientos a la infraestructura se puede mencionar que solo se presentaron dos mantenimientos programados:

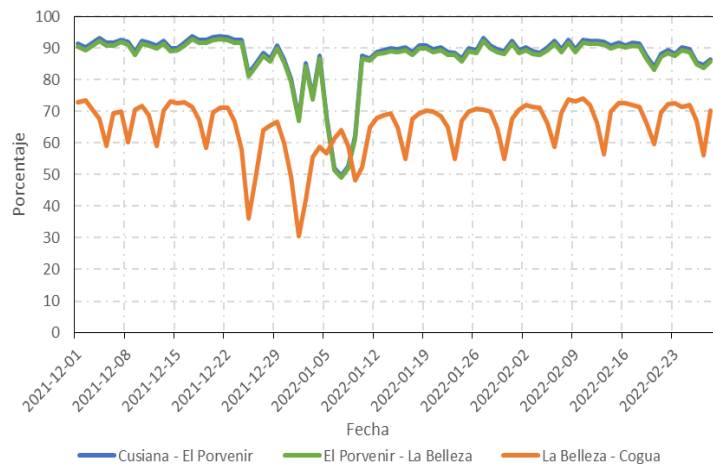
- Mantenimiento Gasoducto Neiva – Hobo, el 10 de diciembre 2021, sin restricción en la capacidad.
- Mantenimiento Tramo Cusiana-Apiay, del 18 al 19 de diciembre, sin restricción en la capacidad.

Al analizar el comportamiento de los gasoductos, podemos observar que en el caso del Interior se evidencia la caída durante el mantenimiento de Cupiagua del 5 al 9 de enero.

- Cusiana – Cogua:

En la Figura 24 se presenta el porcentaje de uso de los tramos del gasoducto. Allí se puede observar que los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza, se vieron afectados por el mantenimiento de Cupiagua en los días 5 al 10 de enero.

Figura 24: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.

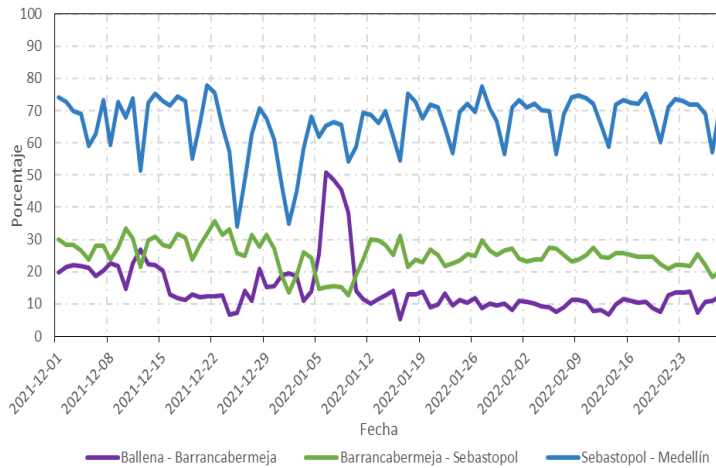


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.



- Ballena – Medellín:

Figura 25: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín.



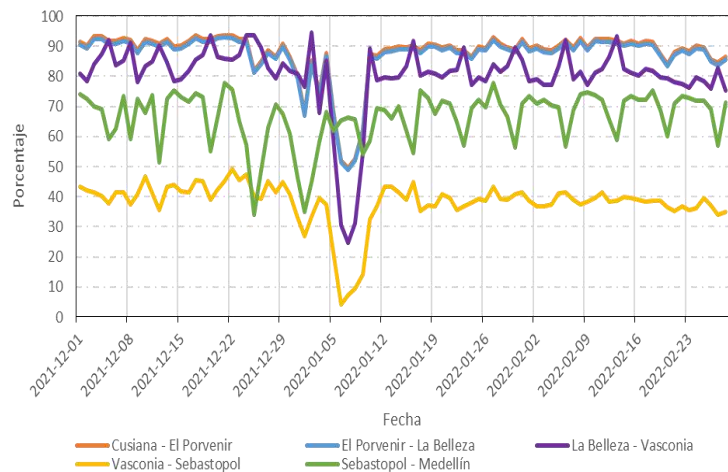
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

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 se envió hacia el interior para atender la demanda que sería afectada por dicho mantenimiento (ver Figura 25)

- Cusiana – Medellín:

Como se puede observar en la Figura 26, todos los tramos de la ruta Cusiana – Medellín, se afectaron considerablemente en enero durante el mantenimiento de Cupiagua.

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

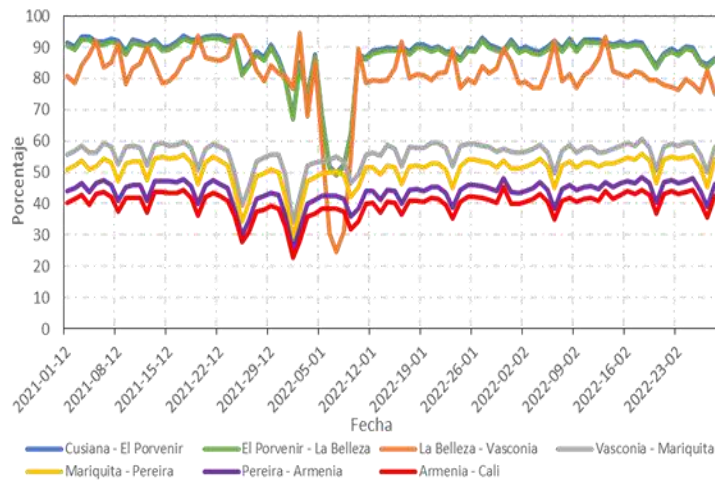


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.



- Cusiana – Cali:

Figura 27: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.



Para la ruta Cusiana – Cali (ver Figura 27) también se registró una reducción considerable en su uso durante el mantenimiento del campo Cupiagua, el cual se dio durante los primeros días de enero.

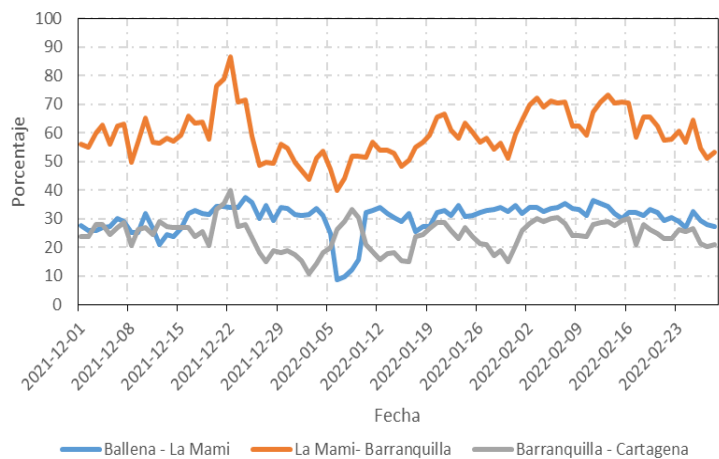
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

- Ballena – Cartagena:

En el caso de la Costa Atlántica, se presentó un aumento del 20 al 23 de diciembre, debido a un mayor despacho térmico, tal como se observa en la Figura 28.

Por otro lado, el tramo Ballena – La Mami, también se afectó por el mantenimiento de Cupiagua, dado que se destinó el gas de Guajira para la atención de la demanda esencial del interior.

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

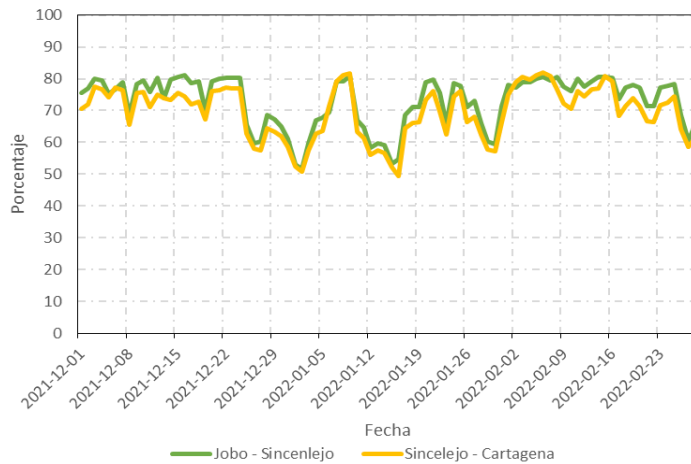


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.



- Jobo – Cartagena:

Figura 29: Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.



La ruta Jobo – Cartagena, conformada por dos tramos: Jobo - Sincenlejo y Sincenlejo – Cartagena permaneció estable durante el trimestre de análisis. (ver Figura 29) y no se observaron afectaciones importantes por los eventos que se dieron en otras partes del sistema de transporte.

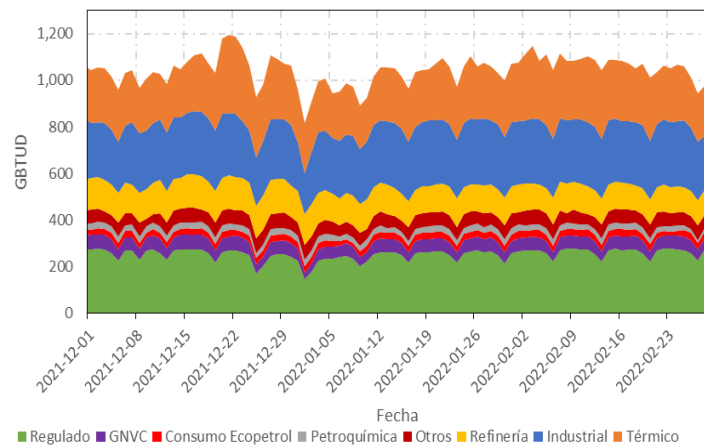
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los agentes.

2.2.4. Demanda

Para este trimestre, la demanda diaria de gas natural presentó un valor promedio de 1,044 GBTUD, alcanzando un máximo de 1.194 GBTUD el 21 de diciembre, tal como se observa en la Figura 30⁴.

La demanda estuvo impulsada principalmente por la demanda regulada y la industria, que representaron el 24% y 25% del total, respectivamente.

Figura 30: Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.

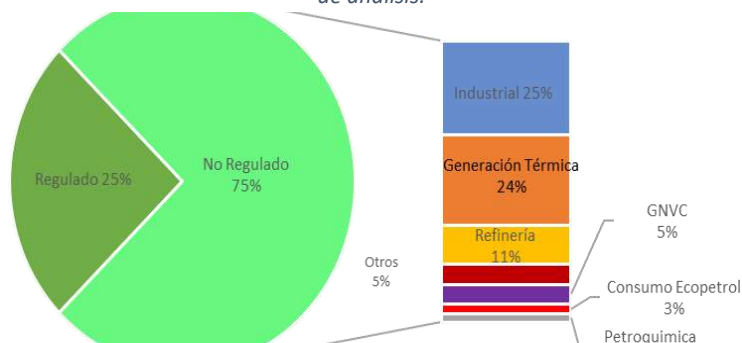


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

⁴ El grupo Otros sectores, corresponde a los consumos de estaciones de compresión y demanda atendida por campos aislados y por gas natural comprimido



En cuanto a la distribución de la demanda nacional por sector de consumo, en la Figura 31 se observa que el 75% correspondió al sector no regulado, y dentro de éste los consumos principales fueron en el sector industrial (25%), térmico (24%), y refinería (11%).



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

Con respecto al trimestre anterior, se evidencia incremento en todos los sectores, a excepción del GNVC que cayó 6% y Regulado que cayó 3% (ver Tabla 15).

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

Sector	sep-nov/21	dic/21-feb/22	Var (%)
Regulado	260	253	-3%
GNVC	58	54	-6%
Industrial	260	261	0%
Refinería	110	124	12%
Generación Térmica	236	243	3%
Petroquímica	24	26	6%
Consumo Ecopetrol	25	27	7%
Otros	52	57	10%

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

Comparando febrero 2021 con febrero del año 2022, se evidencia una recuperación en la mayoría de los sectores a excepción de la demanda de refinación, GNVC y de la generación térmica (ver Tabla 16).



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

Sector	feb-21	feb-22	Var (%)
Regulado	254	264	4%
GNVC	56	55	-3%
Industrial	258	269	5%
Refinería	145	114	-22%
Generación Térmica	282	257	-9%
Petroquímica	17	24	39%
Consumo Ecopetrol	18	27	52%
Otros	57	57	0%

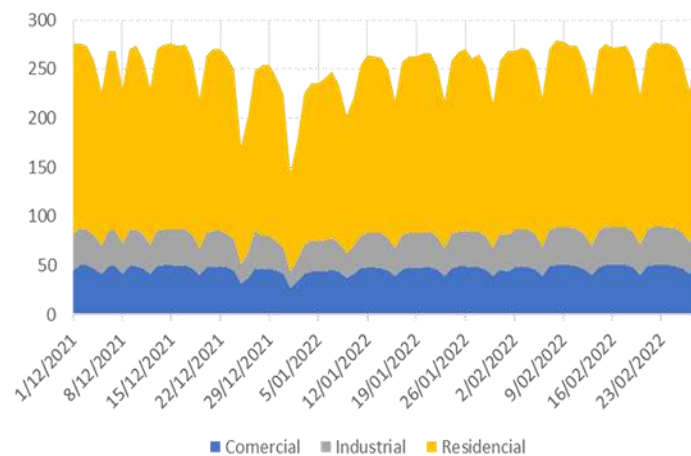
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y XM.

- Sector Regulado:

El sector regulado permaneció estable alrededor de los 250 GBTUD (ver Figura 32). Se presenta una caída los últimos días de diciembre y primeros días de enero, debido principalmente a los bajos consumos a final e inicio de año.

El 68% de los consumos regulados corresponden al sector residencial y el restante se distribuye entre sector comercial (18%) e industria regulada (14%).

Figura 32: Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.

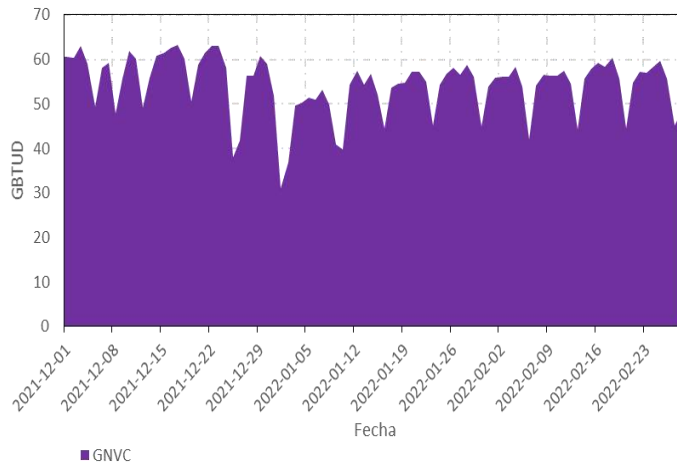


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



- GNV:

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



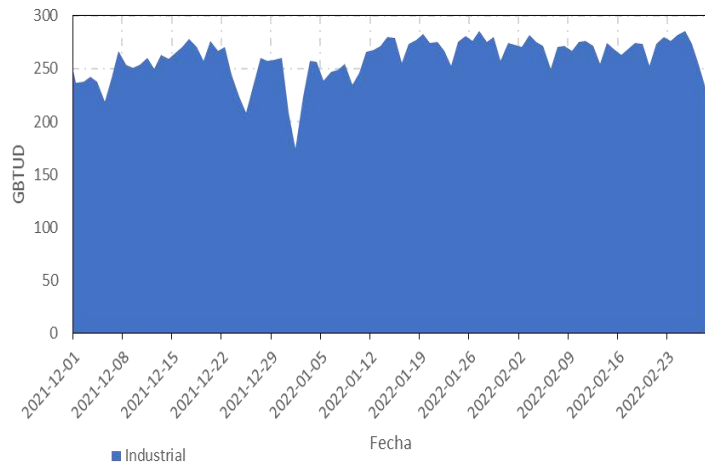
Como se aprecia en la Figura 33 los consumos de GNV estuvieron estables durante el trimestre. No obstante, se presentó una caída entre el 5 y el 9 de enero, asociada al mantenimiento de Cupiagua.

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

- Industria:

Como se refleja en la Figura 34, el consumo industrial del interior del país también se vio afectado debido al mantenimiento en Cupiagua. El resto del trimestre su consumo estuvo estable, alrededor de 260 GBTUD.

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

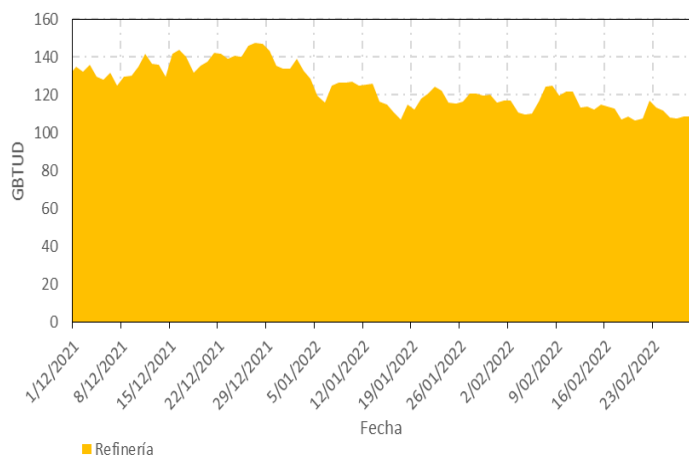


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



- Refinación:

Figura 35: Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.



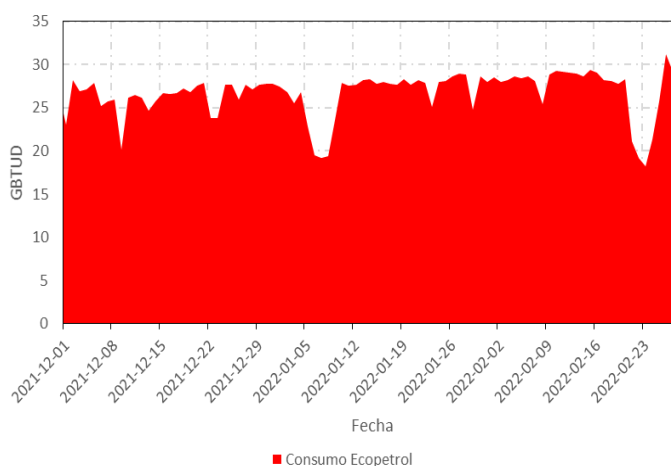
En el caso del sector de refinación disminuyó durante los meses de enero y febrero de 2022. El consumo más alto se presentó en diciembre con un consumo promedio de 137 GBTUD tal como se puede observar en la Figura 35.

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

- Consumos Ecopetrol:

El sector Consumos Ecopetrol⁵ estuvo alrededor de los 25 GBTUD y se vio afectado por el mantenimiento de Cupiagua en enero y por una caída en el consumo de Termo Ocoa del 22 al 25 de febrero (ver Figura 36).

Figura 36: Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.



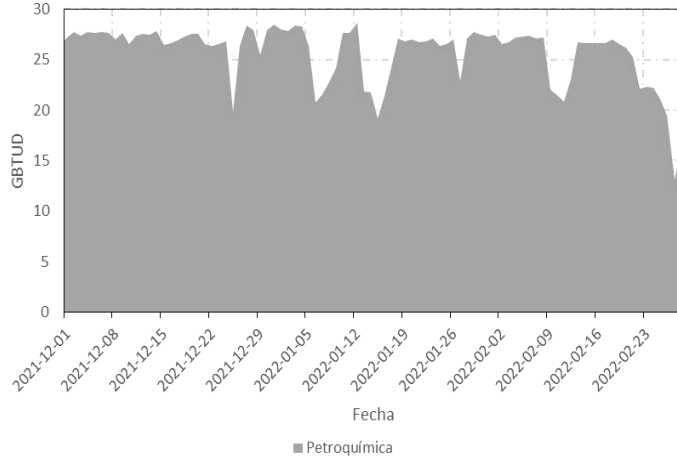
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

⁵ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria



Petroquímico:

Figura 37: Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.



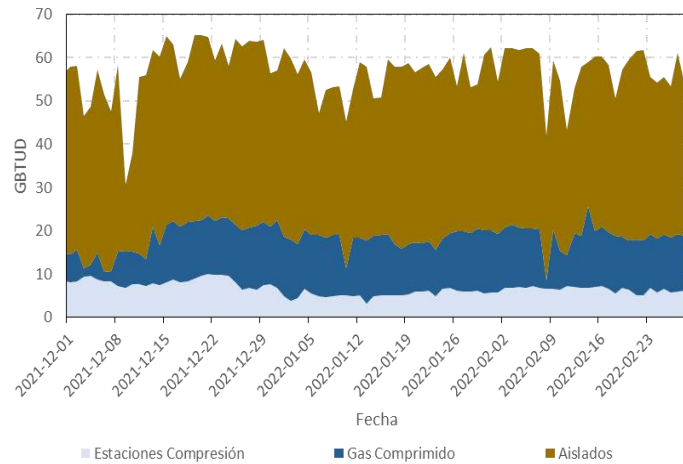
Aunque el consumo del sector petroquímico ha tenido varias caídas durante el trimestre, este consumo permaneció estable (alrededor de los 25 GBTUD) como se puede observar en la Figura 37.

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

- Otros sectores:

Como se aprecia en la Figura 38, 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 alrededor de los 57 GBTUD.

Figura 38: Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.

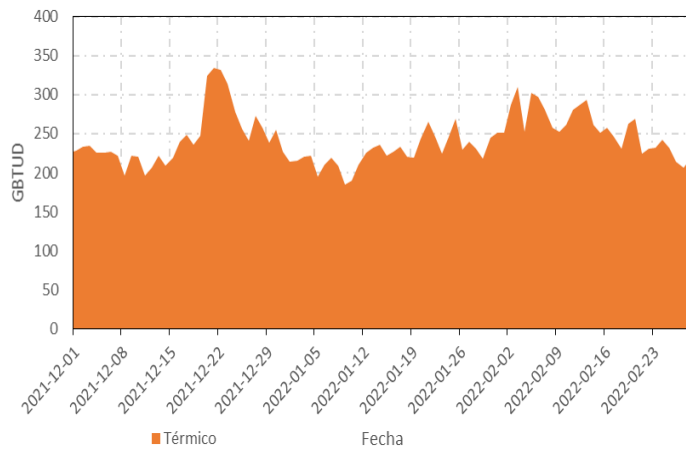


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



- Sector térmico:

Figura 39: Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.



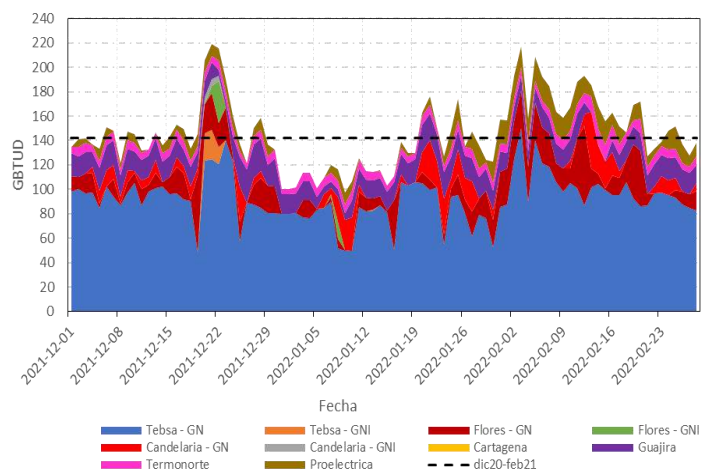
Durante el trimestre en análisis se presentan mayores consumos del 20 al 24 de diciembre y durante los primeros días de febrero, lo anterior explicado por un mayor despacho térmico durante esos días. El pico del trimestre fue de 334 GBTUD el día 22 de diciembre (ver Figura 39).

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

- Sector térmico – Costa:

Al observar en más detalle el consumo de gas para generación en la costa (Figura 40), éste fue en promedio de 146 GBTUD, 3% por encima del promedio en el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia el alto consumo durante el 20 al 24 de diciembre 2021 y para los primeros días de febrero 2022. Los consumos térmicos en la costa se vieron afectados durante el mantenimiento de Cupiagua, dónde disminuyó el consumo aproximadamente 30 GBTUD.

Figura 40: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.



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

Como puede observarse en la Tabla 17, durante el periodo de análisis los consumos para generación en la costa tuvieron una caída de 15% en enero 2022 con respecto a diciembre 2021. Así mismo, en el mes de febrero 2022 se incrementó en 30% con respecto a los consumos del mes de enero.



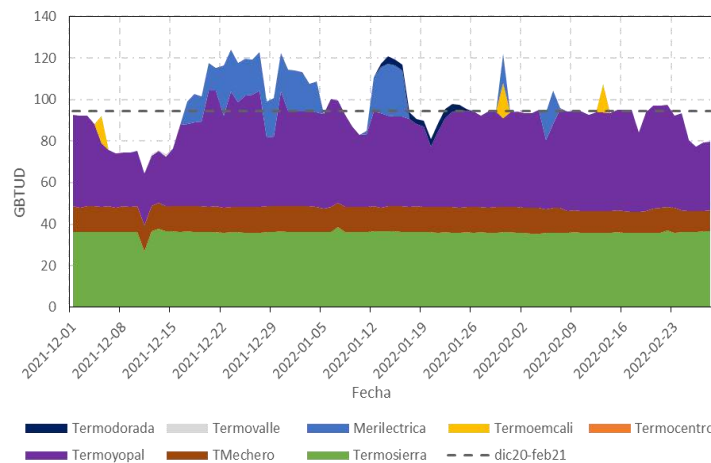
Tabla 17: Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis GBTUD.

Mes	Tebsa (GNN)	Tebsa (GNI)	Flores (GNN)	Flores (GNI)	Candelaria (GNN)	Candelaria (GNI)	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Total
Dic21	95.68	1.95	14.70	1.29	4.85	0.48	-	17.39	6.24	5.86	148.43
Ene22	80.40	0.03	9.45	0.52	8.97	-	-	15.53	6.33	5.37	126.59
Feb22	101.26	-	20.59	0.04	6.32	0.03	-	13.48	7.82	14.49	164.02

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

- Generación térmica – Interior:

Figura 41: Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.



En el interior se presentó un alto consumo térmico durante el periodo del 20 al 24 de diciembre 2021. Los consumos de gas para Termosierra no se vieron afectados por el mantenimiento en Cupiagua, tal y como puede se observa en la Figura 41.

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

El 56% de los consumos para generación térmica en el interior correspondieron a Termoyopal y Termomechero, la primera ha presentado algunas variaciones; el consumo de Termosierra representó un 37% del total (ver Tabla 18).

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

Mes	Merilectrica	Termocentro	Termodorada	Termoemcali	Termosierra	Termovalle	Termoyopal	Termomechero	Total
Dic21	8.15	-	0.00	0.43	35.98	0.08	39.09	12.26	96.00
Ene22	6.23	-	1.29	0.55	36.23	-	43.19	12.20	99.68
Feb22	1.08	-	-	0.49	35.95	-	44.27	10.99	92.78

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



3. Mercado de Energía Eléctrica

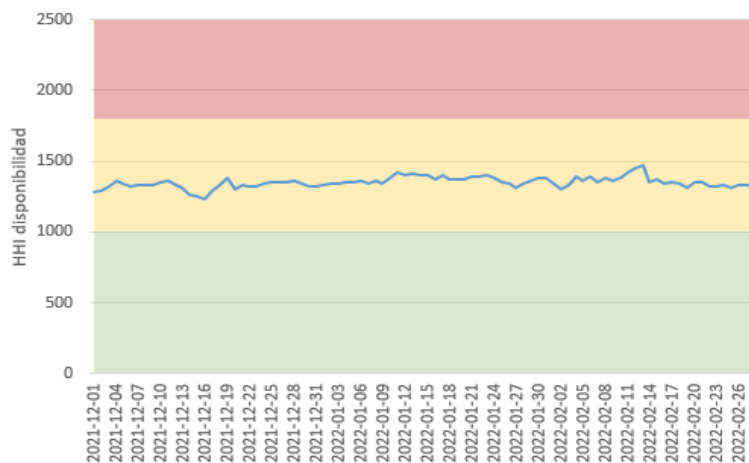
Este capítulo desarrolla análisis de los indicadores de poder de mercado, análisis de costo de restricciones, indicadores para los agentes generadores y comercializadores; además de variables tales como la composición de energéticos para atender la demanda, variaciones en demanda, disponibilidad de activos de generación y transmisión y disponibilidad de recurso hidroeléctrico mediante análisis de embalses y aportes.

3.1. Análisis de indicadores, contratación y restricciones

3.1.1. Indicadores de concentración (HHI)

3.1.1.1. Disponibilidad Real

Figura 42: HHI disponibilidad



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El HHI para disponibilidad real observado durante el periodo, corresponde a un nivel medio de concentración, con un promedio de 1349,53 (ver Figura 42).

Se considera un nivel alto de concentración si el indicador está por encima de 1800 y medio entre 1000 y 1800.

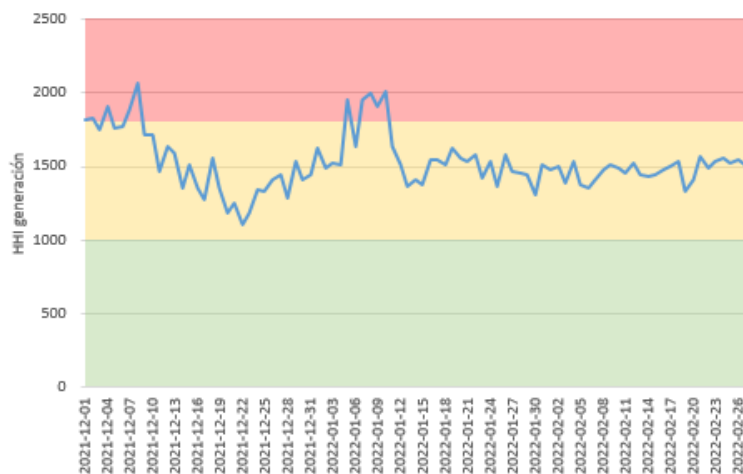
El valor mínimo del indicador fue el 16 de diciembre de 2021, con un valor de 1235,66, y el valor máximo se presentó el 13 de febrero, cuando tuvo un valor de 1471,02.



3.1.1.2. Generación Real

El Indicador HHI para la generación real, inició en diciembre con un valor de 1812 - en un nivel alto de concentración- disminuyendo en la medida que el precio de bolsa aumentó (ver Figura 43). Esto se dio por que entraron en merito recursos de generación térmicos (carbón y en menor medida gas), los cuales pertenecen a diferentes empresas generadoras. El valor mínimo de HHI fue de 1100,15, el 22 de diciembre de 2021. Después de esto el indicador aumentó nuevamente, hasta llegar a 2006,02 en enero 10 de 2022, concentrando la generación en un número menor de agentes que cuentan con portafolio de generación hidráulica. No obstante, dado que el precio de bolsa se estabilizó en un precio superior a las plantas de carbón, el indicador se estabilizó alrededor de 1475,27 desde el 20 de enero hasta finalizar el trimestre analizado. En total, durante 10 días el HHI fue superior a 1800.

Figura 43 HHI Generación Real



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En total, durante 10 días el HHI fue superior a 1800.

3.1.1.3. HHI Fijaciones

Durante el trimestre analizado, doce agentes fijaron el precio de bolsa. Para diciembre, cuatro agentes (CHIVOR, EMGESA, ISAGEN y EPM) fijaron el 93% de las veces los precios de bolsa. Así mismo, durante enero de 2022, estos mismos agentes tuvieron el 88% de las fijaciones. Para febrero de 2022, los agentes EPM, ISAGEN, EMGESA y CELSIA fueron responsables de un 96,43% de las fijaciones del precio de bolsa del mes, siendo la CELSIA la empresa que reemplazo en participación a CHIVOR para este mes debido a las ofertas presentadas por este último agente (ver Tabla 19).

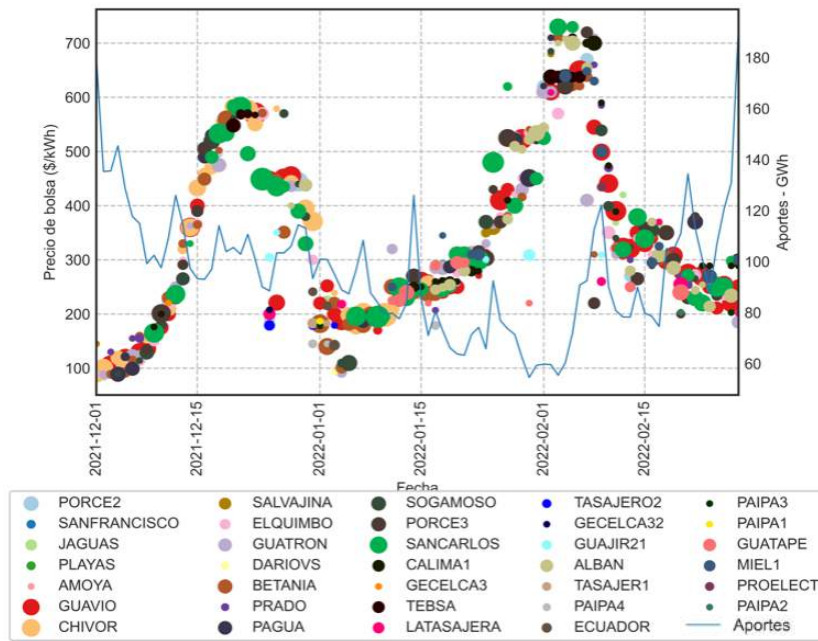
Tabla 19 Porcentaje de participación en las fijaciones por agente

	EPM	ISAGEN	EMGESA	CHIVOR	CELSIA	GECELCA	TEBSA	OTROS
dic-21	12,63%	20,83%	38,71%	20,83%	3,23%	0,81%	1,34%	1,61%
ene-22	16,26%	26,61%	36,16%	9,41%	8,60%	0,67%	0,00%	2,28%
feb-22	17,71%	25,45%	41,67%	0,00%	11,61%	0,15%	2,68%	0,74%

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



Figura 44 Fijación precios de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el trimestre, se dieron dos momentos donde el precio de bolsa aumentó de forma significativa en relación con los precios establecidos a principios de diciembre, pasando de cerca de 100 \$/kWh los primeros días de diciembre, a ser superiores a 500 \$/kWh desde el 15 de diciembre de 2021 y superiores a 600 \$/kWh desde el 1 de febrero de 2022. Se observa, que este aumento sucedió cuando varias plantas hídricas de varios agentes, aumentaron sus precios (ver Figura 44).

De manera particular se observa que los precios fueron superiores a 250 \$/KWh desde el 14 de diciembre hasta el primero de enero de 2022, teniendo una disminución entre el 24 y 25 de diciembre, producto de la reducción en la demanda propia de las fiestas de fin de año. Así mismo, a partir del 14 de febrero, se observaron nuevamente aumentos en los precios de bolsa por encima de 250 \$/kWh, retornando a este valor solo hasta desde febrero 17 de 2022. Es de resaltar que 34 plantas fijaron el precio de bolsa durante el periodo. De ellas 11, fueron plantas de generación térmica.

Ocho plantas tuvieron el 75% de las fijaciones. Estas fueron Guavio (486 fijaciones), San Carlos (351 fijaciones), Chivor (225 fijaciones), Betania (163 fijaciones), Porce III (129 fijaciones), El Quimbo (100 fijaciones), Guatrón (100 fijaciones) y Sogamoso (100 fijaciones).

En cuanto a la participación por agente, EMGESA fue el agente que más fijó el precio de bolsa durante el periodo, seguido de ISAGEN, EPM y CHIVOR (ver Tabla 20).



Tabla 20. Participación en las fijaciones por agente

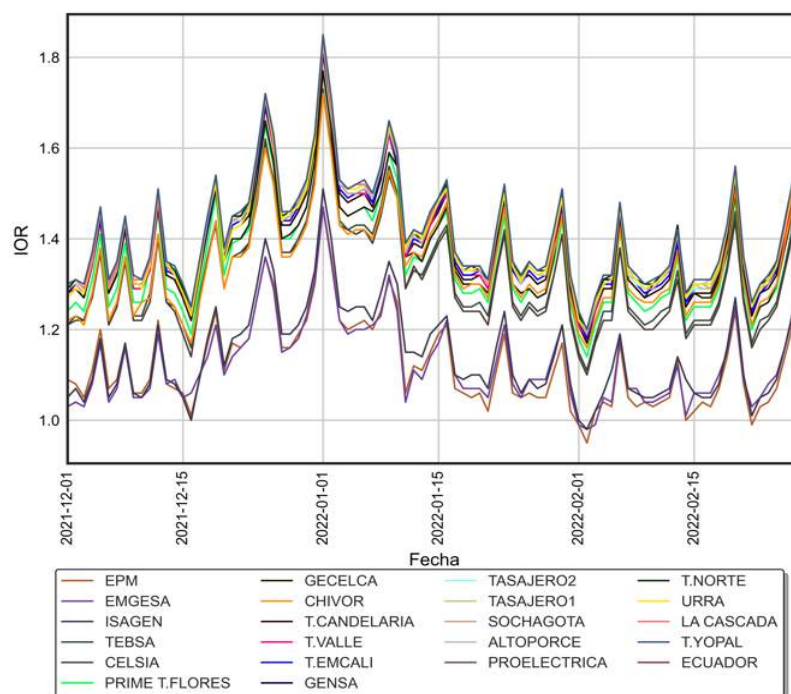
Agente	dic -2021	ene-22	Feb-22
EMGESA	38,52	36,16	41,67
ISAGEN	21,17	26,61	25,45
Chivor	21,17	9,41	0
EPM	12,84	16,26	17,71
CELSIA	2,46	8,6	11,61
TEBSA	1,37	0	2,68
GECELCA	0,82	0,67	0,15
TASAJERO2	0,68	0,13	0
OTRO	0,97	2,16	0,73

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

Dados los aumentos significativos del precio de bolsa durante el periodo, el análisis detallado se presenta en el Capítulo 4.

3.1.2. Índice de Oferta Residual

Figura 45 Índice de oferta residual



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En la Figura 45 se observa que durante el trimestre, tres agentes tuvieron el IOR menor a 1 en algunos días. Para EPM, este indicador fue inferior o igual a 1 en febrero 1, 2, 14 y 22 de 2022. Para EMGESA, el mismo fue menor o igual a 1 en fechas 1, 2 y 3 de febrero. Para ISAGEN, el IOR fue menor o igual a 1 en fechas 1 y 2 de febrero.

Que el indicador este por debajo de 1 indica la posibilidad que un agente pueda ejercer poder de mercado; sin embargo, se aclara que esto no quiere decir que necesariamente se haya ejercido esa posibilidad; frente a lo cual se deben realizar análisis adicionales.



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

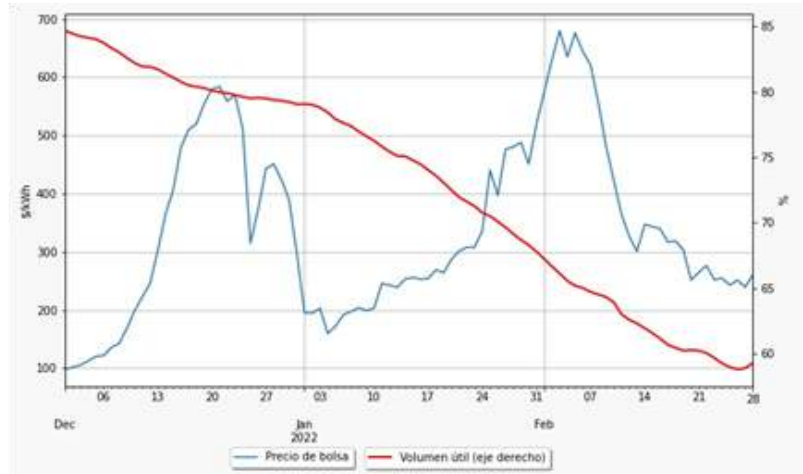
3.1.3.1. Precio de Bolsa Vs Volumen Útil

El volumen útil inició en diciembre 1 de 2021 en 14253,8GWh, equivalente a un 84,66% del embalse agregado nacional, disminuyendo en promedio 0,26% por día durante la primera quincena de este mes, el aumento de los precios de bolsa produjo un efecto de reducción en este nivel de desembalsamiento a 0,11% por día en promedio (ver Figura 46).

Una vez disminuyó el precio de bolsa, el desembalsamiento aumentó nuevamente. Durante enero hasta finales de febrero, el volumen útil disminuyó en promedio 0,36% por día, llegando a su mínimo en febrero 26 cuando comenzó a aumentar a razón de 0,27% diario.

Es de resaltar que, debido al aumento de la demanda durante enero, el aumento en el precio de bolsa durante la segunda quincena de enero y primera de febrero, no tuvieron impacto en la disminución de velocidad de desembalsamiento del sistema.

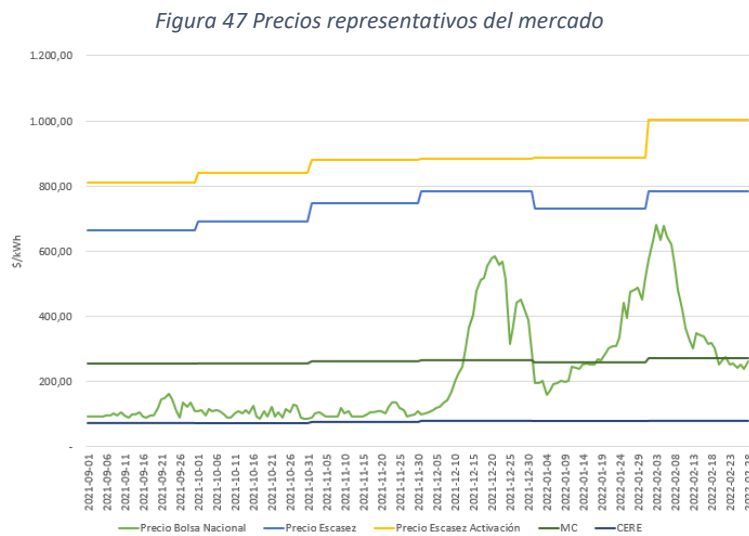
Figura 46 Precio de bolsa y Volumen útil



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



3.1.3.2. Precios Representativos del Mercado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el trimestre, el precio de bolsa tuvo cambios significativos comparados contra el trimestre anterior. El promedio para el trimestre diciembre 2021 a febrero 2022 fue de 339,55 \$/kWh, mientras que para el trimestre anterior, dicho promedio fue de 105,28 \$/kWh (Ver Figura 47).

El MC promedio del trimestre fue 265,24 \$/kWh, 2,8% por encima del promedio del trimestre anterior (257,79 \$/kWh). El incremento del MC de enero a febrero de 2022, fue el mayor del trimestre, siendo de 5,72%, o comparado contra el último mes del trimestre anterior, MC de noviembre de 2022, fue de 4,12%. Por su parte el

CERE, tuvo un valor promedio de 79,18 \$/kWh durante el trimestre. La Tabla 21 presenta una comparación de los precios promedio de bolsa contra el CERE y el MC. Se puede observar que, el porcentaje del precio de bolsa comparado contra el CERE fue superior a 258,61% en todos los meses del trimestre, muy superior a los del trimestre anterior. Así mismo, el precio de bolsa promedio, comparado contra el MC fue inferior al 57% del mismo en el trimestre anterior, mientras que en el trimestre diciembre 2021 a febrero de 2022 el mismo fue superior al menos en un 12,40%.

Tabla 21: Precios de bolsa promedio vs MC y CERE

Mes	Promedio mes PB (\$/kWh)	CERE (\$/kWh)	MC (\$/kWh)	%PB mayor al CERE	%PB vs MC
sep-21	108,02	74,13	254,28	45,72%	-57,52%
oct-21	103,75	70,92	257,23	46,29%	-59,66%
nov-21	104,13	76,31	261,87	36,45%	-60,24%
dic-21	335,42	78,23	266,10	328,73%	26,05%
ene-22	289,89	80,84	257,90	258,61%	12,40%
feb-22	399,11	78,46	272,67	408,66%	46,37%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

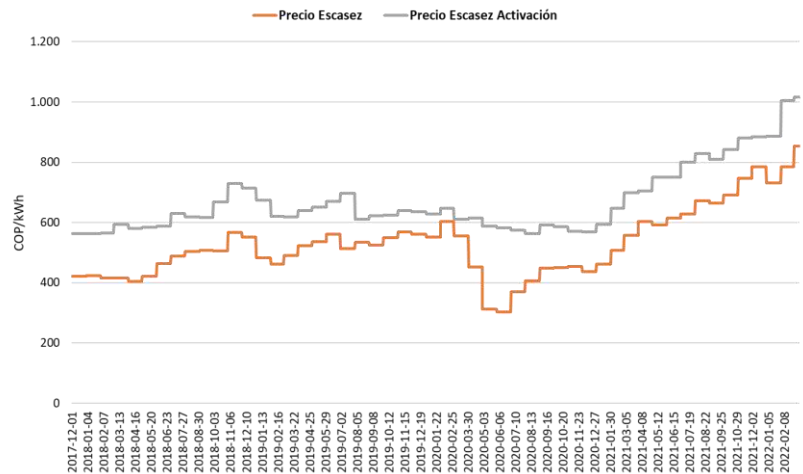


- Precio Marginal de Escasez

La Resolución CREG 140 de 2017 establece que el Precio de Escasez de Activación (PEa) es el valor máximo entre el Precio Marginal de Escasez (PME) y el Precio de Escasez calculado según la resolución CREG 071 de 2006. Así mismo, la Resolución define la metodología de cálculo del PME incluyendo las variables involucradas como es el caso del Costo Referencia (C.Ref.) de los combustibles.

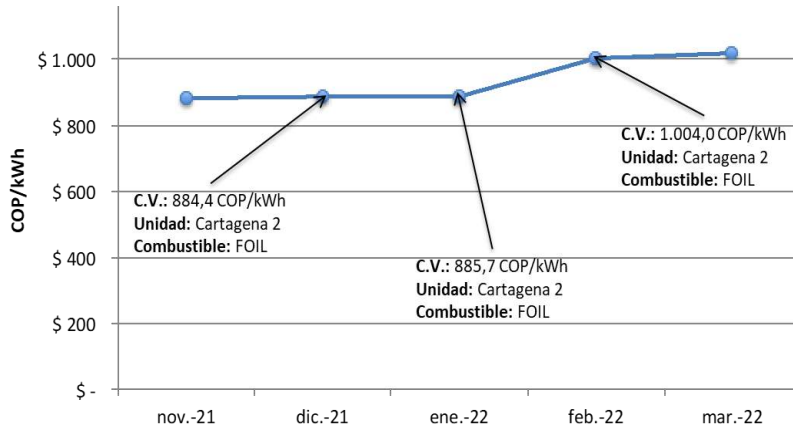
De la Figura 48 se puede establecer que desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 140 de 2017 el PEa siempre ha estado definido por el Precio Marginal de Escasez.

Figura 48: Histórico: Precio Escasez y Precio de Escasez de Activación



Fuente: Portal Sinergox – XM.

Figura 49: Precio Escasez de Activación



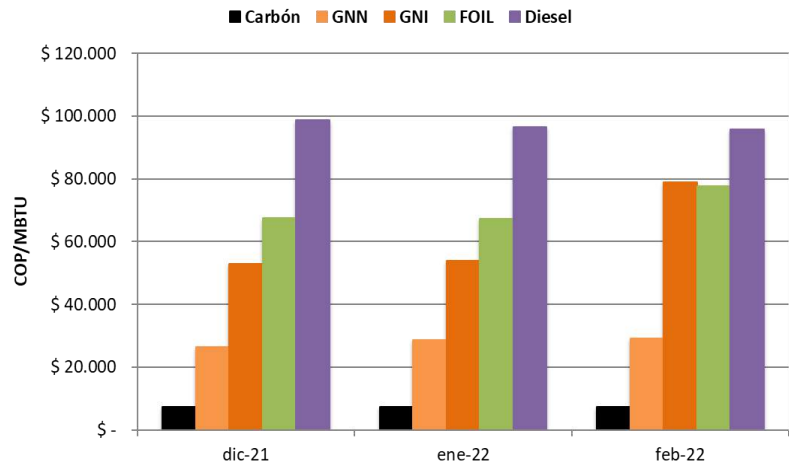
Fuente: Portal Sinergox – XM.

Al revisar la formación del Precio Marginal de Escasez del trimestre de análisis se encuentra que en todos los casos el precio estuvo definido por los Costos Variables (CV) asociados a la unidad de generación Cartagena 2, cuyo combustible de respaldo declarado para atender sus Obligaciones de Energía Firme (OEF) fue FOIL (ver Figura 49).



De manera detallada se revisa la evolución de los Costos de Referencia de los combustibles utilizados para respaldar las OEF (ver Figura 50), donde se encuentra que el carbón es el energético con el C.Ref. más bajo, con un valor medio trimestral inferior a 10.000 COP/MBTU, en contraste se encuentra el Diesel con un valor medio que supera los 95.000 COP/MBTU. De los datos se resaltan dos cosas en el mes de febrero; en primer lugar, que el costo del GNI supero al costo del FOIL y, en segundo lugar, el alto incremento del costo de estos dos energéticos.

Figura 50: Costo de Referencia de los combustibles para cálculo de PEa.



Fuente: Elaboración propia con data de XM.

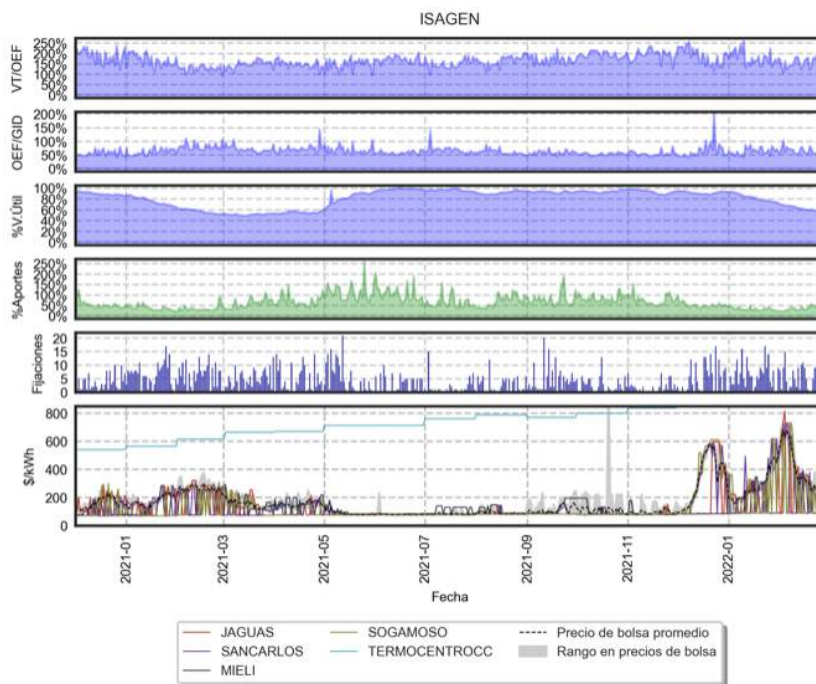
Es importante señalar que, el Precio Marginal de Escasez de los últimos meses ha sido establecido por una unidad de generación que utiliza FOIL como combustible; sin embargo, se aclara que hay plantas con combustible de GNI que están por encima del costo de las plantas que utilizan el FOIL.



3.1.3.3. Análisis indicadores por agentes

- ISAGEN

Figura 51 Comparación variables ISAGEN



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el trimestre analizado, las ventas totales de energía de ISAGEN (contratos más bolsa) fueron en promedio 74% superiores frente a sus obligaciones de energía firme del periodo. Por su parte, las obligaciones de energía firme de este agente, fueron en promedio, un 66% de su generación ideal (ver Figura 51).

agente fueron del 52,82% de su percentil 95 del histórico en promedio para diciembre de 2021, 33,63% durante enero de 2022 y 37,28% durante febrero del mismo año. Ahora bien, al comparar con los aportes del año inmediatamente anterior con el percentil 95 del histórico, fue del 55,05% para diciembre de 2020, 38,79% para enero de 2021 y 36,59% para febrero de 2021, es decir para este trimestre fueron inferiores al trimestre del año anterior.

En relación al volumen útil, ISAGEN tuvo un promedio de 91,93% durante diciembre, disminuyendo a 82,76% en promedio durante enero, y 62,61% en promedio durante febrero. Es de resaltar, que el volumen útil agregado es similar tanto para diciembre de 2021 (89,97%) como para diciembre de 2020. Por su parte, los aportes del

Al comparar los precios ofertados de este agente para el trimestre diciembre 2021-febrero 2022, comparado contra el año inmediatamente anterior, se observa que los precios ofertados entre diciembre de 2020 y febrero de 2021, no superaron en su mayoría, los 300 \$/kWh, mientras que, para el periodo actual, los precios llegaron a superar los 700 \$/kWh, con algunas de ellas, llegando cerca de los 800 \$/kWh. El análisis detallado del comportamiento de los agentes y sus precios de oferta durante el trimestre analizado, se presenta en el numeral 5 del presente boletín.



- EMGESA

Para EMGESA, las ventas totales representaron 17,15% más que sus obligaciones de energía en firme durante el periodo diciembre de 2021 a febrero de 2022 (ver Figura 52).

Por su parte, las OEF de EMGESA fueron muy similares a su generación ideal promedio, siendo las OEF tan solo 0,11% superior a la generación ideal.

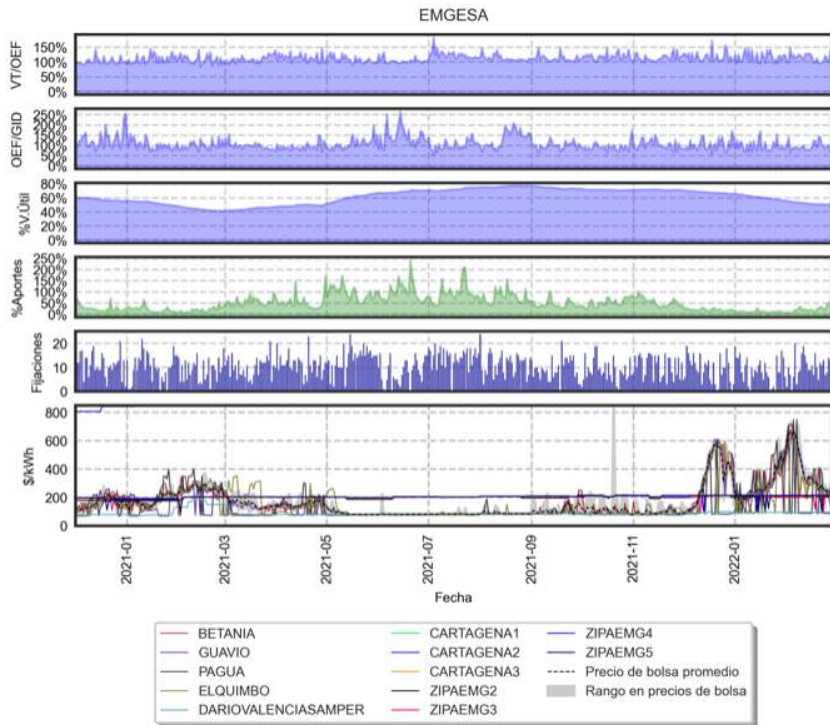
EMGESA tuvo un volumen útil promedio de 68,15% durante diciembre, disminuyendo a 61,04% en promedio durante enero, y 52,51% en promedio durante febrero. Comparado contra el año inmediatamente anterior, el volumen útil fue superior para los tres meses; en diciembre de 2021, el volumen útil de este agente fue 58,15%, para enero de 2021 fue de 53,04% y para febrero de 2021 fue de 44,18%.

Por su parte, los aportes del agente fueron del 21,85% de su percentil 95 histórico en promedio para diciembre de 2021, 12,75% durante enero y 25,77% durante febrero de 2022. Así mismo, para este agente, los aportes para el año inmediatamente anterior, fueron mayores a los registrados durante este trimestre; para diciembre de 2020, los aportes fueron de 28,57%, para enero de 2021 fueron de 22,46% y para febrero de 2021 fueron de 21,03%.

Para este agente se observa que, para el año inmediatamente anterior, sus ofertas de precios más altos durante el trimestre diciembre-febrero, llegaron hasta 400 \$/kWh, mientras que, para este año, las ofertas de precios llegaron a 600 \$/kWh durante diciembre de 2020 y a cerca de 700 \$/kWh durante en febrero de 2022.

El análisis detallado del comportamiento de los agentes y sus precios de oferta durante el trimestre analizado, se presenta en el numeral 5 del presente boletín.

Figura 52 Comparación de variables EMGESA

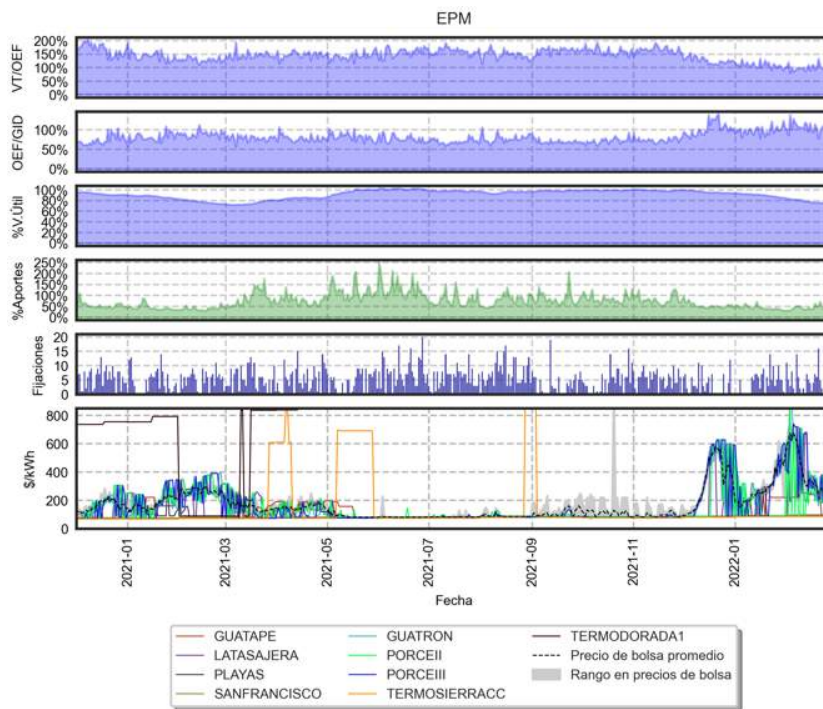


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



- EPM

Figura 53 Comparación de variables EPM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las ventas totales de EPM en el periodo analizado, fueron en promedio un 12,42% superiores a sus obligaciones de energía en firme.

De otra parte, las obligaciones de energía en firme, fueron un 2,61% por encima de la generación ideal de este agente durante el trimestre. Es de resaltar, que se observa un cambio en las OEF la cual afecta los dos indicadores anteriormente mencionados. Este cambio, se da principalmente por la adición de las OEF relacionadas con el proyecto Hidroituango (ver Figura 53).

EPM tuvo un volumen útil promedio de 96,44% durante diciembre, disminuyendo a 90,27% en promedio durante enero, y 78,62% en promedio durante febrero. Esto fue superior para todos los meses

comparado con el año inmediatamente anterior, es decir, para diciembre de 2020, el volumen útil alcanzado fue de 92,93%, para enero de 2021 fue de 87,68% y para febrero de 2021 fue de 77,73%.

Los aportes del agente fueron del 54,44% de su percentil 95 historico en promedio para diciembre de 2021, 44,12% durante enero de 2022 y 43,51% durante febrero de 2022. Así mismo, los aportes para los mismos meses del año inmediatamente anterior, fueron algo mayores para los meses de diciembre y enero; para diciembre de 2020, los aportes fueron de 56,08%, para enero de 2021 fueron de 44,80% y para febrero de 2021 fueron de 40,51%. Para el mes de febrero los aportes de este año fueron mayores que los del año inmediatamente anterior.

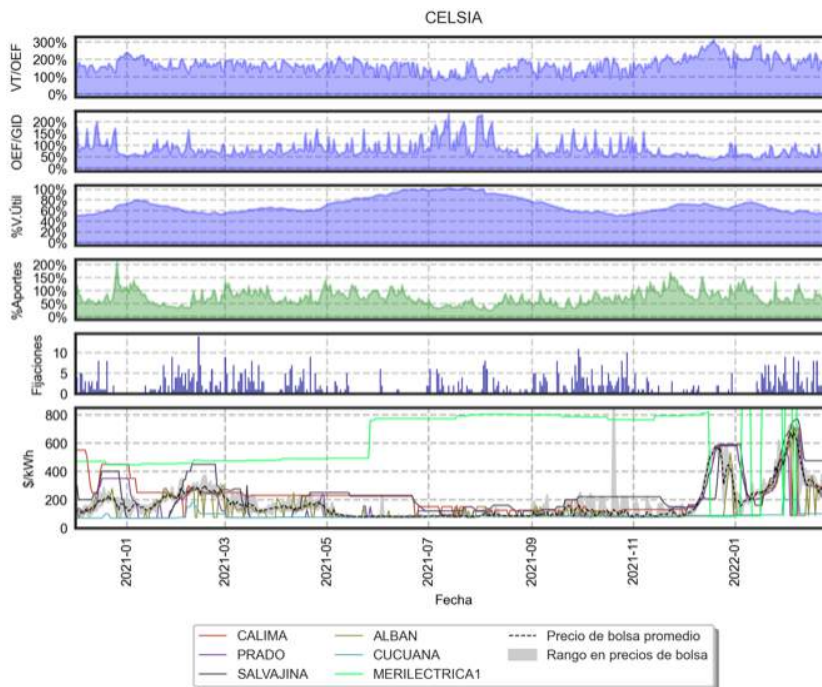
El análisis detallado del comportamiento de los agentes y sus precios de oferta durante el trimestre analizado, se presenta en el numeral 5 del presente boletín.

- CELSIA

Durante el trimestre, las ventas totales del agente fueron en promedio 114,20% superiores a sus obligaciones de energía firme (ver Figura 54).



Figura 54 Comparación de variables CELSIA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En relación a las obligaciones de energía firme, las mismas fueron 60,92% inferiores a su generación ideal en promedio durante el trimestre diciembre 2021 a febrero 2022. En cuanto al volumen útil de CELSIA, para el mes de diciembre de 2021 fue de 69,31%, para enero de 2022, el mismo fue de 68,52% y para febrero fue de 57,41%. Al compararlo con el año inmediatamente anterior, para diciembre el volumen útil del trimestre actual fue mayor (en diciembre 2020 el volumen útil fue de 58,66%), para enero, el volumen actual fue menor (en enero de 2021 fue 72,52%) y para febrero fue mayor para este año (en enero de 2021 fue de 56,82%). Por su parte, los aportes comparados del trimestre actual con

los meses equivalentes del año inmediatamente anterior, muestran que los aportes para este año fueron más altos que para el trimestre diciembre 2020 a febrero 2021. Los aportes para diciembre de 2021 fueron 85,93% mientras que para 2020 fueron 81,18%; para enero de 2022 fueron 82,36% y para enero de 2021 fueron de 69,08% y para febrero de 2022 fueron de 86,96% mientras que para febrero de 2021 fueron de 62%.

Al comparar los precios de oferta de los trimestres diciembre de 2020 a febrero de 2021 con los del trimestre actualmente analizado, se observa que el agente tuvo en sus ofertas para el mes de diciembre de 2020, algunas plantas con precios superiores a 450 \$/kWh. Así mismo, para el mes de febrero de 2020, una planta hídrica de este agente superó los 400 \$/kWh. Para el mes de diciembre 2021, las plantas de este agente aumentaron a cerca de 600 \$/kWh y para el mes de febrero, algunas de sus plantas estuvieron por encima de 700 \$/kWh.

- CHIVOR

Para el agente CHIVOR, las ventas totales de este agente para el trimestre fueron en promedio 68,64% superiores a sus obligaciones de energía en firme.

En cuanto a su porcentaje de energía firme vs su generación ideal, se observa que durante diciembre de 2021 y enero de 2022 su generación ideal disminuyó para varios días de forma significativa, haciendo que el indicador aumentara correspondientemente, asumiendo algún riesgo potencial, si el precio de escasez de activación fuera menor a su precio ofertado. Para el mes de febrero de 2022, sus obligaciones de energía firme diarias fueron cerca del 64,96% de su generación ideal diaria (ver Figura 55).

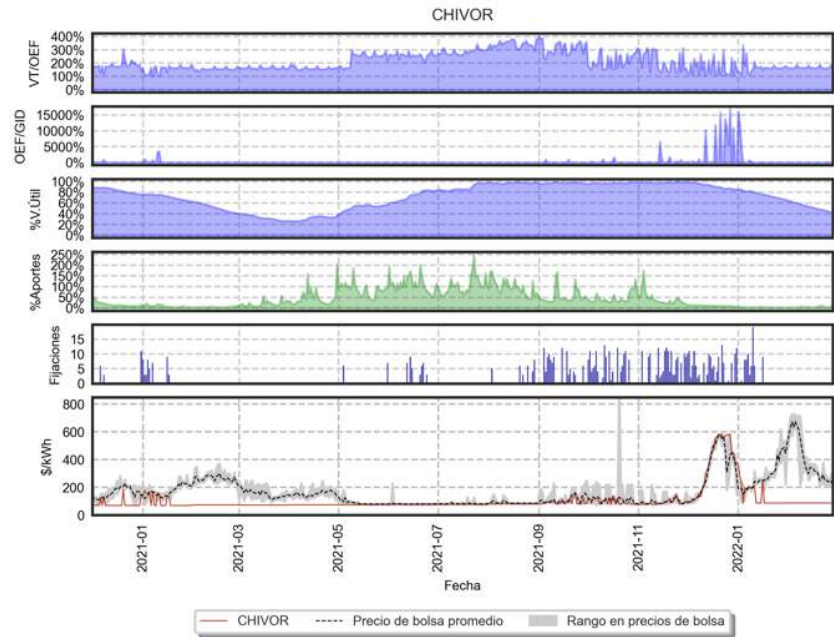


Para el mes de diciembre de 2021, el volumen útil promedio fue de 92,08%, más alto que diciembre de 2020 cuando fue de 83,63%. Así mismo, para el mes de enero de 2022, el volumen útil promedio fue de 76,06%, mientras que, para el mismo mes del año inmediatamente anterior, este promedio fue de 71,37%. Para el mes de febrero de 2022, el volumen útil fue en promedio 52,85% y para febrero de 2021, este fue de 51,57%. Es decir, en todos los meses del trimestre actualmente analizado, el volumen útil fue mayor que el mismo trimestre del año inmediatamente anterior.

En cuanto a los aportes, para el trimestre analizado los aportes fueron menores a los aportes del mismo trimestre del año inmediatamente anterior. Para diciembre de 2021, los mismos estuvieron en un 10,94% del percentil 95 histórico, para enero, estuvieron en 4,35% y para el mes de febrero de 2022 estuvieron en 5,95%, mientras que para diciembre de 2020 los aportes estuvieron en 17,81%; en enero, estuvieron en 9,39% y en febrero en 5,61%.

Para este agente, con un único recurso de generación, sus precios ofertados aumentaron a cerca de 600 \$/kWh en diciembre, mientras para enero y febrero, dichos precios fueron en general inferiores a 200 \$/kWh.

Figura 55 Comparación de variables CHIVOR

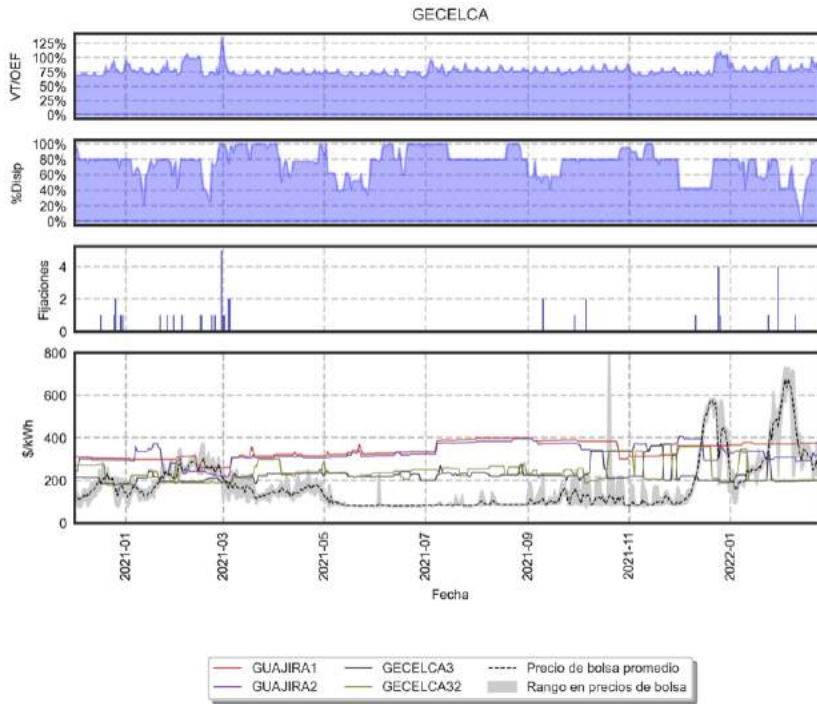


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



- GECELCA

Figura 56 Comparación variables GECELCA



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El agente disminuyó parcialmente, y en al menos uno de los días fue inferior al 20% de su capacidad efectiva neta.

El porcentaje de ventas totales contra OEF para GECELCA, fue de 82,03% en promedio en el trimestre diciembre 2021 a febrero de 2022 (ver Figura 56).

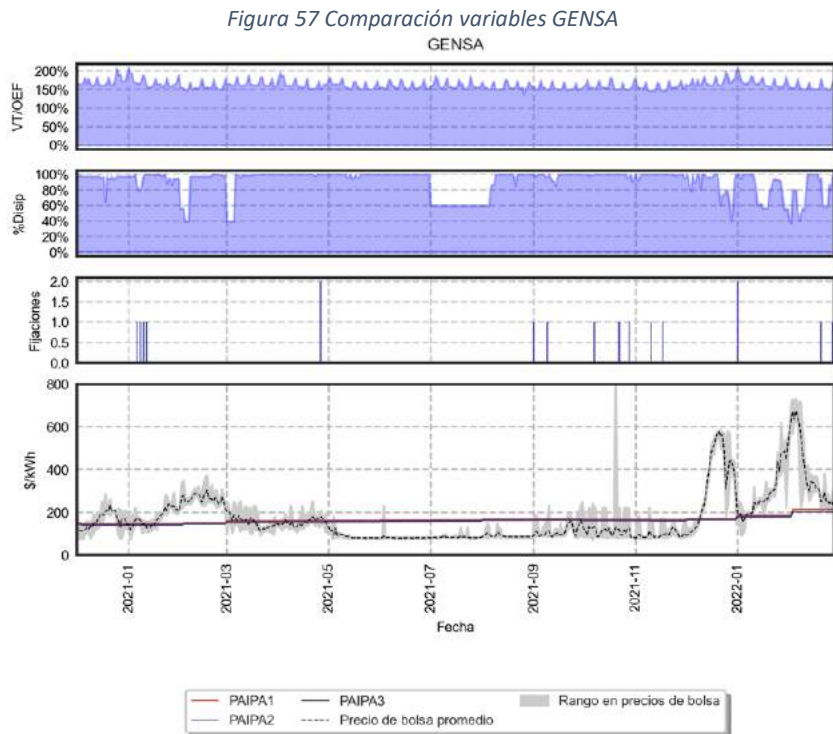
En cuanto a la disponibilidad para diciembre de 2021 fue de 55,10% de su capacidad efectiva neta, para enero de 2022 fue de 70,33% y para febrero de 2022 fue de 54,14%, siendo la misma, inferior a la disponibilidad real en el mismo trimestre del año inmediatamente anterior, en la que tuvo 80,53 para diciembre de 2020, 69,94% para enero de 2021 y 70,17 para febrero de 2021. Se observa que, para el mes de febrero de 2022, cuando el precio de bolsa aumentó por encima de 400 \$/kWh, la disponibilidad agregada del



- GENSA

La Figura 57 muestra variables comparativas para GENSA. Las ventas totales contra sus obligaciones de energía en firme diarias para GENSA, estuvieron en promedio 65,47% por encima de sus OEF.

En cuanto a la disponibilidad real, se observa para el trimestre, que, en los momentos en que el precio de bolsa aumentó de forma importante, su disponibilidad no se mantuvo cerca de 100%, sino que disminuyó entre un 40% y 60% de su capacidad efectiva neta.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.4. Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación

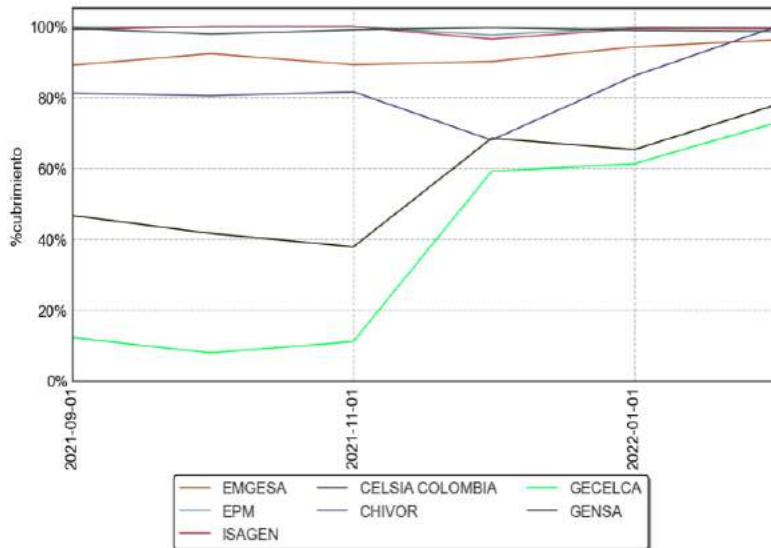
En esta sección se presentan varios indicadores para los agentes generadores.

- El indicador porcentaje de cubrimiento, representa el porcentaje de los respaldos con los que cuenta un agente generador para cubrir sus obligaciones que es diferente a bolsa.
- El indicador de generación para ventas, representa el porcentaje de generación ideal con que el agente cuenta, comparado contra sus ventas de energía en contratos. En este sentido, representa si su generación ideal es suficiente o no para cubrir sus obligaciones contractuales, y/o si tiene excedentes para vender en bolsa.



3.1.4.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

Figura 58 Porcentaje de cubrimiento agentes generadores (compras contrato+ gen propia)/(compras contrato +gen propia +Compras bolsa)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En la Figura 58, se observa la evolución de este indicador para los agentes generadores más representativos del periodo diciembre de 2021 a febrero de 2022.

Se observa que los agentes CELSIA, EMGESA, EPM e ISAGEN contaron con este indicador por encima del 90% durante el periodo. Por su parte CHIVOR lo aumento durante el trimestre, llegando a estar cubierto en febrero en cerca del 100%.

Así mismo, se observa que para GENSÁ, el indicador tuvo un valor inicial de 42% subiendo a un valor cercano al 80% al final del trimestre evaluado. Por su parte

para GECELCA, este indicador pasó de tener un promedio de 10,43% al inicio del trimestre, a tener un promedio de 64,42% en el trimestre diciembre 2021 a febrero 2022. Esto debido a que estos agentes cubren principalmente sus contratos con compras en bolsa cuando el precio de bolsa es bajo y cuando el precio de bolsa es alto, cubre estos contratos con generación propia.



3.1.4.2. Generación para ventas para agentes generadores

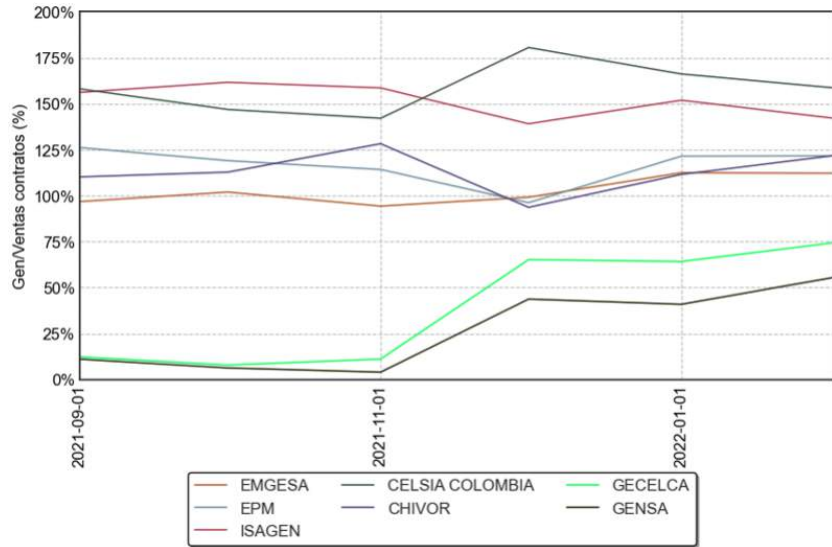
Para el periodo analizado, los agentes CELSIA e ISAGEN contaron con excedentes en generación ideal contra sus contratos, lo cual es un indicador de la capacidad de estos agentes para vender en bolsa.

Por su parte, EMGESA, EPM y CHIVOR, tuvieron este indicador cerca de 96% en diciembre, aumentándolo a cerca de 120% en enero de 2022.

Finalmente, los agentes GENSA y GECELCA aumentaron este indicador en el trimestre, pasando de un promedio de 8,7% en el trimestre anterior a un promedio de 57,3% durante el trimestre diciembre 2021 a febrero de 2022 (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Es de resaltar, que estos últimos, agentes cuyos recursos de generación son principalmente térmicos a carbón, aumentaron su generación de forma importante, debido al aumento del precio de bolsa, entrando en mérito durante el trimestre.

Figura 59 Generación ideal / Ventas en contratos

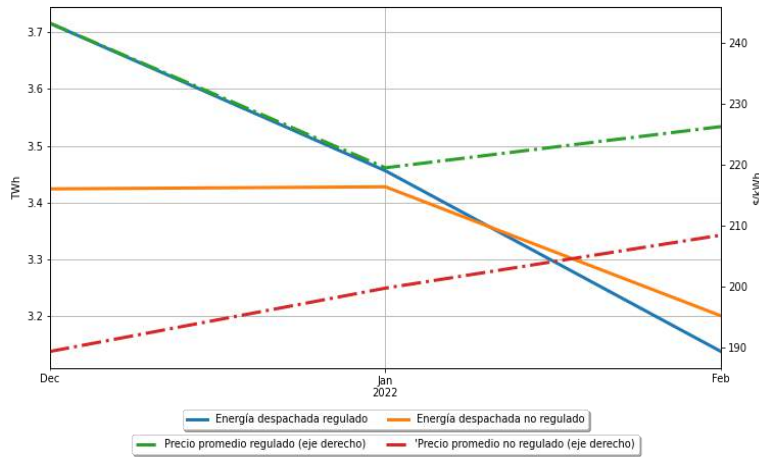


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



3.1.5. Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

Figura 60 resumen precios promedio y energía total por mercado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La información presentada en esta sección se basa en los archivos de despacho de contratos diarios elaborados por XM para la liquidación de los agentes.

Durante el trimestre se despacharon 1494 contratos, con una cantidad total de energía despachada de 20.36 TWh. En la Figura 60 se muestra un resumen de la cantidad de energía despachada por tipo de mercado y los precios promedio para cada uno de los meses. La energía despachada en el mercado regulado tiende a disminuir a lo largo del trimestre, pasando de 3.71 TWh-mes en diciembre a

3.13 TWh en febrero, mientras que el precio promedio baja en el periodo diciembre – enero, cerrando el trimestre con un promedio de 226.25 \$/kWh. Para el mercado no regulado se mantiene constante la energía despachada en el mes de diciembre y enero con 3.42 TWh-mes, disminuyendo para el mes de febrero a 3.2 TWh-mes. En tanto, el precio aumenta de manera sostenida pasando de 189.39 \$/kWh a 208.46 \$/kWh.

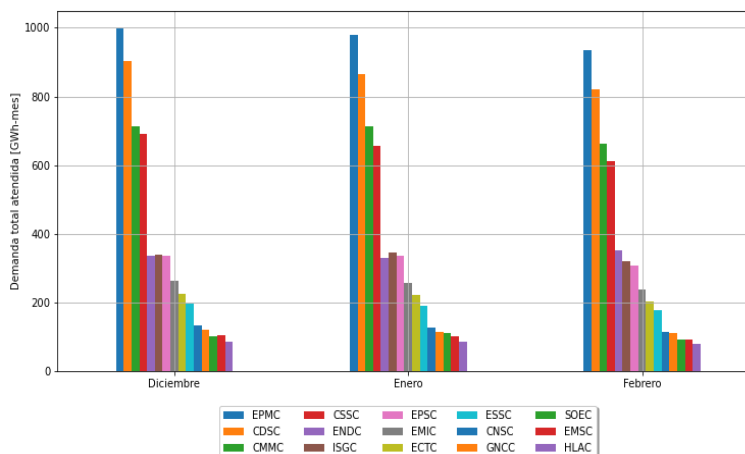
Por otra parte, en el trimestre de análisis finalizaron 537 contratos, de los cuales 378 corresponden al mercado regulado y 159 al mercado no regulado. Así mismo, iniciaron operación comercial 678 contratos, de los cuales 503 corresponden al mercado regulado y 178 al mercado no regulado.



3.1.5.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

El porcentaje de cubrimiento de comercializadores independiente de la demanda atendida (regulada y no regulada) representa la cantidad de demanda que los agentes tienen cubierta por contratos, de tal manera que los usuarios atendidos no se vean expuestos a la volatilidad de los precios de bolsa. Para este análisis se toman los 15 comercializadores más grandes, los cuales se muestran en la Tabla 22. Por otro lado, en la Figura 61 se puede ver la energía total por cada comercializador para cada mes asociada a

Figura 61 demanda mensual atendida por comercializador



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

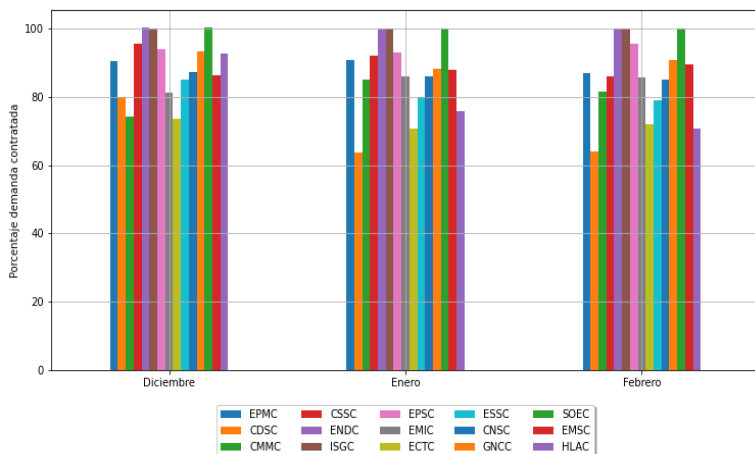
atención de demanda, en esta se ve que el comercializador EPM es el que más atiende demanda en el sistema, con una energía mensual cercana a los 1000 GWh-mes en diciembre y 934 GWh-mes para febrero.

Tabla 22: ranking de agentes con mayor atención de demanda

Ranking	Código SIC	Nombre
1	EPMC	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
2	CDSC	CODENSA S.A. E.S.P.
3	CMMC	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
4	CSSC	AIR- E S.A.S. E.S.P.
5	ENDC	EMGESA S.A. E.S.P.
6	ISGC	ISAGEN S.A. E.S.P.
7	EPSC	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
8	EMIC	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
9	ECTC	ECOPETROL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.
10	ESSC	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
11	CNSC	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
12	GNCC	VATIA S.A. E.S.P.
13	SOEC	SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P
14	EMSC	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
15	HLAC	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.



Figura 62 porcentaje de cobertura de agentes comercializadores



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

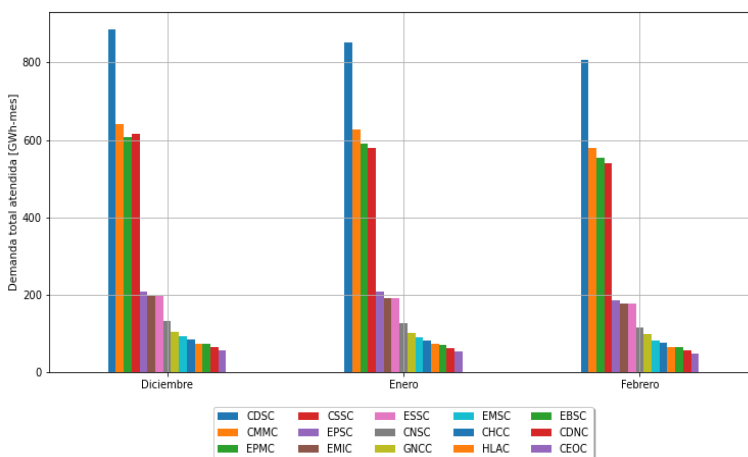
La Figura 62 muestra los niveles de cobertura de los comercializadores, tomando en cuenta la energía que cada comercializador tiene contratada respecto a su demanda atendida. De la figura podemos destacar que los agentes Emgesa, Isagen y South32 cubren completamente su demanda con contratos. Codensa por su parte presenta los niveles más bajos de cobertura, pasando de 79% en el mes de diciembre a 63% en los meses de enero y febrero, seguido de Ecopetrol y finalmente Electrificadora del Huila.

3.1.5.2. Porcentaje de cubrimiento de agentes en el mercado regulado

Para este análisis nuevamente se toman los 15 comercializadores que más atienden demanda regulada, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 63.

En este caso Condensa aparece como el comercializador que más demanda regulada atiende con 886 GWh-mes para el mes de diciembre, 850 GWh para enero y 807 GWh-mes para febrero. En la Tabla 23 se muestra el ranking de los agentes comercializadores para facilidad de visualización de las gráficas.

Figura 63 Demanda regulada atendida por comercializador



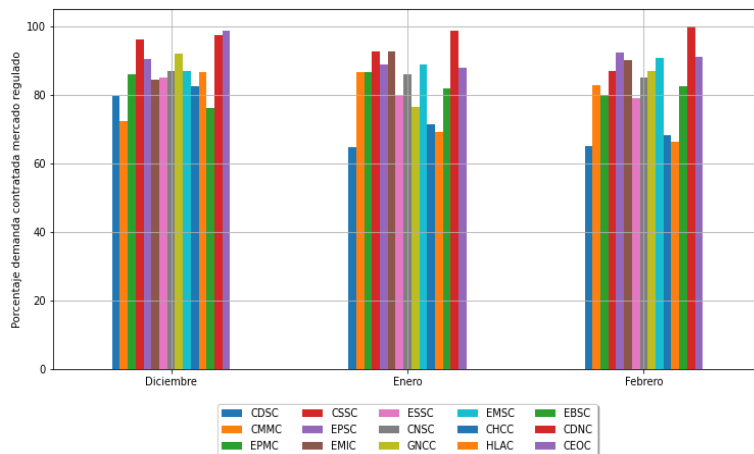
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Tabla 23: Comercializadores atienden demanda regulada

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

Figura 64. Demanda regulada atendida por comercializador



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Así mismo, la Figura 64 muestra los niveles de cobertura en el caso del mercado regulado; destaca que, de los agentes analizados, ninguno presenta cobertura menor al 64%.

Para el mes de diciembre, Caribemar de la Costa, Empresa de Energía de Boyacá y Codensa presentan los niveles más bajos de cobertura, con 72%, 76% y 79% respectivamente. En los meses de enero y febrero es Codensa quien posee la menor cobertura con 64%, seguido de Electrificadora del Huila con 69% y Central Hidroeléctrica de Caldas con 71%.

3.1.5.3. Caracterización de Contratos con destino al mercado regulado



En el caso de los contratos con destino al mercado regulado se tienen 955 contratos despachados, de los cuales 42 corresponden al tipo pague lo demandado y 913 al tipo pague lo contratado. En cuanto a los precios, los contratos tipo pague lo contratado presentan un precio promedio ponderado de 254.3 \$/kWh, mientras que los contratos tipo pague lo demandado muestran un promedio ponderado de 284.1 \$/kWh, lo que representa una diferencia de aproximadamente 30 \$/kWh entre los tipos de contrato. Así mismo, es importante resaltar que, de los contratos despachados, 18 contratos tipo pague lo contratado aparecen con un despacho de 0 kWh/día, mientras que en el tipo pague lo demandado son 16 los contratos que presentan un despacho de 0 kWh/día. En la Tabla 24 se muestra un resumen de los datos.

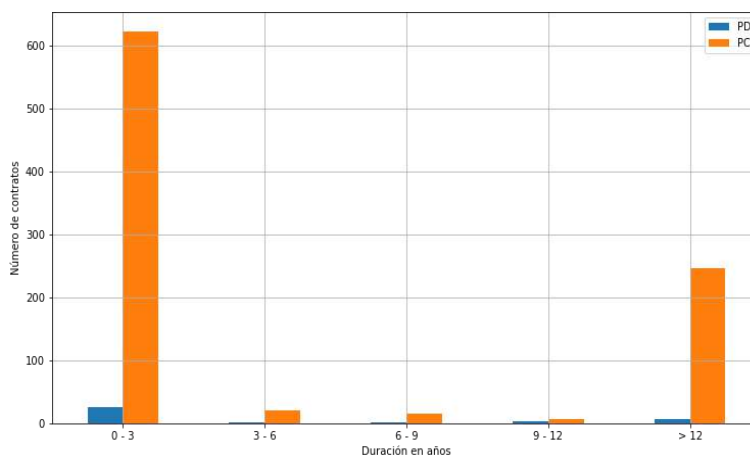
Tabla 24: resumen estadísticas mercado regulado

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	913	254,3	217.007	18
PD	42	284,1	211.36	16

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 65 se presenta una clasificación en función de la duración de los contratos en grupos de 0 a 3 años, 3 a 6 años, 6 a 9 años, 9 a 12 años y mayores a 12 años para los tipos pague lo contratado y pague lo demandado; en este sentido, se observa que la mayoría de los contratos tipo pague lo contratado y pague lo demandado están en la distribución de 0 a 3 años

Figura 65 Duración de contratos con destino al mercado regulado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.1.5.4. Caracterización contratos con destino al mercado no regulado

Para los contratos con destino al mercado no regulado, se tienen 541 contratos despachados, de los cuales 22 corresponden a tipo pague lo demandado y 519 a tipo pague lo contratado. En cuanto a los precios promedio ponderados, los contratos tipo pague lo contratado presentan un precio promedio de 245.63 \$/kWh, mientras que los contratos tipo pague lo demandado muestran un promedio de 213.04 \$/kWh, lo que representa una diferencia de aproximadamente 32 \$/kWh entre los tipos de contrato. Así mismo, es importante resaltar que, de los contratos despachados, 53 contratos tipo pague lo contratado aparecen con un despacho de 0 kWh/día,



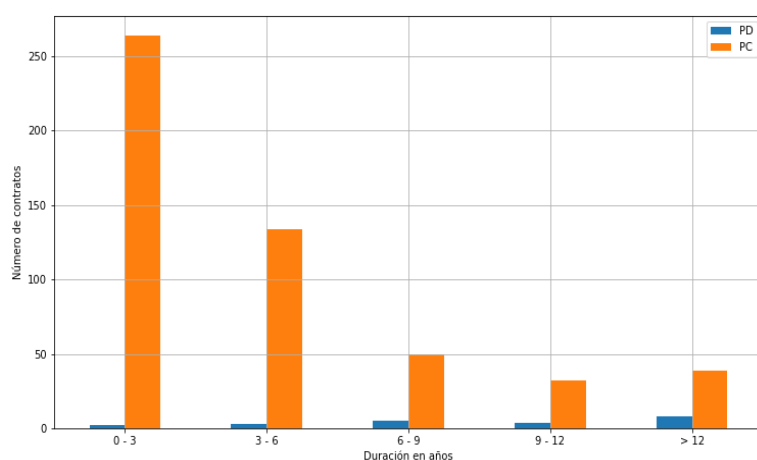
mientras que en el tipo pague lo demandado son 3 los contratos que presentan un despacho de 0 kWh/día. En la Tabla 25 se muestra un resumen de los datos.

Tabla 25: resumen estadísticas mercado no regulado

Tipo de despacho	Número de contratos	Precio promedio ponderado [\$/kWh]	Energía promedio [MWh/día]	Contratos no despachados
PC	519	245,63	222.49	53
PD	22	213,04	2200.32	3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 66. duración de contratos con destino al mercado no regulado



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

De la Tabla 25 se destaca, que si bien la cantidad de contratos tipo pague lo contratado es mucho mayor que los contratos pague lo demandado, la energía asociada a los contratos pague lo demandado es cercana a 10 veces la energía de pague lo contratado. Al revisar esta condición se encontró que para este tipo de contratos (pague lo demandado) son usados por grandes agentes integrados como EPM, Isagen y Emgesa para trasladar su energía de su agente generador a su agente comercializador, lo cual desvía el promedio hacia abajo.

Respecto a la duración de los contratos, en la Figura 66 se utiliza la misma clasificación que la usada para el mercado regulado, al cual que para el mercado regulado, la mayor cantidad de contratos tipo pague lo contratado está en horizonte de 0 a 3 años, no así para los contratos tipo pague lo demandado, en cuyo caso la mayor cantidad de contratos está en el horizonte superior a 12 años.

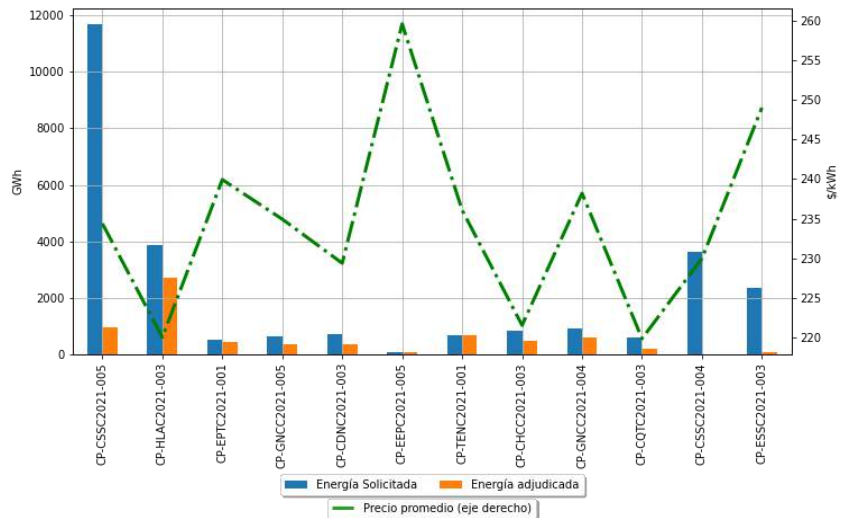


3.1.5.5. Convocatorias Presentadas en el SICEP

Para el análisis de la información reportada en el SICEP, se tomaron las convocatorias que tuvieron audiencia pública durante el trimestre diciembre 2021 – febrero 2022, de tal manera que en la Figura 67 se muestran las cantidades de energía solicitada y adjudicada para las convocatorias en estado cerrada y adjudicada, así como el precio promedio ponderado con el cual cerró la convocatoria.

Así mismo, en la Tabla 26 se presenta un resumen de todas las convocatorias.

Figura 67. Precios y energía adjudicada en el mecanismo SICEP



Fuente: Portal SICEP

Tabla 26 Resumen convocatorias SICEP

Convocatoria	Código SIC agente	Comercializador	Periodo a contratar	Estado	Energía solicitada [GWh]	Energía adjudicada [GWh]	Precio ponderado [\$/kWh]
CP-EDQC2021-003	EDQC	EDEQ	01/05/2022 al 31/12/2027	Abierta			
CP-CSSC2021-005	CSSC	Air-e	03/03/2022 al 31/03/2032	Cerrada y adjudicada	11666,55	959,42	234,39
CP-HLAC2021-003	HLAC	ELECTROHUILA	01/03/2022 al 31/12/2031	Cerrada y adjudicada	3872,18	2691,54	220,06
CP-EPTC2021-001	EPTC	PUTUMAYO	01/01/2023 al 31/12/2029	Cerrada y adjudicada	501,46	439,71	239,93
CP-TPLC2021-006	TPLC	TERPEL	01/11/2022 al 31/12/2031	Cerrada y desierta	110		
CP-RTQC2021-003	RTQC	RUITOQUE	01/03/2022 al 31/12/2025	Cerrada y desierta	135,64		
CP-GNCC2021-005	GNCC	VATIA	01/02/2022 al 31/12/2026	Cerrada y adjudicada	629,64	361,55	234,95



CP-CDNC2021-003	CDNC	CEDENAR	01/03/2022 al 31/12/2032	Cerrada y adjudicada	733,64	369,14	229,4
CP-EEPC2021-005	EEPC	EEP	01/01/2022 al 31/12/2023	Cerrada y adjudicada	87,71	87,71	259,56
CP-TENC2021-001	TENC	Tenergeticas	01/02/2022 al 31/12/2033	Cerrada y adjudicada	667,16	667,16	236,09
CP-CHCC2021-003	CHCC	CHEC	01/03/2022 al 31/12/2027	Cerrada y adjudicada	843,76	496	221,57
CP-GNCC2021-004	GNCC	VATIA	01/01/2022 al 31/12/2026	Cerrada y adjudicada	915,46	600,8	238,21
CP-CQTC2021-003	CQTC	ELECTROCAQUETA	01/01/2022 al 31/12/2028	Cerrada y adjudicada	596,26	195,74	219,89
CP-QIEC2021-002	QIEC	QI ENERGY	01/01/2022 al 31/12/2032	Cerrada y desierta	85,15		
CP-CSSC2021-004	CSSC	Air-e	01/01/2022 al 31/12/2024	Cerrada y adjudicada	3642	0,4	230
CP-ESSC2021-003	ESSC	ESSA	01/02/2022 al 31/12/2027	Cerrada y adjudicada	2366,63	80,09	249

Fuente: Portal SICEP

De los datos presentados en la tabla anterior podemos encontrar que en promedio se adjudicó el 39.61%; así mismo, el precio promedio ponderado de cierre de las convocatorias se ubicó en 228.61 \$/kWh, aproximadamente 26 \$/kWh por debajo del precio promedio ponderado de los contratos tipo pague lo contratado con destino al mercado regulado.

Por otro lado, la convocatoria CP-EEPC2021-005 cerró con el precio más alto para los datos analizados con 259.56 \$/kWh, además de ser la segunda convocatoria con menor energía solicitada con 87.71 GWh, por encima de la convocatoria CP-QIEC2021-002, que quedó desierta. La convocatoria con mayor energía adjudicada fue CP-HLAC2021-003, con el segundo precio más bajo (220.06 \$/kWh).

3.1.5.6. Contratos entre agentes integrados y vinculados

Para este análisis se tiene en cuenta las vinculaciones entre diferentes empresas que representan diferentes tipos de agentes en el mercado. De esta manera, se analizan los contratos entre el agente generador y sus agentes comercializadores vinculados.

- Mercado regulado



Para el análisis del mercado regulado, se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos, y que a su vez tengan registrados agentes comercializadores vinculados, la Tabla 27 muestra los agentes analizados en orden de importancia.

Tabla 27: Agentes generadores con mayor venta en el mercado regulado

Agente generador	Nombre empresa
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
ENDG	EMGESA S.A. E.S.P.
ISGG	ISAGEN S.A. E.S.P.
NTCG	NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
EPSG	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
EMIG	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
GECG	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
CHVG	AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.
JMWG	JEMEIWAA KA I S.A.S. E.S.P.
GNCG	VATIA S.A. E.S.P.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en las Tabla 28, Tabla 29.

Tabla 28: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	40	237,23	30631,81	32	259,14	19111,25
ENDG	4	262,08	22622,54	55	261,57	17909,61
ISGG	-	-	-	78	257,42	20739,19
NTCG	-	-	-	65	266,4	10706,11
EPSG	9	277,81	2160,68	114	251,66	9407,52
EMIG	5	282,27	5311,59	-	-	-
GECG	-	-	-	42	264,05	6686,01
CHVG	-	-	-	25	254,19	7649,22
JMWG	-	-	-	49	199,7	3239,36
GNCG	6	257,83	1747,11	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Tabla 29: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	-	-	-	1	210,82	1906,22
ENDG	-	-	-	-	-	-
ISSG	-	-	-	1	256,7	37,41
NTCG	-	-	-	-	-	-
EPSG	1	253	155	1	314,59	90,44
EMIG	-	-	-	-	-	-
GECG	-	-	-	-	-	-
CHVG	-	-	-	-	-	-
JMWG	-	-	-	-	-	-
GNCG	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En este análisis, el comportamiento ideal es que no exista una diferencia entre el precio a agentes vinculados y otros, es decir que no exista una discriminación ni positiva ni negativa al momento de establecer contratos de energía. De las tablas anteriores se puede resaltar que Celsia es la única empresa que posee contratos en todas las modalidades con vinculados y no vinculados, en el caso de los contratos pague lo contratado, el precio para vinculados es de 277.81 \$/kWh, mientras que para no vinculados es de 251.66 \$/kWh, resaltando que la mayor cantidad de energía se vende a los no vinculados. En el caso de EPM, quien es la empresa que mayor energía vende en contratos pague lo contratado, presenta una diferencia de aproximadamente 22 \$/kWh a favor de los agentes vinculados, mientras que Emgesa mantiene precios promedio similares para ambos tipos de agentes.

- Mercado no regulado

De la misma manera que en el mercado regulado, para el mercado no regulado se analizan los 10 agentes generadores que presentan mayores ventas en contratos, y que a su vez comercialicen energía con empresas vinculadas, la Tabla 30 muestra los agentes analizados en orden de importancia.

Tabla 30: Agentes generadores con mayor venta en el mercado no regulado

Agente generador	Nombre empresa
EPMG	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
ISSG	ISAGEN S.A. E.S.P.
ENDG	EMGESA S.A. E.S.P.



GECG	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
CHVG	AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.
HIMG	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.
EPSG	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
EGPG	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
NTCG	NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
EMIG	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

El resumen del análisis se muestra de manera diferenciada por tipo de contrato en Tabla 31 y Tabla 32

Tabla 31: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	1	235,27	64,69	17	254,17	3403,34
ISSG	-	-	-	45	240,23	13347,6
ENDG	12	197,65	2858,86	22	270,87	6696,74
GECG	-	-	-	16	245,73	8404,02
CHVG	2	231,28	2950,12	19	256,88	6000,85
HIMG	-	-	-	16	238,8	5682,57
EPSG	-	-	-	6	207,18	181,47
EGPG	-	-	-	8	233,67	2191,77
NTCG	-	-	-	14	246,7	4267,21
EMIG	2	237,91	1133,71	1	241,33	390

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Tabla 32: Contratos entre agentes vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado

Agente generador	Vinculados			No vinculados		
	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
EPMG	1	235,62	12580,83	1	231,54	3497,34
ISSG	1	174,27	11135,49	2	232,8	47,97
ENDG	1	202,09	8810,83	-	-	-
GECG	1	245,46	17,59	1	245,45	520,24
CHVG	-	-	-	-	-	-
HIMG	-	-	-	-	-	-



EPSC	1	241,03	4197,8	2	202,34	51,59
EGPG	-	-	-	-	-	-
NTCG	-	-	-	-	-	-
EMIG	-	-	-	-	-	-

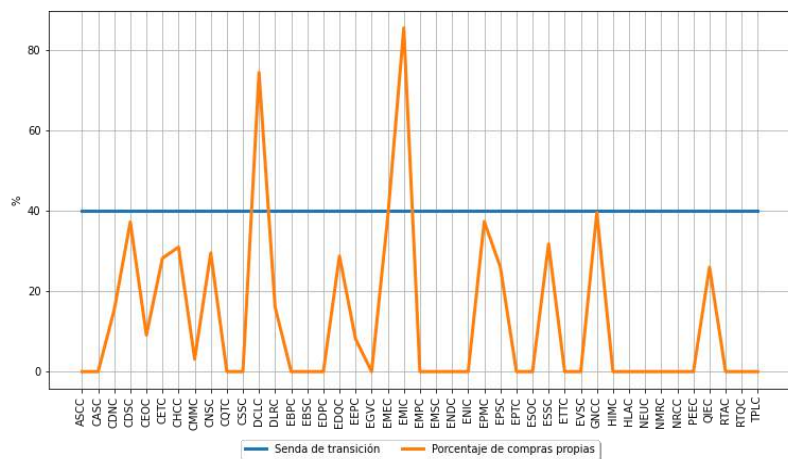
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Para este mercado, tal como se mencionó en la sección “Contratos con destino al mercado no regulado”, se puede ver que los agentes EPM, Isagen y Emgesa tienen un solo contrato tipo pague lo demandado con vinculados, en los cuales se venden cantidades importantes de energía a precios inferiores a los precios con los no vinculados. Todos los agentes que tienen contratos con vinculados y no vinculados tienen precios mayores para los no vinculados, con rangos que oscilan entre los 4 \$/kWh hasta los 70 \$/kWh.

3.1.5.7. Porcentaje de compras propias

La Resolución CREG 130 de 2019 en su artículo 18 estableció que los agentes comercializadores que atienden demanda regulada, no pueden superar el 10% de compras propias para atención de su demanda para el año 2027 en adelante. En este sentido, se establece una senda de transición, que estipula que para el año 2022 el límite de compras propias es de máximo 40% de su demanda. Cualquier agente que no cumpla con este límite no puede suscribir nuevos contratos con empresas vinculadas ni tampoco prorrogar los contratos existentes. En la Figura 68 se muestra el estado actual porcentajes de compras propias con corte a marzo de 2022.

Figura 68. Senda de transición para el año 2022



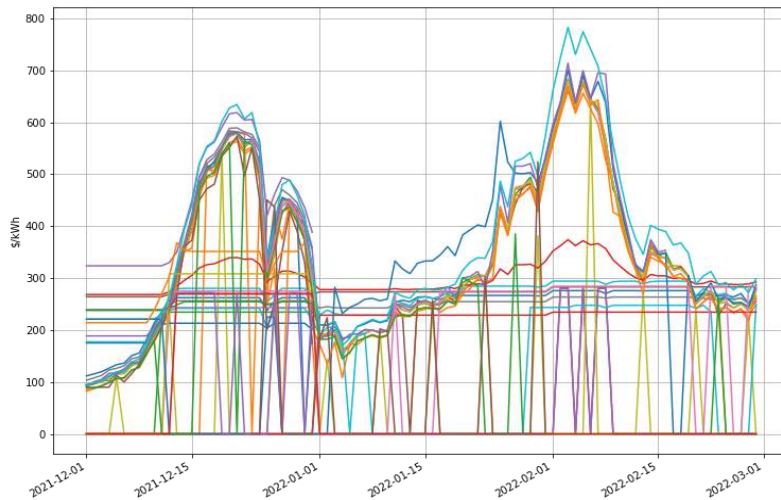
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

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



3.1.5.8. Contratos con dependencia del precio de bolsa

Figura 69. Precios de contratos que dependen del precio de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

De acuerdo con la información reportada por XM para el mes de diciembre, se despacharon 56 contratos que tienen en su fórmula para el cálculo del precio una dependencia explícita del precio de bolsa. Del total de contratos analizados, 19 finalizaron el 31 de diciembre de 2021, es decir, 37 contratos estuvieron vigentes durante todo el trimestre.

En la Figura 69 se muestra los precios promedio ponderado diarios de los contratos a lo largo del trimestre, en esta gráfica se ve que existen diferentes contratos que siguen directamente el

precio de bolsa, específicamente son 10 los contratos que siguen el aumento del precio en los 2 momentos donde se evidenció el aumento del precio de bolsa, llegando a un precio máximo de 782.6 \$/kWh.

Este tipo de comportamiento en los contratos es indeseable, ya que la idea de este tipo de mecanismos de mercado es evitar la exposición a la volatilidad que puede presentar el precio de bolsa, además de que puede tener un impacto negativo sobre las tarifas que perciben los usuarios; es importante aclarar que estos contratos se firmaron antes de la vigencia de la entrada de la Resolución CREG 130 de 2019, la cual expresamente prohíbe este comportamiento.

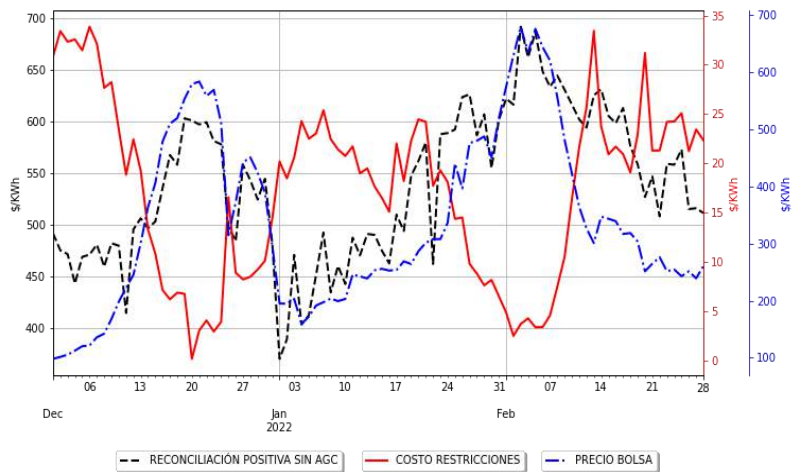


3.1.6. Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito

En la Figura 70 se puede ver el comportamiento del costo de restricciones (rojo), la reconciliación positiva (negro) y el precio de bolsa (azul), todos en \$/kWh, con el fin de poder identificar posibles relaciones entre estas variables.

Tal como se indicó anteriormente, para este trimestre se tuvieron 2 aumentos importantes del precio de bolsa, el primero en el mes de diciembre y el segundo a inicios de febrero, estos aumentos se analizarán en detalle en un capítulo posterior, en esta sección es de particular interés como responde el costo las restricciones frente a los cambios del precio de bolsa. De la figura podemos concluir que el precio de bolsa y el costo de restricciones tienen una correlación negativa, ya que cuando el precio de bolsa se encuentra en el mínimo a inicios de diciembre (aproximadamente 100 \$/kWh), el costo de restricciones es máximo (cerca a los 33 \$/kWh); así mismo, en los momentos del máximo precio de bolsa (cerca a los 700 \$/kWh), el costo de restricciones disminuye a los 5 \$/kWh. Esto se debe principalmente a que los costos de restricciones tienen una fuerte relación con la generación necesaria por seguridad en el sistema, tal como se puede ver en la Figura 71 con los cambios en la generación fuera de mérito (mas no cambio en la generación de seguridad). En cuanto a la reconciliación positiva, el aumento que se aprecia en el transcurso del trimestre se debe principalmente al aumento en el costo de los combustibles como el gas natural y/o el costo de combustible con el que los agentes que hicieron las ofertas para soportar esta generación.

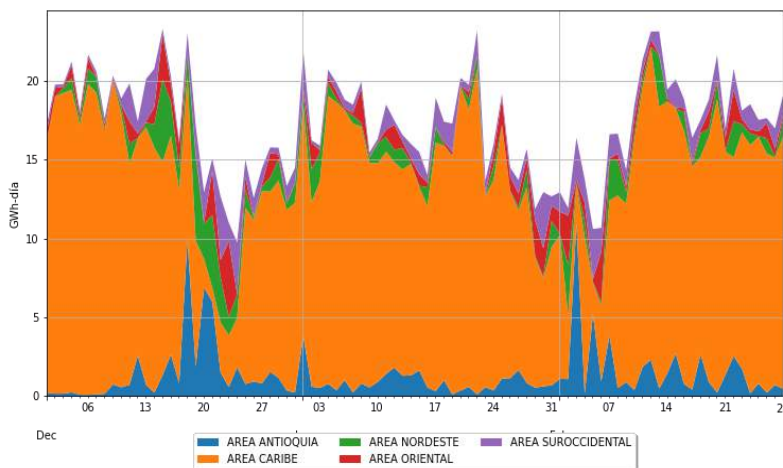
Figura 70 Costo de restricciones, reconciliación positiva y precio de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En línea con lo anterior, gran parte de la generación de seguridad necesaria en el sistema se requiere en el área Caribe, donde el tipo de generación es en gran medida térmica a gas natural y carbón, es decir, generación más

Figura 71. Generación fuera de mérito



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

donde el tipo de generación es en gran medida térmica a gas natural y carbón, es decir, generación más



costosa que la tecnología hidráulica predominante en el sistema. Por lo tanto, cuando los precios de bolsa aumentan, muchas de las plantas que normalmente estaban funcionando exclusivamente por seguridad, fuera del mérito debido a sus ofertas de generación, quedan comisionadas en el mérito, cambiando la distribución de la generación fuera de mérito para los meses de diciembre e inicios de febrero.

3.2. Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica

3.2.1. Mercado de Energía Eléctrica

3.2.1.1. Oferta – Nivel Embalse

La Figura 72 y la Figura 73 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del volumen útil diario⁶, tanto en porcentaje como en energía. Los datos se muestran de forma diaria para el semestre de agosto de 2021 a febrero de 2022, y se comparan contra el comportamiento de la misma variable en otros años que se consideran análogos.

Figura 72. Comportamiento del embalse agregado en energía



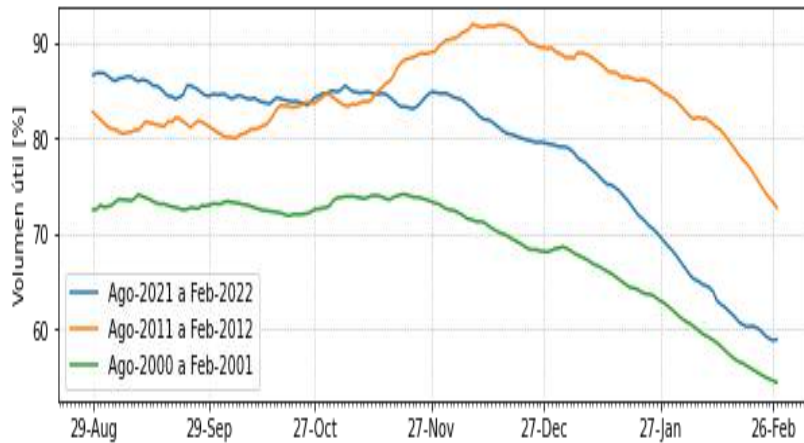
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

⁶ Volumen útil diario: Volumen almacenado en el embalse por encima del Nivel Mínimo Técnico.



Similar a lo observado en la Figura 72 sobre el nivel de embalse, se encuentra que para el periodo de análisis

Figura 73: Comportamiento del embalse agregado en porcentaje



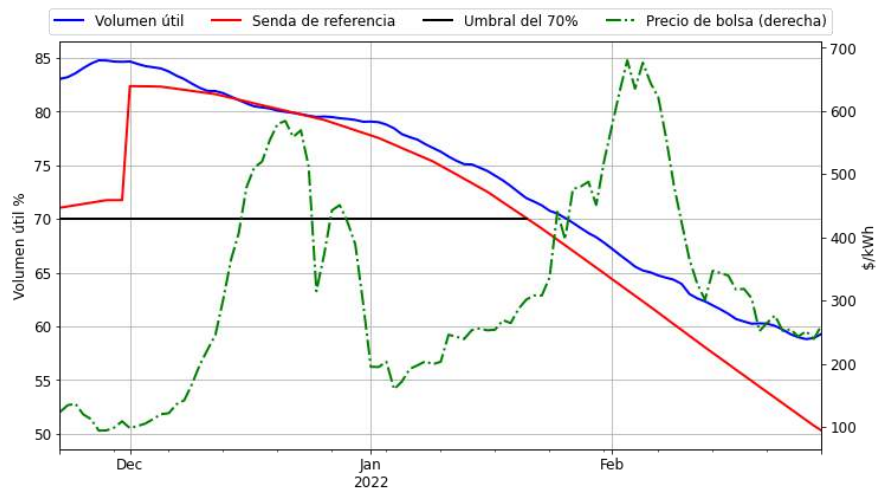
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

el volumen útil agregado no presenta niveles críticos o mínimos respecto a sus análogos, y que su comportamiento corresponde con la tendencia histórica hacia la baja para los meses de diciembre a febrero. El volumen útil del embalse agregado se encontraba en el 85% al comenzar el periodo (1 de diciembre) y terminó en el 59% al finalizar el periodo (28 de febrero).

Sin embargo, sobre el nivel del volumen útil del embalse agregado se hacen las siguientes observaciones:

i) En el seguimiento a los indicadores de la resolución CREG 209 de 2020⁷ modificado por la Resolución CREG 210 de 2021⁸; se observa que durante todo el periodo de análisis (Figura 74), el volumen útil se encontró por encima de la senda de referencia que rige para el periodo, tocando la senda brevemente el 15 de diciembre fecha en que se publicó en el diario oficial la Resolución CREG 210 de 2021 (la cual modificó la señal del indicador NE a un nivel superior al 70% o la senda de referencia); frente a lo anterior, en el periodo de análisis no se identifica ninguna señal de alarma para el SIN.

Figura 74: Volumen total vs la senda de referencia y precio de bolsa (eje derecho)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

⁷ Por la cual se adoptan nuevas reglas de inicio y finalización del período de riesgo de desabastecimiento del capítulo II del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, Resolución CREG 026 de 2014, y se adoptan otras disposiciones.

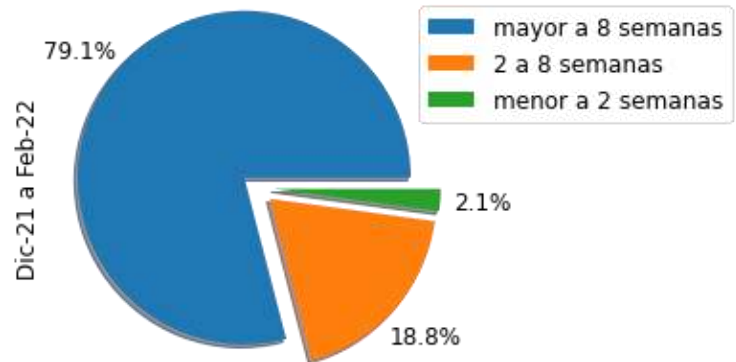
⁸ Por la cual se modifican los artículos 2 y 5 de la Resolución CREG 026 de 2014 y se ajustan las señales del indicador NE entre otros.



ii) Como se mencionó anteriormente, se presentaron dos picos máximos en los precios de bolsa durante el periodo de diciembre, que es coincidente con un nivel del volumen útil real en el 80% y el de febrero, que es coincidente con una evolución de reducción de los niveles de volumen útil durante el periodo. Sin embargo, es importante mencionar que el nivel del volumen útil se encontraba 4% por encima de la senda de referencia en los días donde se presentaron dichos precios para el mes de febrero.

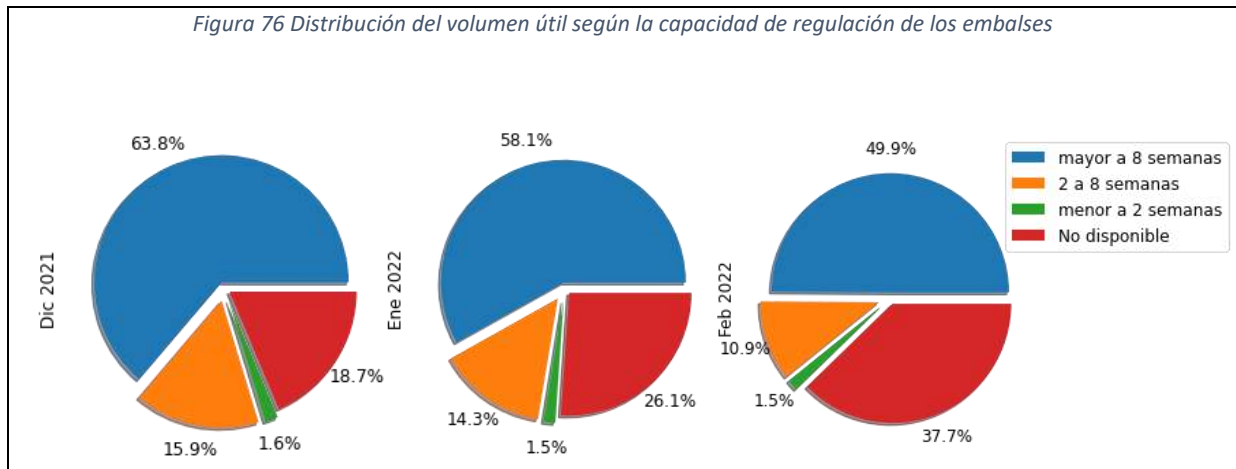
iii) Se hace énfasis en las características del volumen útil disponible y las condiciones operativas. La Figura 76 muestra la distribución promedio del volumen útil para cada mes de acuerdo con la capacidad de regulación de los embalses; se destaca que promedio, durante diciembre, más de 63% del volumen útil se encontraba en embalses con capacidad de regulación mayor a 8 semanas, mientras que el 16% se encontraba en embalses con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas. En este contexto, se observa en la Figura 75 que la proporción del volumen útil disponible durante el periodo corresponde al 79% para los embalses de una regulación superior a 8 semanas.

Figura 75. Distribución del volumen útil disponible durante el periodo



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

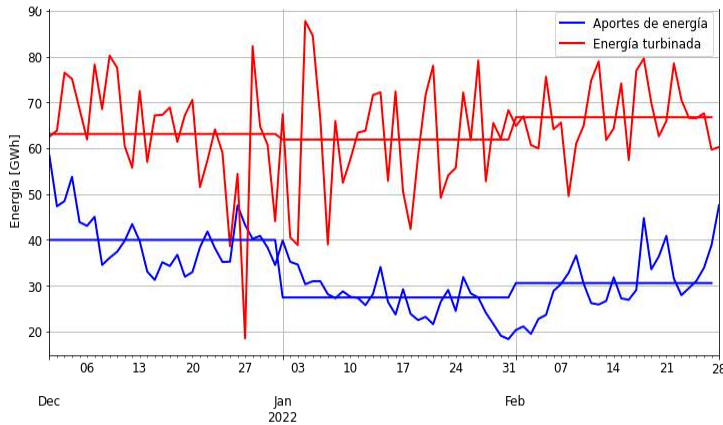
Figura 76 Distribución del volumen útil según la capacidad de regulación de los embalses



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 77. Energía turbinada vs aportes hídricos. Plantas con capacidad de regulación del agua de 2 a 8 semanas



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

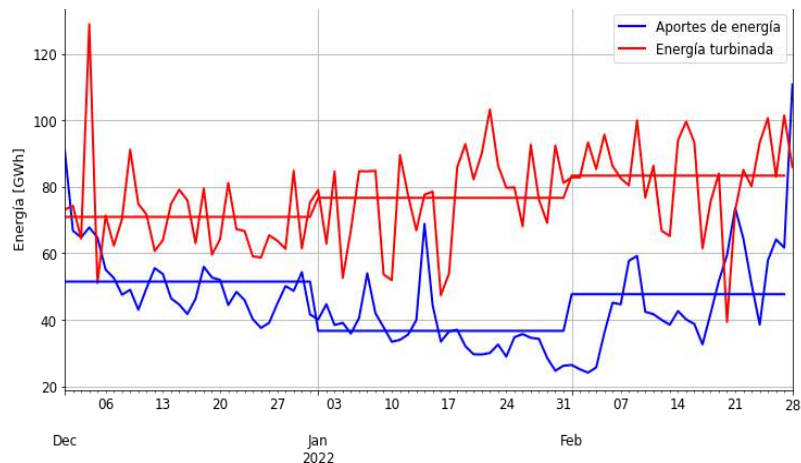
cuando aumentan los aportes. En el caso de las plantas de más capacidad de regulación se destaca que el promedio de energía turbinada es creciente, en diciembre se tiene un promedio de 71 GWh-día y alcanza en enero un promedio de 83 GWh-día

3.2.1.2. Oferta Aportes

Los aportes hídricos en términos de energía que fueron percibidos en las regiones en el periodo de análisis, se presentan en la Figura 79. Las regiones donde se recibieron mayores aportes fueron: i) Antioquia, donde los aportes promedio variaron entre 52 y 67 GWh-día aproximadamente; seguido de las regiones Centro y Valle, donde los aportes promedio variaron entre 12 y 28 GWh-día aproximadamente. Se destaca que, durante el periodo y para todas las regiones, diciembre fue el mes donde se registró el mayor volumen de aportes, mientras que el menor volumen de aportes se registró entre la última semana de enero y la primera semana de febrero de 2022.

Respecto a la gestión del recurso, la Figura 77 muestra las magnitudes de la energía turbinada diaria y en promedio mensual en las plantas hídricas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas y aquellas de mayor a 8 semanas (donde se presentaron los mayores volúmenes útiles). Se destaca en ambos casos que los niveles de energía turbinada son mayores que los aportes recibidos, lo cual justifica el decrecimiento en el volumen útil que es común en esta época del año. En el caso de las plantas con capacidad de regulación de 2 a 8 semanas se destaca que el promedio de energía turbinada se mantiene en 63 GWh-día en promedio para diciembre y sube hasta 66 GWh-día en enero

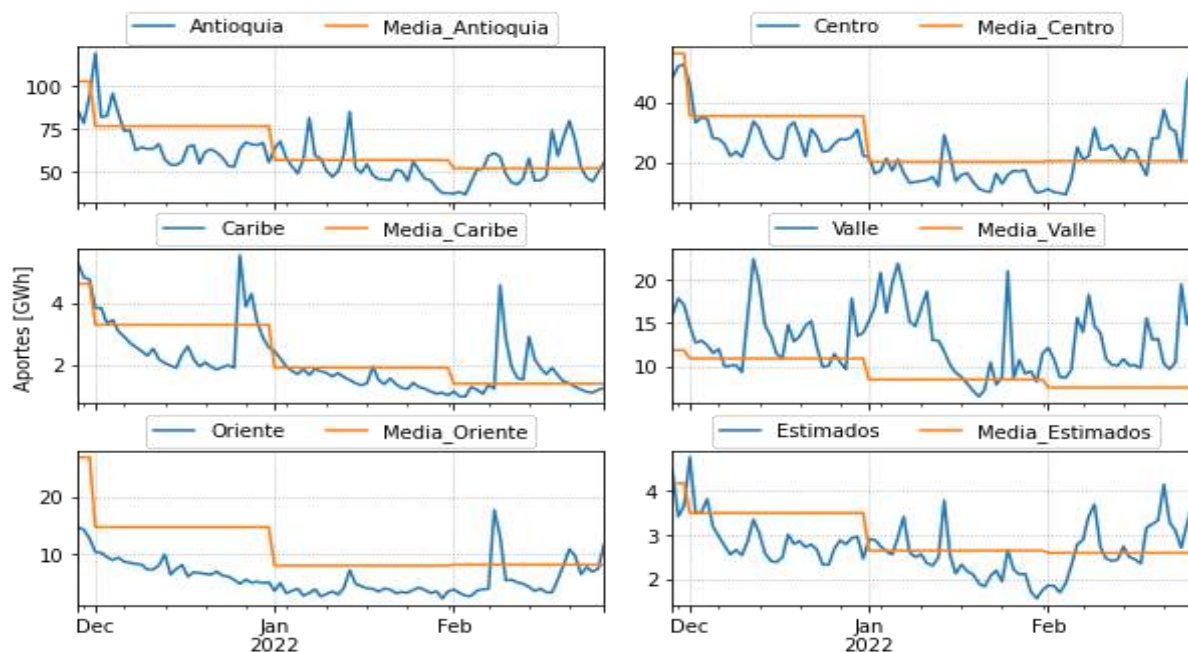
Figura 78. Energía turbinada vs aportes hídricos Plantas con capacidad de regulación del agua mayor a 8 semanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 79 Aportes por región vs media histórica de aportes



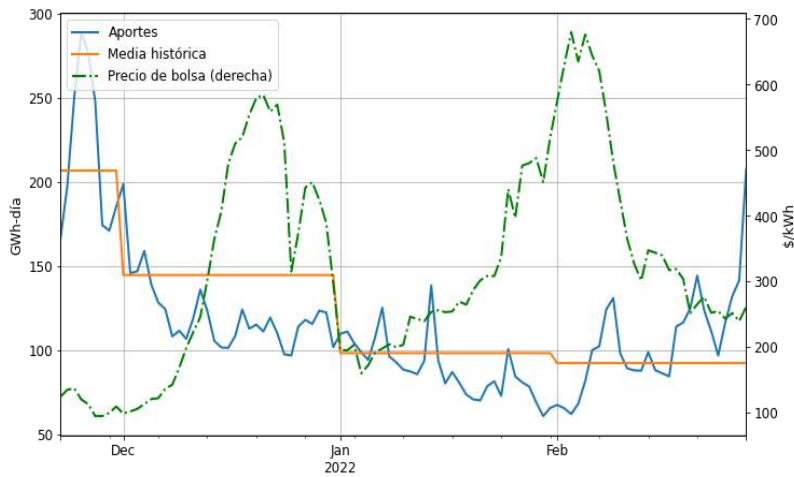
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En el comportamiento individual de los aportes en las regiones, en la Figura 79, se observó que con excepción de la región Valle para la cual los aportes estuvieron por encima, todas tuvieron niveles de aporte que estuvieron en promedio alrededor de la media histórica o cercanos a ella. La máxima desviación se observó en la región Oriente en el mes de enero cuando los aportes estuvieron 50% debajo por debajo de la media histórica. De las tres regiones con mayores aportes: Antioquia estuvo en promedio 8% por debajo de la media durante el periodo; Centro estuvo en promedio 9% por debajo de la media durante el periodo; y Valle estuvo en promedio 40% por encima de la media durante el periodo.



En general, para todo el sistema, como se muestra en la Figura 80 los aportes se encontraron en promedio por debajo de la media histórica para diciembre y enero. En diciembre los aportes estuvieron 17% por debajo de la media, en enero un 9% por debajo de la media, mientras que en febrero los aportes estuvieron 10% por encima de la media. La recuperación de los aportes hídricos de febrero coincide con un retroceso en los precios de bolsa a partir de la segunda semana de febrero. Como se observa en la Figura 80, se presentan dos picos máximos en los precios de bolsa durante el periodo: (i) el primero, en el mes de diciembre coincide con un comportamiento de los aportes 17% por debajo de la media; (ii) el segundo, en el mes de febrero, coincidente con los valores de mínimos aportes durante el periodo. La relación de estas variables se discute con mayor profundidad en el numeral 5.

Figura 80. Aportes totales al sistema vs media histórica de aportes

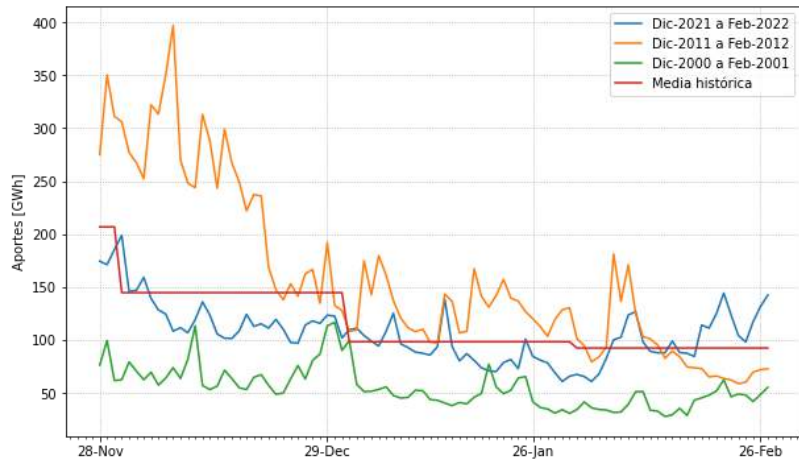


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La relación de estas variables se discute con mayor profundidad en el numeral 5.

A manera de referencia, la Figura 81 presenta una comparación entre los aportes totales del periodo bajo análisis contra los aportes totales en el mismo periodo para años análogos de acuerdo con el IDEAM (2011 y 2021). Se observa que los aportes en el periodo de análisis no presentan niveles críticos o mínimos respecto a sus análogos, y en comparación con estos últimos los aportes estuvieron buena parte del tiempo cerca a la media histórica, incluso ubicándose por encima para el mes de febrero.

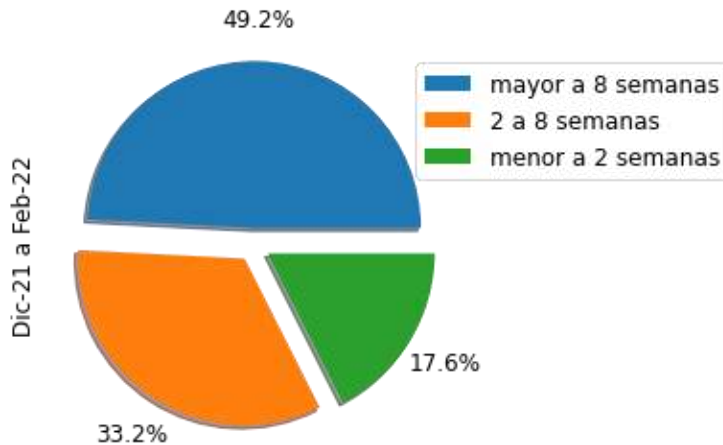
Figura 81. Aportes totales al sistema vs aportes totales de los años análogos



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 82. Aportes totales según tipo de embalse



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Por último, en la Figura 82 se hace la discriminación de los aportes según el tipo de embalse en los que se recibieron. Esta clasificación se muestra en la Tabla 33, y se obtiene según la relación en energía entre la capacidad útil y la capacidad máxima de generación.

Como se muestra en la Figura 82, durante el periodo de análisis, cerca de la mitad de los aportes hídricos fueron recibidos en plantas con embalse asociado cuya capacidad de regulación es superior a 8 semanas. Estos aportes son aquellos con mayor posibilidad de gestión por parte del agente, y aquellos que ofrecen la posibilidad de plantear

estrategias de mediano y largo plazo. Las plantas con embalses asociados cuya regulación es menor a dos semanas están principalmente sujetos a una operatividad de corto plazo, por lo tanto, están expuestos en mayor medida a la variabilidad diaria de los aportes.

Tabla 33. Clasificación de las plantas hídricas según la capacidad de sus embalses asociados.

Planta	Capacidad [MW]	Capacidad útil [GWh]
Regulación de 0 a 2 semanas		
BETANIA	540	121.4
SAN CARLOS	1240	65.3
PORCE II	405	122.7
PORCE III	700	112.1
ALBAN	429	36.8
Regulación de 2 a 8 semanas		
PLAYAS	207	96.6
URRA	338	163.8
MIEL 1	396	229.4
SOGAMOSO	819	974.5
GUATRON	512	500.6
SALVAJINA	315	167.7
PRADO	51	56.61
CHIVOR	1000	1102.9
Regulación mayor a 8 semanas		
EL QUIMBO	400	1065.1
JAGUAS	170	423.4
TASAJERA	306	555.7

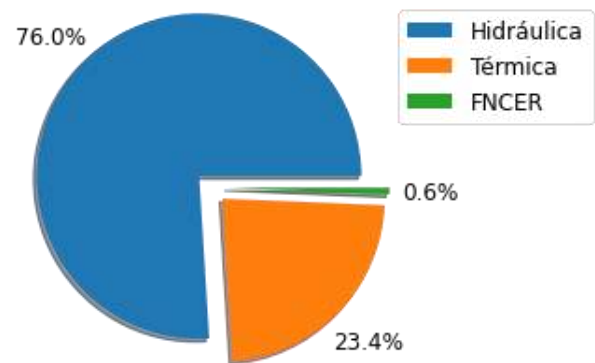


CALIMA	132	213.8
GUAVIO	1250	2065.4
PAGUA	600	4800.3
GUATAPE	560	4086.9

3.2.1.3. Oferta – Generación de Energía por Recurso

En la Figura 83 se muestra la participación de la generación total por tipo de recurso: hidráulica, térmica y FNCER (eólica, solar y biomasa). Para el trimestre bajo análisis se observó una participación del recurso hídrico del 76%, mientras que los combustibles fósiles contribuyeron con un 23.4% y las FNCER representaron el 0.6% restante. Se destaca que, en el trimestre de septiembre a noviembre del 2021, la participación del recurso hídrico fue del 84%. Esto indica una disminución para trimestre bajo análisis en la participación de la generación de este recurso del 8%.

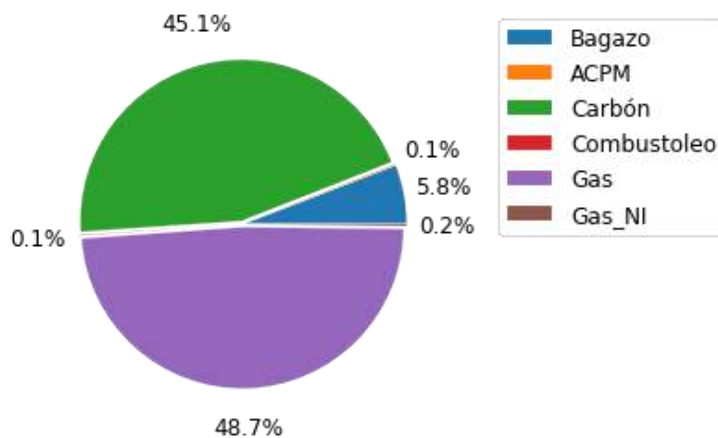
Figura 83. Participación generación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Si se observa la participación de los combustibles fósiles en la generación térmica, en la Figura 84, se encuentra que el recurso con mayor participación dentro de esta es el gas natural, que representó un 48.7% del total.

Figura 84. Participación de generación térmica

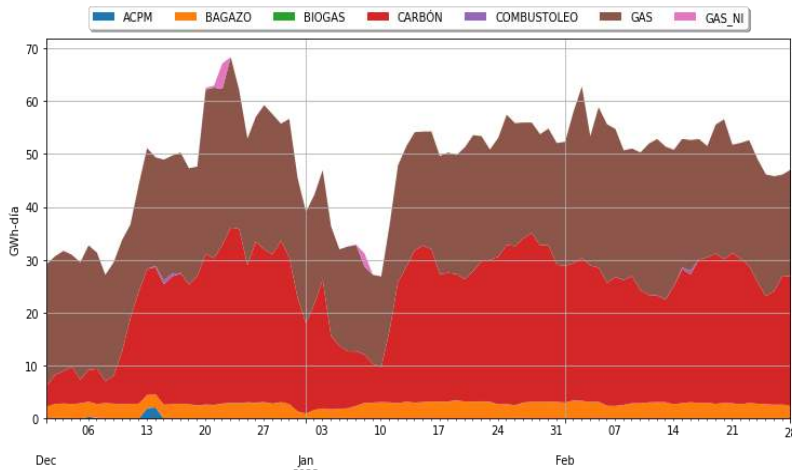


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

participación dentro de esta es el gas natural nacional, que representó un 48.7% del total. Se destaca que esta participación decreció en un 21% respecto al trimestre de septiembre a noviembre del 2021 cuando alcanzó el 73.1% del total. Dicho decrecimiento se compensó con un crecimiento de la generación con carbón que paso de 18.8% en el trimestre de septiembre a noviembre del 2021 a un 45.1%. Esta participación importante de recursos térmicos, especialmente de carbón, se sustenta en la necesidad de generación de seguridad en regiones como la Costa Caribe, así como el aumento de los precios del gas.



Figura 85: Generación térmica por combustible



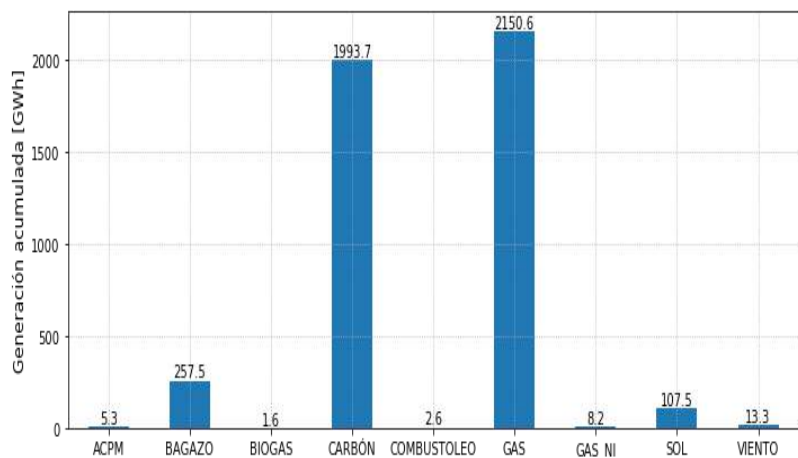
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La operación diaria de la generación térmica se puede observar en la Figura 85. El promedio de generación con gas natural nacional estuvo en 23 GWh-día y en 22 GWh-día para la generación con carbón. En la figura se puede ver una participación marginal de la generación a partir de gas natural importado (GAS_NI) y de líquidos. Además, se destaca un pico de generación térmica en diciembre relacionado con el incremento en los precios de bolsa en ese periodo, y un decrecimiento en la oferta que coincide con una menor

demanda para la última semana de diciembre y las primeras semanas de enero, tal como se describirá más adelante.

Finalmente, en la Figura 86 se muestra la generación acumulada de cada fuente de generación de manera independiente, con excepción de la generación hidro. Se observa en la figura la amplia participación del gas natural y carbón respecto a los recursos restantes. La generación hidro que aportó 14.4 TWh de los 18.9 TWh totales generados, y es siete veces mayor que el siguiente recurso en magnitud que es el gas natural.

Figura 86. Generación acumulada de cada fuente de generación

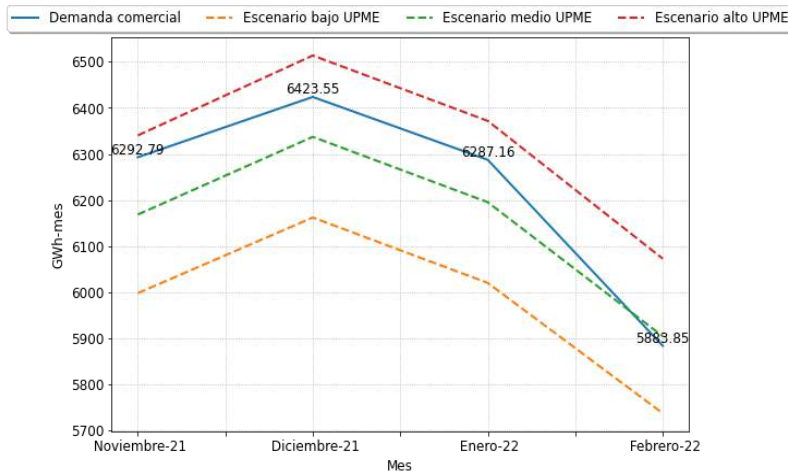


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



3.2.1.4. Demanda

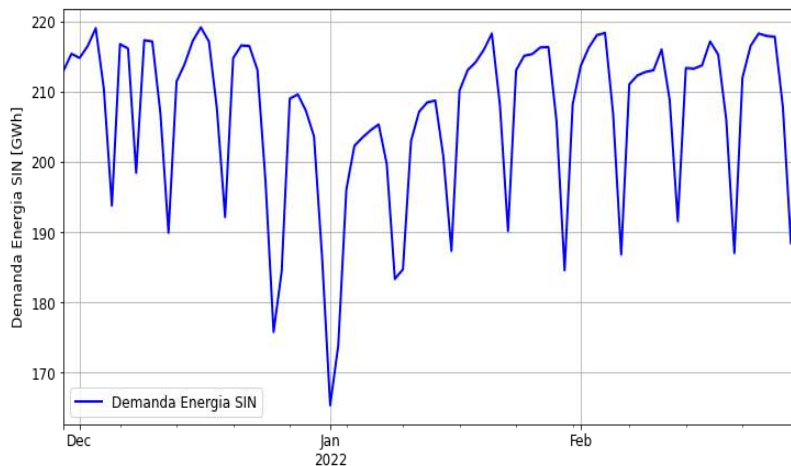
Figura 87: Evolución de la demanda comercial acumulada y escenarios de proyección UPME



La Figura 87 muestra la evolución de la demanda mensual (línea azul) comparada con las proyecciones elaboradas por la UPME y publicadas en junio de 2021. En esta comparación se incluye las proyecciones de la UPME en los escenarios bajo, medio y alto. Para el trimestre bajo análisis se observa un comportamiento de la demanda real tendiente a superar el escenario medio proyectado, superando este escenario en 1.3% en diciembre del 2021 y enero del 2022 (aproximadamente 90 GWh-mes), mientras que para febrero la

demanda del SIN y las proyecciones del escenario medio son muy similares, ubicándose la demanda del SIN ligeramente por debajo de la proyección.

Figura 88. Evolución de la demanda diaria del SIN



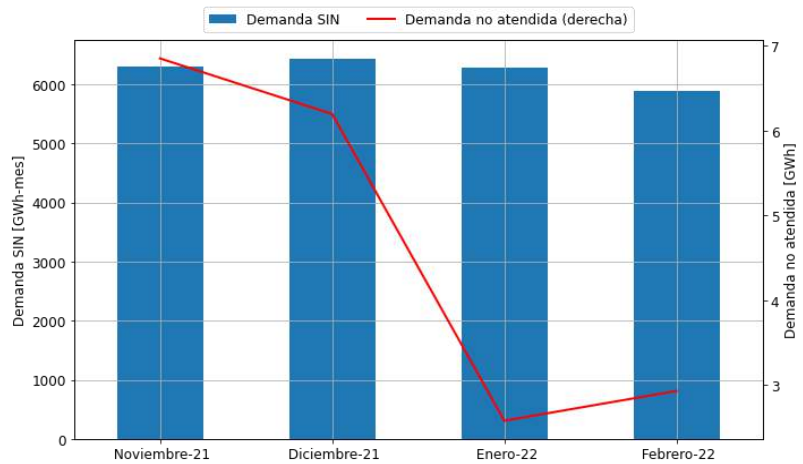
Por otro lado, la Figura 88 muestra la evolución diaria de la demanda en el periodo de análisis. Será relevante para el análisis de precios observar que la demanda decrece hacia el final de diciembre y las primeras semanas de enero, con un comportamiento típico para esta época del año.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Finalmente, la Figura 89 muestra la demanda no atendida (línea roja) referida al eje derecho, comparada con la demanda agregada mensual en las barras azules referida al eje izquierdo. La demanda del SIN entre diciembre y febrero muestra un decrecimiento del 8.5%. En cuanto a la demanda no atendida, el pico más importante se presenta en el mes de diciembre con 6.19 GWh, y un mínimo de 2.58 GWh en enero y el evento más importante se dio el 20 de febrero, por disparo del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV, lo cual implicó una demanda no atendida de 203 MWh ese día. Sin embargo, se resalta que la demanda no atendida no programada es inferior al 0.1% en todo el periodo de análisis.

Figura 89. Demanda mensual y demanda no atendida

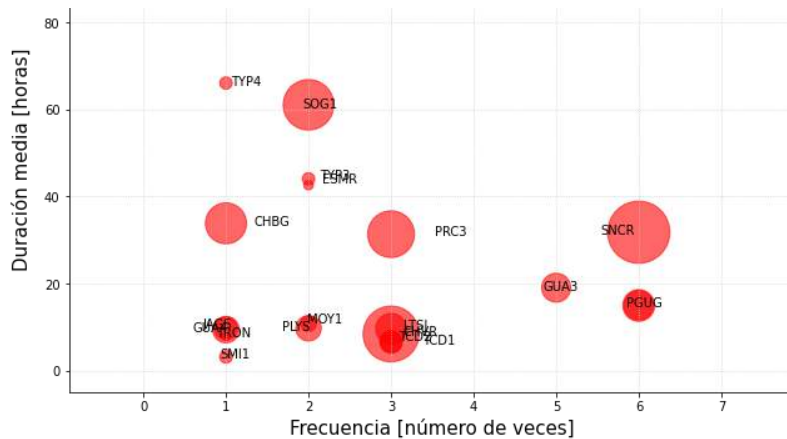


Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

3.2.1.5. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

- Indisponibilidad de plantas de generación

Figura 90. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis menor frecuencia y duración.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 90 y la Figura 91 muestran la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación, asociados a mantenimientos programados⁹, mientras que el diámetro de la circunferencia representa la capacidad de cada planta. En la figura, las plantas en mantenimiento se referencian a través de un código que se describe en la Tabla 34. Esta tabla resume además los datos de duración media y frecuencia para las

⁹ 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.

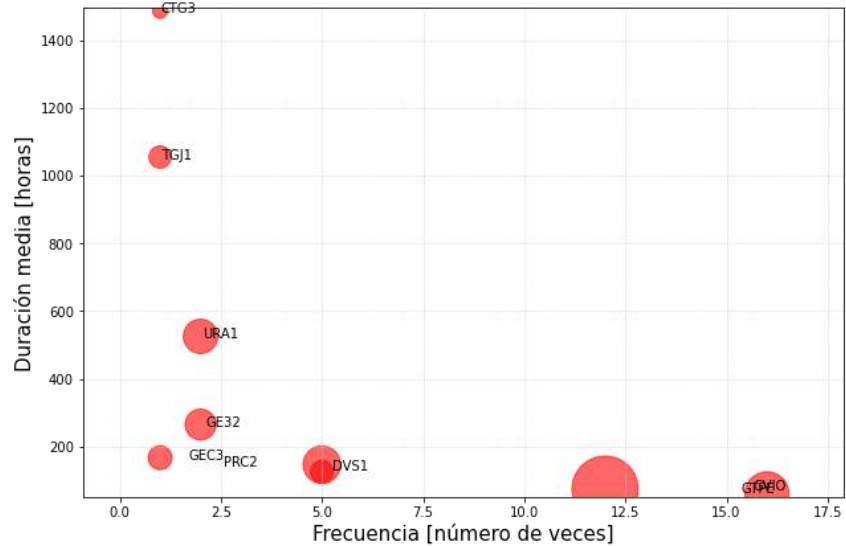


plantas que realizaron mantenimientos en el periodo analizado.

La Figura 90 agrupa los recursos de generación que presentaron los valores más bajos en la duración media de la indisponibilidad. Estos mantenimientos de corta duración se destacan además por la baja frecuencia de ocurrencia. Por la magnitud de la capacidad involucrada, en esta figuran destacan los mantenimientos en las plantas de San Carlos (6 eventos), Betania, Chivor y Sogamoso.

La Figura 91 agrupa los recursos de generación que presentaron los valores más altos en duración media del mantenimiento y de la frecuencia de ocurrencia del evento. Se debe anotar que estas estadísticas se ven afectadas el programa de mantenimientos de larga duración. Se resalta que la planta que tuvo una mayor cantidad de mantenimientos fue Guavio y Guatapé, con una frecuencia de 12 y 16 mantenimientos, respectivamente, pero con una duración media inferior a las 75 horas en ambos casos. Por otro lado, Cartagena 3 repite para este trimestre como la unidad con mayor duración media en mantenimiento de 1487 horas. A esta última le sigue la planta Guajira 1 que también supra las 1000 horas en mantenimiento. En general, se observa en la Tabla 34 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; es importante indicar que muchos de estos mantenimientos se dieron en momentos en los cuales se presentó el aumento de precios de diciembre y finales de enero y principios de febrero.

Figura 91. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis mayor frecuencia o duración



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

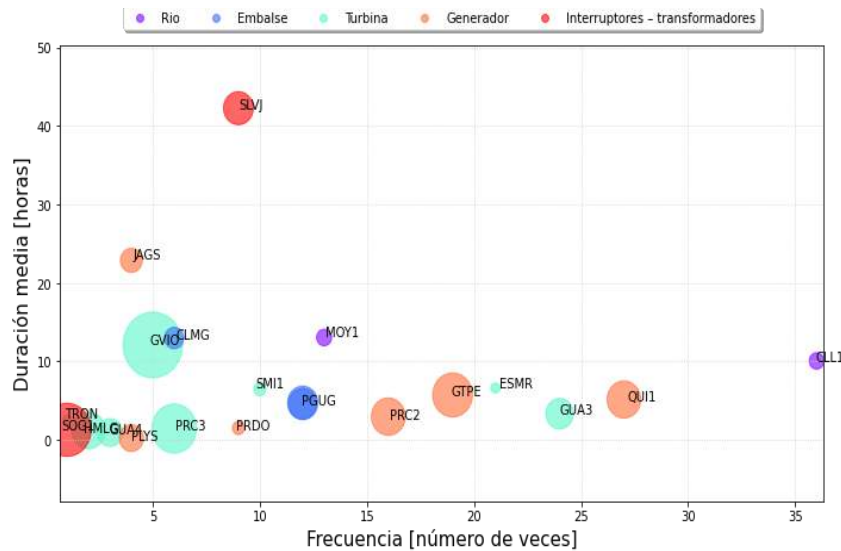


Tabla 34 Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.

Planta	Código	Duración media (h)	Frecuencia de Indisponibilidades	Capacidad (MW)
GECELCA 32	GE32	265.0	2	273
GUATAPE	GTPE	60.4	16	560
BETANIA	CHBG	33.8	1	540
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	6.6	3	157
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	6.6	3	157
CHIVOR	CHVR	8.4	3	1000
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	125.5	5	150
GUAVIO	GVIO	74.4	12	1250
SAN CARLOS	SNCR	31.8	6	1240
GUADALUPE III	GUA3	19.0	5	270
PORCE II	PRC2	146.6	5	405
LA GUACA	PGUG	15.0	6	324
PARAISO	PGUG	15.0	6	276
CARTAGENA 3	CTG3	1487.0	1	66
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	10.8	2	80
ESMERALDA	ESMR	42.6	2	30
GUAJIRA 1	TGJ1	1055.0	1	143
GECELCA 3	GEC3	167.1	1	164
TERMOYOPAL G3	TYP3	44.0	2	50
URRA	URA1	525.5	2	338
PLAYAS	PLYS	9.7	2	207
TERMOYOPAL G4	TYP4	66.0	1	50
LA TASAJERA	LTSJ	9.6	3	306
JAGUAS	JAGS	9.7	1	170
SOGAMOSO	SOG1	61.0	2	819
CARTAGENA 1	CTG1	94.5	1	56
PORCE III	PRC3	31.3	3	700
TRONERAS	TRON	7.9	1	21
GUADALUPE IV	GUA4	9.4	1	225
SAN MIGUEL	SMI1	3.2	1	52



Figura 92. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. menor frecuencia o duración.



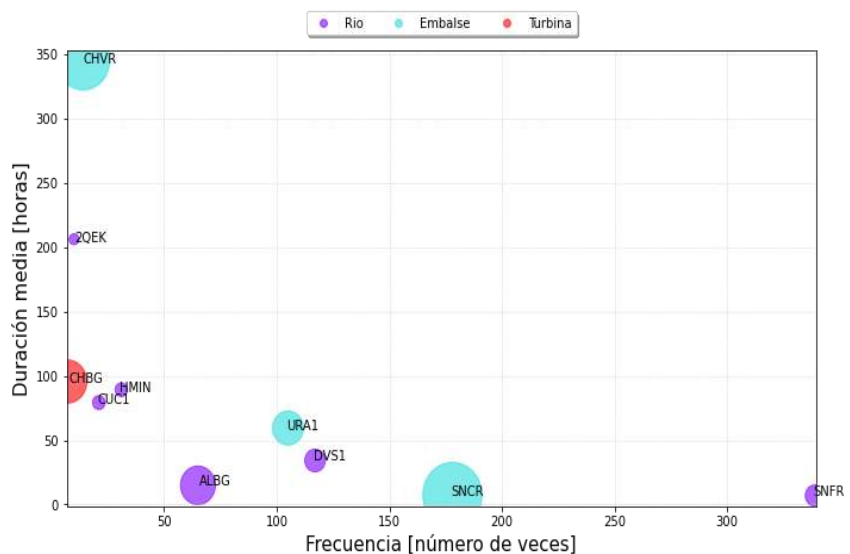
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 92 y la Figura 93 presentan las dispersiones en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en plantas hidroeléctricas, y donde el diámetro de las circunferencias representa la capacidad de cada planta. En la figura, las plantas se referencian a través de un código que se describe en la Tabla 36. Esta tabla resume además los datos de duración media y frecuencia para las plantas hidroeléctricas que reportaron indisponibilidades durante el trimestre.

La Figura 92 agrupa los recursos de generación que presentaron los valores más bajos en la duración media de la indisponibilidad y con una frecuencia inferior a los 50 eventos en el trimestre. Por la magnitud de la capacidad involucrada, en esta figuran destacan las indisponibilidades en las plantas de Guavio (5 eventos), Porce III (6 eventos), Guatapé (19 eventos), y El Quimbo (27 eventos).

La Figura 93 agrupa los recursos de generación que presentaron los valores más altos en duración media de indisponibilidades y de la frecuencia de ocurrencia del

Figura 93. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. mayor frecuencia o duración.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



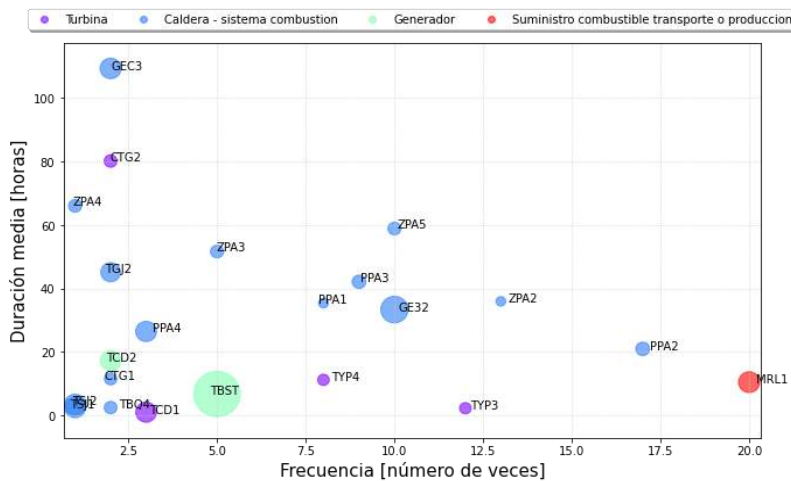
evento. Se resalta que la planta que presenta la mayor cantidad de indisponibilidades es San Francisco con 339 eventos, y cuya frecuencia es recurrente a lo largo del año. Esta planta es seguida por San Carlos y Urrá, con una frecuencia de 178 y 105 eventos respectivamente. Por otro lado, la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Chivor con 344 horas, seguida por Salto II con 206 horas. Por la magnitud de la capacidad involucrada, en esta figuran destacan las indisponibilidades en las plantas de San Carlos y Chivor.

La Tabla 35 resume las indisponibilidades presentadas durante el trimestre por tipo de evento. Se resalta que los eventos por contingencia o indisponibilidad por embalses o por turbinamiento son los que comprometen la mayor capacidad de generación. Por esta razón, y por su frecuencia y duración media, los mencionados eventos son los de mayor impacto para el sistema durante el trimestre. En términos solo de frecuencia, los eventos por contingencia o indisponibilidad en Río (recurso), y en términos solo de duración media, los eventos por contingencia o indisponibilidad en interruptores o el sistema de transformación, son los otros tipos de eventos con mayor impacto para el sistema durante el trimestre.

Tabla 35 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas por tipo de evento.

Evento	Capacidad involucrada	Frec.	Duración media
Río	1018 MW	632	0.7 h
Embalse	3310 MW	327	1.3 h
Turbina	3484 MW	79	1.6 h
Generador	1793 MW	79	0.4 h
Transformador	1134 MW	10	4.3 h

Figura 94 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 94 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad forzada en plantas térmicas, las cuales se referencian a través de un código que se describe en la Tabla 38. La tabla resume además los datos de duración media y frecuencia para las plantas térmicas que reportaron indisponibilidades durante el trimestre.

En la Figura 94 se agrupan los recursos de generación que presentaron una duración media de indisponibilidad



inferior a 110 horas. Por la magnitud de la capacidad involucrada, en esta figura destacan las indisponibilidades en las plantas de Tebsa (5 eventos) y Gecelca 32 (10 eventos).

Tabla 36 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)
URRA	URA1	59.4	105	338
CARLOS LLERAS	CLL1	10.1	36	78
SALVAJINA	SLVJ	42.3	9	315
ALBAN	ALBG	14.9	65	429
GUADALUPE III	GUA3	3.3	24	270
GUATAPE	GTPE	5.7	19	560
SALTO II	2QEK	206.0	10	35
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	34.1	117	150
SAN FRANCISCO	SNFR	6.9	339	135
PORCE II	PRC2	3.0	16	405
PORCE III	PRC3	1.4	6	700
GUADALUPE IV	GUA4	0.9	3	225
PARAISO	PGUG	4.6	12	276
LA GUACA	PGUG	4.7	12	324
SAN MIGUEL	SMI1	6.5	10	52
ESCUELA DE MINAS	HMIN	89.1	31	55
CHIVOR	CHVR	344.7	14	1000
PRADO	PRDO	1.5	9	51
CUCUANA	CUC1	79.1	21	56
SAN CARLOS	SNCR	7.3	178	1240
EL QUIMBO	QUI1	5.1	27	400
ESMERALDA	ESMR	6.6	21	30
GUAVIO	GVIO	12.1	5	1250
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	13.0	13	80
TRONERAS	TRON	2.6	1	21
CALIMA	CLMG	13.0	6	132
MIEL I	HMLG	1.2	2	396
JAGUAS	JAGS	22.9	4	170
BETANIA	CHBG	95.5	7	540
PLAYAS	PLYS	0.2	4	207
SOGAMOSO	SOG1	1.3	1	819

Se resalta que la planta que presenta el mayor número de indisponibilidades es Merielectrica con 20 eventos, seguida por Paipa 2 y Zipa 2, con una frecuencia de 17 y 13 eventos respectivamente. Por otro lado, la planta



que presenta la mayor duración media de indisponibilidades son Cartagena 2 y Gecelca 3, con 80 y 109 horas respectivamente. Además, en la Tabla 38, se describe el caso de Termocentro cuya duración media de indisponibilidad de 2183 horas excede el área del gráfico en la Figura 94, siendo este último el caso más extremo para el trimestre.

La Tabla 37 resume las indisponibilidades presentadas durante el trimestre por tipo de evento. Se resalta que los eventos por contingencia o indisponibilidad por caldera o sistemas de combustión son los que comprometen la mayor capacidad de generación. Por esta razón y su frecuencia y duración media, los mencionados eventos son los de mayor impacto para el sistema durante el trimestre. En términos solo de duración media, los eventos por suministro de combustible o transporte son los otros tipos de eventos con mayor impacto para el sistema durante el trimestre.

Tabla 37 Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas por tipo de evento.

Evento	Capacidad involucrada	Frec.	Duración media
Turbina	319 MW	25	3.8 h
Caldera	1592 MW	86	6.3 h
Generador	948 MW	7	3.4 h
Combustible ¹⁰	446 MW	22	99 h

Tabla 38 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)
TERMOCENTRO CC	TRM1	2183.0	2	279
PAIPA 2	PPA2	21.0	17	72
TEBSAB CC	TBST	6.7	5	791
TERMOYOPAL G4	TYP4	11.2	8	50
ZIPAEMG 2	ZPA2	35.9	13	35
ZIPAEMG 5	ZPA5	58.8	10	63
CARTAGENA 2	CTG2	80.1	2	62
ZIPAEMG 3	ZPA3	51.6	5	63
MERILECTRICA 1	MRL1	10.5	20	167
BARRANQUILLA 4	TBQ4	2.5	2	60
TASAJERO 2	TSJ2	3.4	1	170
PAIPA 3	PPA3	42.1	9	70
TERMOYOPAL G3	TYP3	2.3	12	50

¹⁰ Se revisará esta causa de indisponibilidad de manera detallada

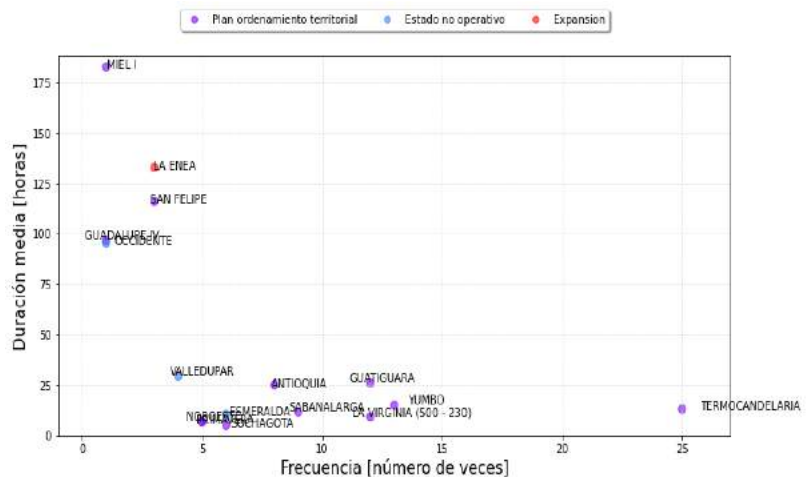


PAIPA 1	PPA1	35.4	8	36
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	17.2	2	157
TASAJERO 1	TSJ1	2.5	1	163
GECELCA 32	GE32	33.3	10	273
PAIPA 4	PPA4	26.5	3	160
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	1.0	3	157
GECELCA 3	GEC3	109.3	2	164
ZIPAEMG 4	ZPA4	66.0	1	64
GUAJIRA 2	TGJ2	45.1	2	143
CARTAGENA 1	CTG1	11.5	2	56

- Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

La Figura 95 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en los activos de transmisión – líneas de transmisión. Se destaca en la figura las maniobras que involucran acciones por los planes de ordenamiento territorial. Entre ellos el evento de mayor duración en la conexión de la subestación en Miel I mayor a 175 horas, y los eventos de la conexión de la subestación en Termocandelaria cuya frecuencia fue de 25 eventos. Además, destacan las maniobras que involucran acciones por expansión de la red, en la conexión de la subestación La Enea con una frecuencia de 2 eventos y una duración media mayor a 175 horas.

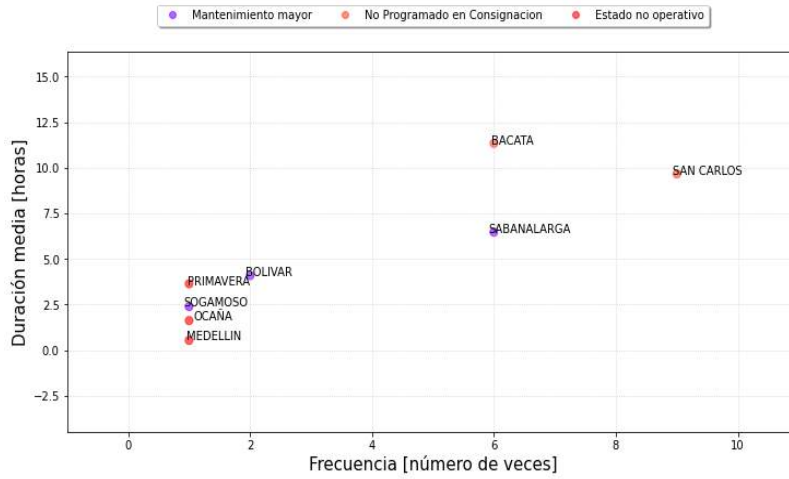
Figura 95. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Líneas de transmisión. Eventos o contingencias y mantenimientos



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



Figura 96. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de los activos de transmisión – Transformación.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 96 presenta la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad debidas a salidas forzadas en los activos de transmisión – Transformadores. Se destaca en la figura los reportes de activos en consignación en las subestaciones Bacatá y San Carlos, los cuales tuvieron una duración media mayor duración mayor a 10 horas, y una frecuencia de 6 y 9 eventos respectivamente. A estos eventos le siguen maniobras por mantenimiento mayor en subestación Sabanalarga cuya frecuencia fue de 6 eventos y con una duración media superior a las 5 horas.



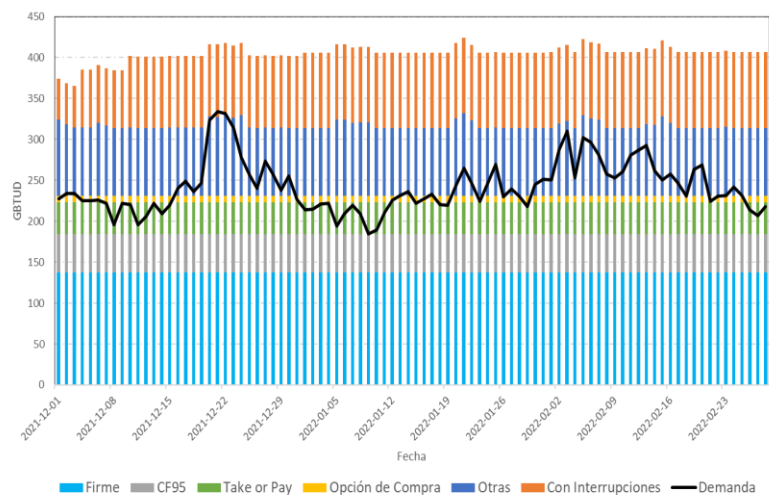
4. Contratación de gas natural para los sectores Térmico, Industrial, GNVC y Regulado en comparación con consumos

El presente capítulo identifica la composición contractual por modalidades vigente para cada sector de consumo en el trimestre diciembre 2021 - febrero 2022 y la compara con los niveles de consumo durante este período. Este ejercicio tiene como propósito: i) Determinar el nivel de respaldo contractual en el mercado primario de los sectores de consumo respecto a las modalidades que garantizan firmeza y con interrupciones, ii) Identificar la composición contractual de los sectores de consumo, iii) Presentar recomendaciones frente a la información que es registrada por los compradores del mercado primario.

4.1. Contratación registrada para el Sector de Generación Térmica en el mercado primario:

La contratación reportada por los compradores del mercado primario con destino a Generación Térmica refleja una diversidad de modalidades contractuales (como se puede observar en la gráfica). La modalidad “take or pay” en color verde, representa contratos negociados antes de la entrada en vigencia de la resolución CREG 089 de 2013, dado que a partir de esta resolución se excluyó este producto dentro de los contratos válidos para negociar en el mercado mayorista; de forma similar la modalidad “firme” en color azul, que representa cerca de la mitad de la contratación con firmeza, estuvo habilitada a partir de la resolución CREG 089 de 2013 y hasta la

Figura 97: Contratación Sector de Generación Térmica en el mercado primario



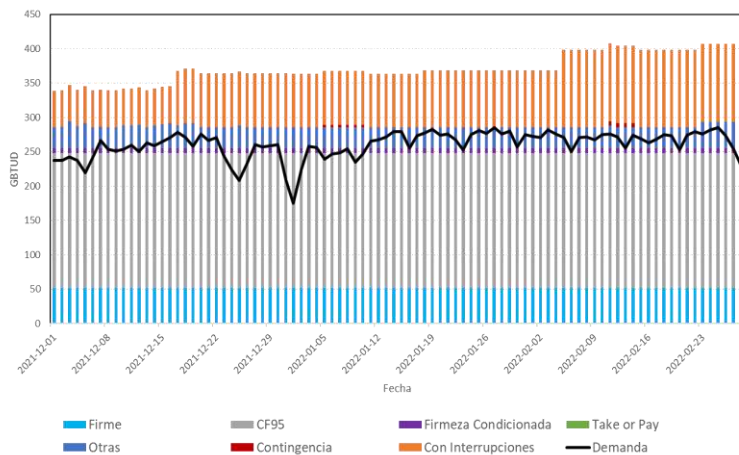
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



entrada en vigencia de la resolución CREG 021 de 2017 que reemplazó el producto “firme” por el producto “CF95”, los cuales representan un 34% y 12% respectivamente, respecto la composición contractual total. Respecto al consumo del trimestre (línea continua color negro), se observa una variación a través del tiempo que responde a la participación variable de las plantas termoeléctricas a gas natural en el despacho eléctrico. Este consumo durante el trimestre se caracteriza por un valor mínimo de 184 GBTUD, un valor promedio de 242 GBTUD y un valor máximo de 334 GBTUD, y que en la mayoría del período está cubierto por la contratación bajo modalidades que garantizan firmeza (asumiendo que la modalidad “Otras” incorpora principalmente cantidades con firmeza).

4.2. Contratación registrada para el Sector Industrial en el mercado primario:

Figura 98: Contratación Sector Industrial en el mercado primario



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

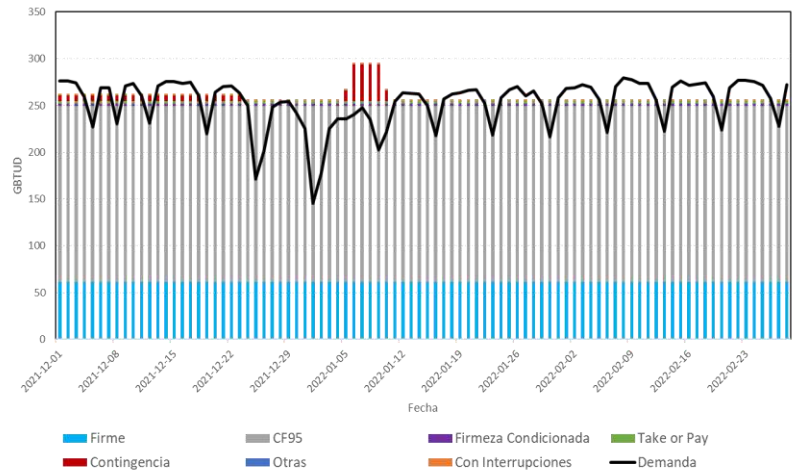
La contratación con destino al sector Industrial reportada por los comercializadores y usuarios no regulados se encuentra entre 338 a 407 GBTUD durante el trimestre diciembre 2021 - febrero 2022. De esta contratación total, las modalidades que garantizan firmeza representan entre un 72% y 85% a lo largo de la ventana de tiempo, siendo el producto CF95 el de mayor participación con 196 GBUTD. La variación del consumo reportado para este sector, se ubicó durante toda la ventana de tiempo debajo de la contratación con firmeza (nuevamente asumiendo que la modalidad “Otras” incorpora principalmente cantidades con firmeza).



4.3. Contratación registrada para el Sector de GNVC en el mercado primario:

La contratación total registrada para el sector de gas natural vehicular se mantiene constante durante el trimestre con un valor de 61 GBTUD. La modalidad CF95 cubre casi la totalidad de la contratación con un 93% de la contratación total. El consumo se ubica entre los 31 GBTUD y los 63 GBTUD, para algunos días este supera los niveles de contratación con firmeza (semana 2 y 3 de diciembre) incluso superando la contratación total del mercado primario que incluyen una pequeña fracción de contratación “con interrupciones” representada en color naranja, que equivale a 1,26 GBTUD.

Figura 99: Contratación Sector de GNVC en el mercado primario

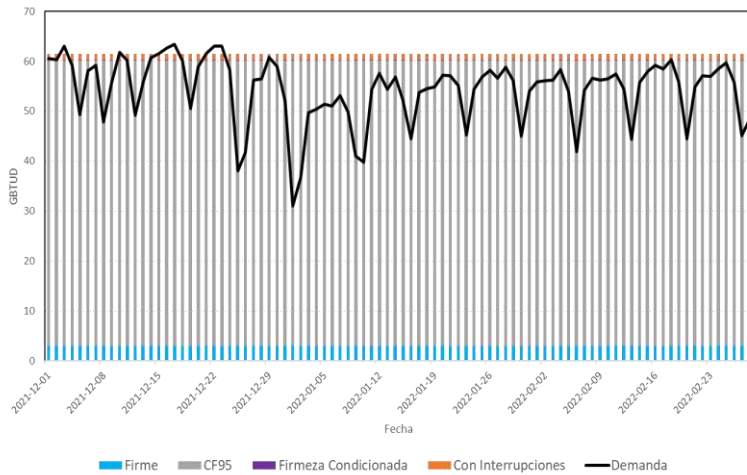


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



4.4. Contratación registrada para el Sector Regulado en el mercado primario:

Figura 100: Contratación Sector Regulado en el mercado primario



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

El sector regulado representado por usuarios residenciales, comerciales e industriales con consumos menores a 100 kpcd, presenta una contratación uniforme a través de la ventana de tiempo trimestral, con excepción a cantidades de la modalidad “Contingencia” (color rojo) presentes durante las 3 primeras semanas de diciembre y los días 5 al 10 de enero de 2022 (esta última como respuesta al mantenimiento de la fuente Cupiagua). Los consumos que se registran para el Sector Regulado, al igual que el GNVC, responden a una variación cíclica semanal que se asocia a un menor consumo durante los

fin de semana. El sector regulado registra consumos que superan las cantidades contratadas en el mercado primario, lo cual se evidencia en mayor medida en las últimas 3 semanas de febrero, en donde se presentan consumos de hasta 279 GBTUD, si se compara con los 260 GBTUD (promedio trimestral) asignados contractualmente para este Sector; frente a lo cual se revisará el cubrimiento de este sector con mayor detalle.

4.5. Observaciones y análisis:

Una vez contrastada la información de contratación en el mercado primario y consumo de cada sector se destacan las siguientes observaciones:

- La contratación de suministro de gas en el mercado primario, vigente en el último trimestre, refleja que la mayoría de los sectores presentan una contratación total (firme e interrupciones) e incluso contratación que garantiza firmeza que supera los consumos (asumiendo que la modalidad “Otras” incorpora principalmente cantidades con firmeza). No obstante, lo anterior, también es importante resaltar que, dado que algunos sectores presentan un comportamiento de consumo variable, se evidencia la necesidad de incorporar productos flexibles en el mercado de gas adicionales al CF95, que les permita a los compradores del mercado primario afrontar periodos de bajo consumo y variación de demanda.



- Algunos sectores, como la Generación Térmica y la Industria, presentan diversidad de modalidades que incluyen los productos Firme, CF95, take or pay, Opción de compra, Firmeza condicionada, Con interrupciones, entre Otros; en comparación con los sectores GNVC y Regulado los cuales se caracterizan por una contratación más estable durante el período y menos diversa con participación mayoritaria de los productos Firme y CF95, esta característica es acorde con lo esperado dado que estos segmentos corresponden a demanda esencial que debe cubrirse con modalidades que garanticen firmeza.
- El sector de Generación Térmica refleja la tendencia a una cobertura contractual de largo plazo, que se evidencia por la presencia de productos “take or pay” y “firme” que fueron negociados previos a los años 2013 y 2017 respectivamente, cuando la regulación permitía este tipo de modalidades. Estas dos (2) modalidades representan cerca del 50% de la contratación vigente de este sector.
- El sector regulado presenta periodos en los cuales el consumo supera la contratación, en este sentido esta Superintendencia revisará en próximas versiones de este boletín esta cobertura de los comercializadores en particular con destino a la demanda de usuarios regulados.
- Es conveniente hacer un llamado a que los comercializadores (como compradores del mercado primario) a que actualicen la información que se reporta al Gestor del mercado respecto a las cantidades asignadas con destino a los diferentes sectores de consumo, de tal forma que la información de contratación para cada sector refleje fielmente el real cubrimiento contractual y el sector de consumo que se atiende con el gas comprado en el mercado primario.



5. Análisis Precios de Bolsa diciembre – febrero

En este aparte, se realiza un análisis de detalle frente al comportamiento de los precios de bolsa durante el trimestre diciembre 2021 – febrero 2022. Este análisis hace parte de las diferentes acciones que está adelantando la Superintendencia frente a lo ocurrido, en ejercicio de sus funciones de vigilancia y control.

5.1. Marco regulatorio oferta de agentes del mercado y señales adicionales

En relación con la regulación aplicable para determinar el marco regulatorio de las ofertas de plantas en la operación del Sistema Interconectado Nacional, se pueden mencionar lo siguiente:

- Ley 143 de 1994

Mediante la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética; particularmente el artículo 6 que establece los principios de ley frente a la prestación del servicio de energía eléctrica:

“(...) ARTÍCULO 6o. Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. (...)”

- Resolución CREG 055 de 1994

Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el sistema interconectado Nacional, particularmente en lo relacionado con los precios de bolsa:

“(...) ARTÍCULO 6. OFERTAS DE PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGÍA.<Artículo modificado por el artículo 28 de la Resolución 60 de 2019. El nuevo texto es el siguiente:> Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

- *1.1 Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento y la eficiencia térmica de la planta.*
- *1.2. Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional.*



- 1.3. *Para las plantas de generación variable: los costos de oportunidad de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica para el día de operación del sistema interconectado nacional. (...)*

- Resolución CREG 024 de 1995

Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación, en particular lo indicado en el ANEXO A-4.

“(...) La oferta de precios en la Bolsa de Energía se hará de acuerdo con la Resolución CREG-055 de 1994 (o demás normas que la modifiquen o sustituyan). Sin embargo, para verificar si las cotizaciones de los generadores siguen el criterio definido en la resolución mencionada, la Comisión tomará en cuenta que los precios ofertados serán flexibles e incluirán el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores. (...)”.

Así mismo, es importante referenciar otras Resoluciones que dan señales a los agentes en relación a las condiciones del sistema (CREG 209 de 2020 y CREG 210 de 2021) y de su comportamiento en el mercado (CREG 080 de 2019):

- CREG 026 de 2014

Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación

- CREG 209 de 2020

Por la cual se adoptan nuevas reglas de inicio y finalización del período de riesgo de desabastecimiento del capítulo II del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, Resolución CREG 026 de 2014, y se adoptan otras disposiciones.

- CREG 210 de 2021

Por la cual se modifican los artículos 2 y 5 de la Resolución CREG 026 de 2014.

- CREG 080 de 2019

Por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible



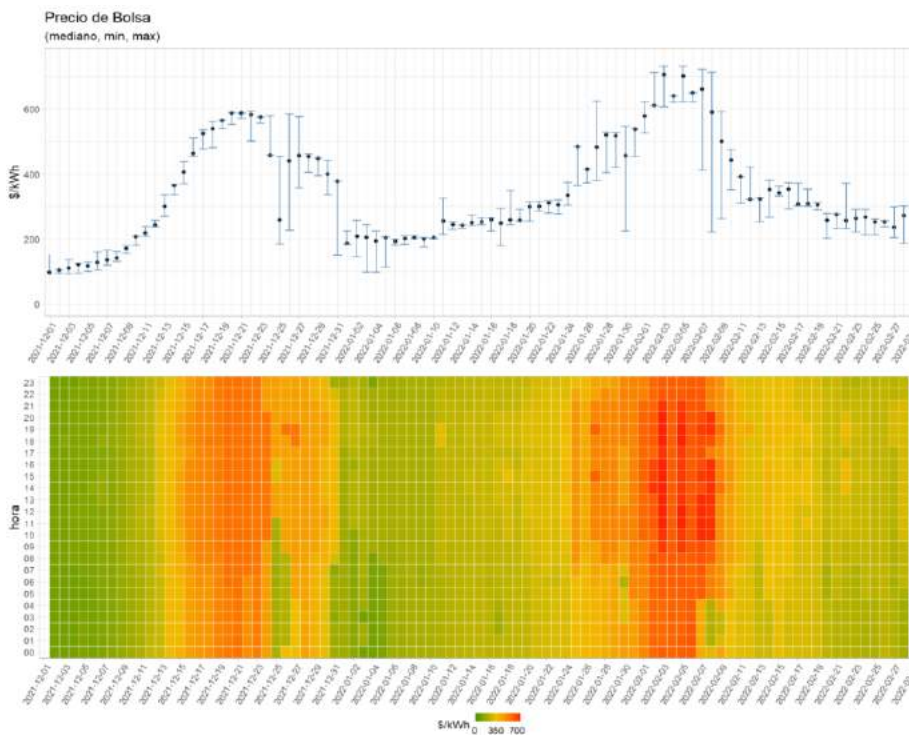
5.2. Precios de bolsa observados

Esta Superintendencia realizó seguimiento a los precios de bolsa de manera particular para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2021 y 28 de febrero de 2022, frente a lo cual el mercado de corto plazo experimentó dos picos de precios. Los valores se ven reflejados en la Figura 101 la cual presenta la evolución diaria de los precios de bolsa nacional. Estos precios reflejan el valor de oferta de la última planta requerida (según orden de mérito determinado por su precio de oferta) para atender la demanda horaria en el Sistema Interconectado Nacional - SIN. En el panel superior los puntos indican el precio de bolsa mediano, es decir, la doceava hora más cara de cada día, y las barras verticales el rango de precios horarios de cada día. En el panel inferior, se presenta un mapa de calor que ayuda a visualizar la distribución de precios a lo largo

de las 24 horas de cada día, donde se puede observar una tendencia a tener menores precios en la madrugada y mayores desde las 9am hasta las 10pm, en congruencia con los valles y picos de demanda de electricidad en el sistema, respectivamente.

Para el caso del primer pico, los precios comenzaron a incrementar de manera acelerada desde el 8 de diciembre, cuando los precios de bolsa estaban por debajo de \$150/kWh, superaron valores de \$500/kWh desde el 16 de diciembre, y estuvieron cercanos a \$600/kWh hasta el 21 de diciembre. Este pico

Figura 101. Costos Marginales en el Sistema Interconectado Nacional (Dic - 01 a Feb - 28)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

comenzó a decrecer desde el 25 de diciembre.

El segundo pico comienza después del 10 de enero de 2022, cuando el precio de bolsa rondaba los \$200/kWh. A partir de este momento los precios de bolsa experimentan incrementos diarios más lentos a los de diciembre, pero más volátiles y sostenidos en el tiempo. El precio de bolsa alcanza un máximo intra-diario de \$600/kWh por primera vez el 27 de enero, mientras los valores medianos de cada día siguen incrementando y superan este valor luego desde el 2 de febrero. Durante la primera semana de febrero se observaron dos días con precios medianos superiores a \$700/kWh y otros días con máximos intra-diarios que también superaron este valor. A partir del 8 de febrero se da por terminado este pico y los precios caen rápidamente,



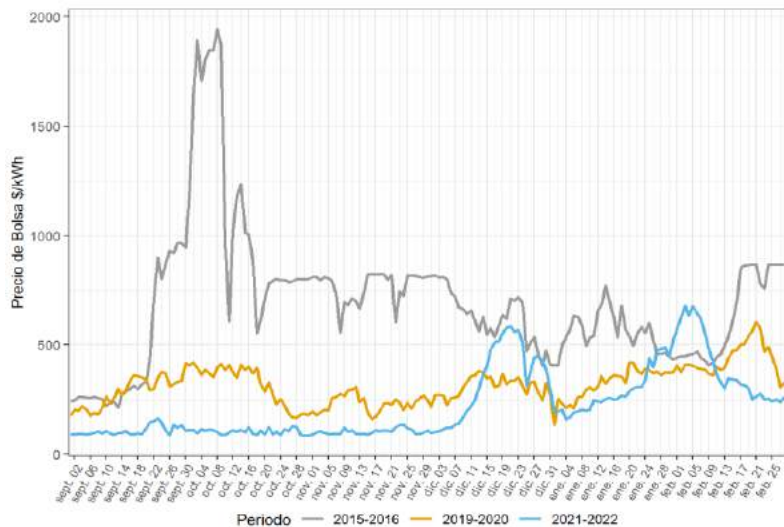
la siguiente semana los precios estuvieron por debajo de \$400/kWh y desde el 20 de febrero fueron generalmente menores a \$300/kWh.

5.2.1. Comparación de precios observados con precios de otros años

A continuación, se presenta un comparativo de los precios de bolsa del periodo actual versus otros dos periodos de referencia, tomando un rango de 6 meses para mayor perspectiva de análisis:

- septiembre 2019¹¹ a febrero 2020: un periodo reciente de menor hidrológica comparado con el periodo actual (sep 2021 – feb 2022) y previo a la pandemia.
- septiembre 2015 a febrero 2016: periodo con El Niño más fuerte de los últimos años.

Figura 102. Comparativa precios años 2015-2016, 2019-2020 y 2021-2022



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Las principales conclusiones son:

- Se observan un primer aumento de precios para el periodo 2021-2022 (línea azul Figura 102); entre la segunda y tercera semana de diciembre, estos precios fueron superiores a los del mismo periodo para los años 2019-2020 (línea naranja Figura 102).
- Se observó un segundo aumento de precio, desde comienzos de enero de 2022 y hasta la segunda semana de febrero con valores superiores a los observados en el periodo equivalente de 2019-2020,

¹¹ Boletín de predicción climática y recomendación sectorial –Para Planear y decidir – 4 sep de 2019- http://www.pronosticosyalertas.gov.co/web/tiempo-y-clima/prediccion-climatica?p_p_id=110_INSTANCE_ljPLJWRaQzCm&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_110_INSTANCE_ljPLJWRaQzCm_struts_action=%2Fdocument_library_display%2Fview_file_entry&_110_INSTANCE_ljPLJWRaQzCm_redirect=http%3A%2F%2Fwww.pronosticosyalertas.gov.co%2Fweb%2Ftiempo-y-clima%2Fprediccion-climatica%2F-%2Fdocument_library_display%2F1jPLJWRaQzCm%2Fview%2F79336843%3F_110_INSTANCE_ljPLJWRaQzCm_redirect%3Dhttp%253A%252F%252Fwww.pronosticosyalertas.gov.co%252Fweb%252Ftiempo-y-clima%252Fprediccion-climatica%253Fp_p_id%253D110_INSTANCE_ljPLJWRaQzCm%2526p_p_lifecycle%253D0%2526p_p_state%253Dnormal%2526p_p_mode%253Dview%2526p_p_col_id%253Dcolumn-1%2526p_p_col_count%253D1&_110_INSTANCE_ljPLJWRaQzCm_fileEntryId=93514213



recordando que este último es un periodo comparativamente con menores niveles de aportes y volumen útil.

- c) Además, los precios durante el pico de diciembre se acercan a los valores vistos en el sistema durante diciembre de 2015 (año de fenómeno de El Niño); y luego, durante el pico de la primera semana de febrero, inclusive superan los precios experimentados en el mercado en el periodo equivalente de 2016.

En las siguientes subsecciones se presentará un análisis detallado del comportamiento de los precios de oferta para los cinco principales agentes con plantas hidroeléctricas en el sistema: Celsia, Chivor, Emgesa, EPM e Isagen.

5.3. Señales para el horizonte

5.3.1. Señales IDEAM¹²

A continuación, se presenta las diferentes observaciones realizadas por el IDEAM en relación a la predicción climática realizada mediante los diferentes boletines para los periodos de diciembre de 2021, enero de 2022 y febrero de 2022:

- Boletín Predicción Climática Diciembre

“(...) El IDEAM informa que se observan condiciones de La Niña. De acuerdo con las proyecciones del CPC/IRI es probable que este comportamiento continúe a través del invierno 2021-2022 del hemisferio norte (-90% de probabilidad) y hasta la primavera 2022 (-50% de probabilidad durante marzo-mayo). Bajo este panorama las variaciones climáticas del país serán moduladas en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución de las condiciones de la Niña.(...)”

- Boletín Predicción Climática Enero

“(...) El IDEAM informa que persisten las condiciones de La Niña. De acuerdo con las proyecciones del CPC/IRI es probable que este comportamiento continúe a través del invierno con un 95% de probabilidad, retornando a la condición neutral durante abril y junio (-60%). Bajo este panorama, las variaciones climáticas del país serán moduladas en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución de La Niña. (...)”

- Boletín Predicción Climática Febrero

¹² <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/prediccion-climatica>



“(…) El IDEAM informa la consolidación del Fenómeno de la Niña, con inicio en agosto de 2021. De acuerdo con las proyecciones del CPC/IRI es probable que este evento continúe a través de la primavera del hemisferio norte (-65% de probabilidad) y retorne a la neutralidad entre abril y junio (-51% de probabilidad). Bajo este panorama, las variaciones climáticas del país serán moduladas en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución del fenómeno de La Niña.(…)”

5.3.2. Señales Operador del Sistema

En relación a las señales dadas por el Operador del Sistema, de acuerdo con los resultados de los análisis de la situación energética de mediano plazo, usando el modelo MPODE (Resolución CREG 025 de 1995 y 080 de 1999)¹³; a continuación, se presentan para cada uno de los siguientes escenarios evaluados, los resultados de los modelos en relación a la necesidad de generación térmica necesaria para atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad:

- i) Hidrología 1: Nov 2021 a Oct 2023: hidrología histórica del periodo Nov 1985 - Oct 1987
- ii) Hidrología 2: Nov 2021 a Oct 2023: hidrología histórica del periodo Nov 2001 - Oct 2003
- iii) Hidrología 3: Nov 2021 a Oct 2023: hidrología histórica del periodo Nov 1999 - Oct 2001
- iv) Hidrología 4: escenario esperado del SURER¹⁴.
- v) Hidrología 5: escenario contingencia del SURER.
- vi) Hidrología 6: hidrología media histórica.

Tabla 39. Promedio (tercera semana de diciembre de 2021 y tercera de febrero de 2022): la generación térmica máxima es la obtenida del modelo energético considerando los índices de indisponibilidad de generación y los mantenimientos informados por los agentes.

H_1985-1987	H_2001_2003	H_1999_2001	H_EsperadoCNO	H_ContingenciaCNO	H_Media_Hist
28,70	35,47	18,87	24,24	41,27	31,88

Fuente Datos XM¹⁵

De la tabla anterior, se observa que, en promedio, la necesidad de generación térmica estimada para atender el sistema entre el 13 de diciembre de 2021 y el 14 de febrero de 2022, corresponde a valores entre 18.87 GWh/día y 41,27 GWh/día; mientras la generación térmica en promedio observada para este mismo horizonte estuvo en 51 GWh/día.

¹³ <https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-mediano-plazo/an%C3%A1lisis-energ%C3%A9tico-de-mediano-plazo-resultados-de>

¹⁴ Subcomité de recursos energéticos renovables – Consejo Nacional de Operación

¹⁵ <https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-mediano-plazo/an%C3%A1lisis-energ%C3%A9tico-de-mediano-plazo-resultados-de>



5.4. Ofertas de precio de los recursos de los agentes vs los aportes y los niveles de embalse

En esta subsección se presenta la evolución diaria de los precios de oferta de cada una de las plantas hidroeléctricas con embalse de los cinco principales agentes del sistema que poseen esta tecnología; es decir, se excluyen las plantas filo de agua pues por definición no tienen capacidad para almacenar agua. Los cinco agentes incluidos en el análisis son: Celsia, Chivor, Emgesa, EPM e Isagen.

5.4.1. Precios de ofertas de plantas hidroeléctricas vs comparación con la situación de aportes observados

La Figura 103 presenta la evolución de los precios de oferta en comparación con los niveles de aportes¹⁶. Anexo al nombre de cada planta se presenta el agente al que pertenece, su capacidad instalada en MW de potencia para dimensionar cuanta energía le puede entregar al sistema y un número de días que estima el tiempo en que cada planta puede funcionar a máxima capacidad partiendo de un volumen útil al 100% y sin recibir aportes, esta última medida es un proxy de la capacidad de regulación de cada planta. Lo anterior con el fin de evidenciar si una planta de baja regulación es más volátil en sus precios de oferta (dada la volatilidad de los aportes de corto plazo) respecto a una planta de alta regulación (que se podría permitir más días continuos de bajos aportes). Como se puede observar no todas las plantas grandes son de alta regulación, tampoco las de alta regulación son necesariamente grandes (ej, San Carlos vs Jaguas).

Como se puede observar, varias plantas experimentaron bajos aportes, evidenciando niveles de lluvias típicos de la temporada de verano (la cual generalmente comienza en diciembre).

Respecto a los precios de oferta, se puede observar que las plantas de alta regulación presentaron variabilidad en sus precios de oferta, lo cual inicialmente se pudo entender como un intento de cumplimiento de niveles de embalse como consecuencia de sus responsabilidades con el esquema del cargo por confiabilidad o contratos e, inclusive, por los planes de acción definidos en cumplimiento de la Resolución CREG 127 de 2020. Esto a pesar de que este tipo de plantas se pueden permitir varios días de bajos aportes que luego serán compensados con momentos de altos aportes, como en efecto terminó sucediendo (algo que se esperaba dadas las señales de La Niña).

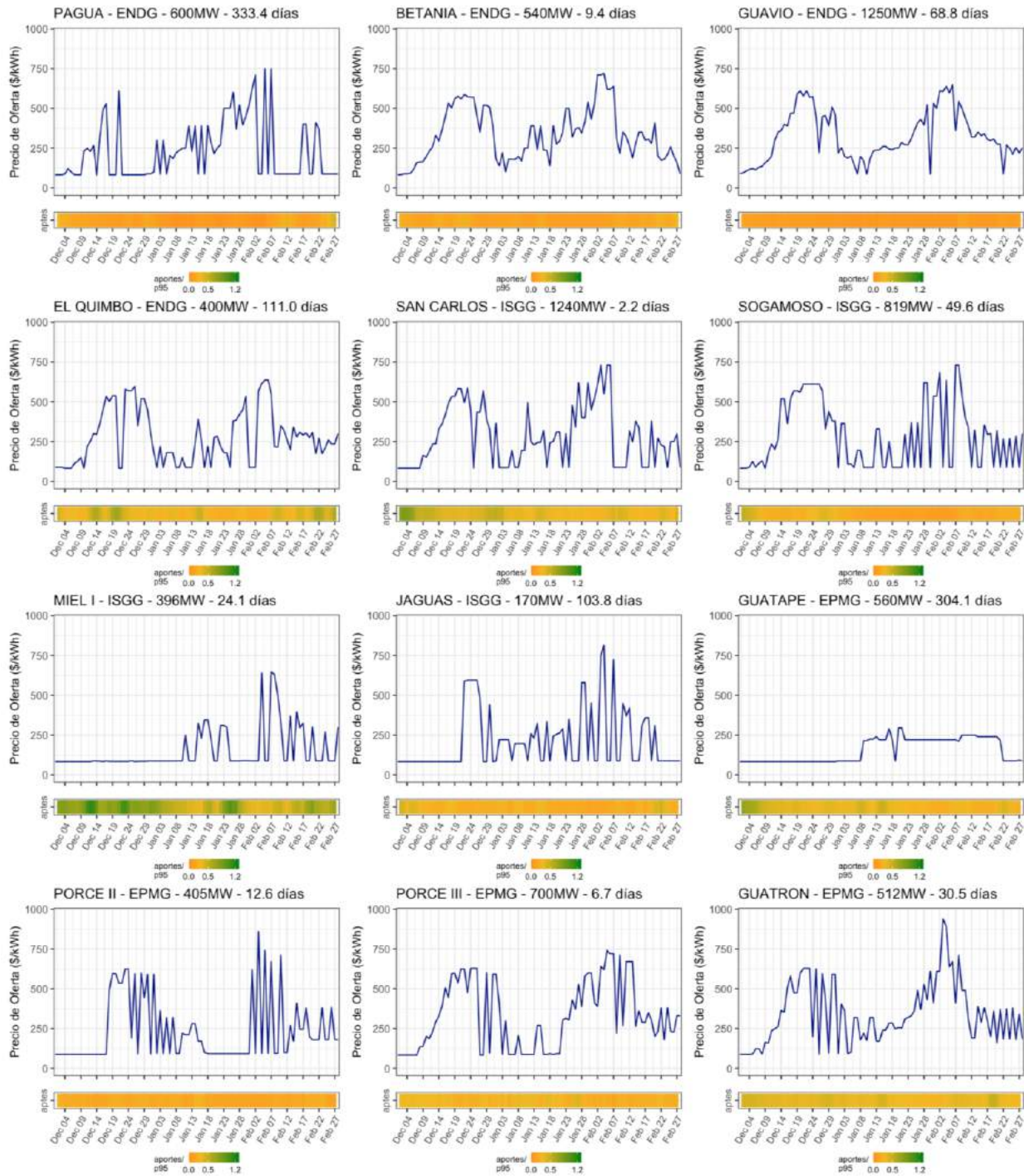
Algunas plantas de mediana y baja regulación presentaron movimientos de sus precios de oferta en una dirección consistente con su situación de aportes en algunos momentos del periodo, subiendo sus precios en momentos de bajos aportes y reduciendo en momentos de altos aportes, pero no necesariamente

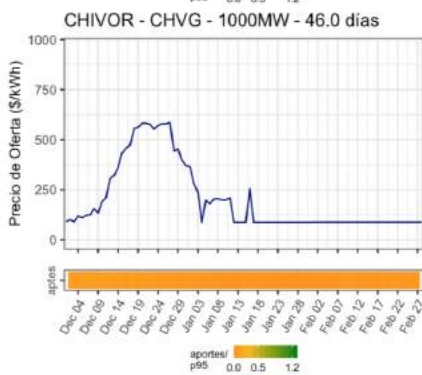
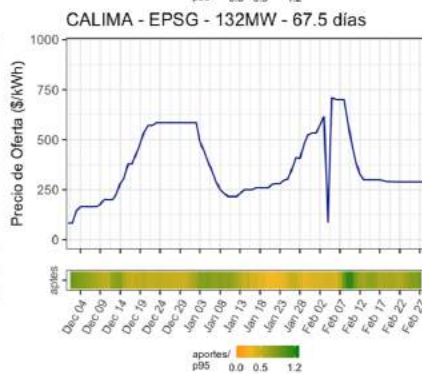
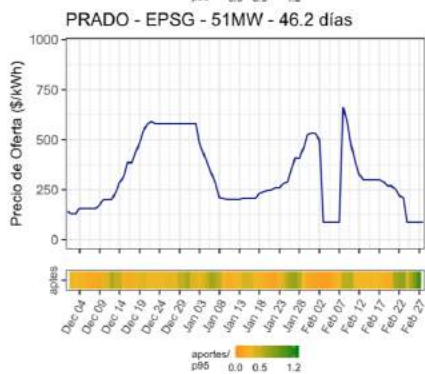
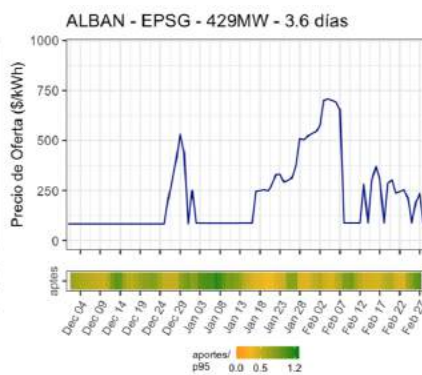
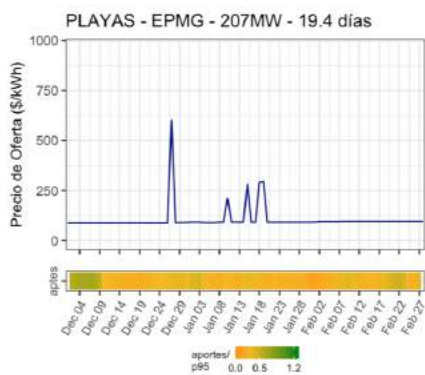
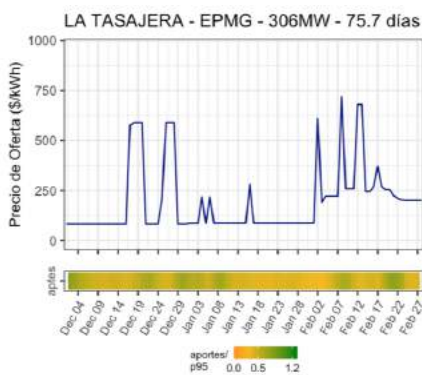
¹⁶ Los aportes se representan en un mapa de calor a lo largo del eje horizontal que representa una media móvil de los aportes observados de 3 días respecto al percentil 95 histórico, es decir, una medida de qué tan cerca ha estado el promedio de aportes de los últimos 3 días respecto a niveles cercanos al máximo histórico: valores cercanos a cero (naranja) representan niveles bajos aportes recientes y valores cercanos o superiores a 1 (verde) representan aportes especialmente altos.



consistentes en cuanto a la magnitud, pues para la misma planta hubo periodos de mejores aportes respecto a otros, que tuvieron precios de oferta más altos.

Figura 103. Precio oferta Vs Aportes





Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM



5.4.2. Precios de ofertas del portafolio hidroeléctrico del agente vs aportes y volumen útil

Dado que el mercado se compone por agentes con relaciones interdependientes; es decir, donde las acciones de unos tienen efectos sobre otros, y el hecho de que cuatro (4) de los cinco (5) agentes analizados en esta subsección tienen portafolios de 4 o 5 plantas hídricas con embalses de diferentes tamaños y capacidad instalada, es pertinente revisar el comportamiento de las ofertas a nivel de agente en comparación con los precios de bolsa observados en el sistema.

También es útil contrastar el comportamiento de las ofertas del periodo bajo análisis, noviembre 2021 a febrero 2022 (se incluye noviembre para mayor perspectiva temporal), contra lo sucedido en otro periodo, para ello se escogió como referencia al periodo noviembre 2019 – febrero 2020; el cual fue un periodo reciente y previo a la pandemia (con dinámicas de demanda similar a la actual y condiciones hidrológicas más críticas). El periodo de referencia también enfrentó una hidrología menos favorable en términos de aportes y de volumen útil, por lo que se considera que los niveles de riesgo percibido debieron ser mayores respecto a los del periodo actual y, por lo tanto, indicativos de un mayor costo de oportunidad del agua. Contrario a lo esperado, se evidenciará que los precios de oferta de las plantas hidroeléctricas fueron mayores en los meses recientes, generando mayores precios de oferta respecto al periodo de referencia.

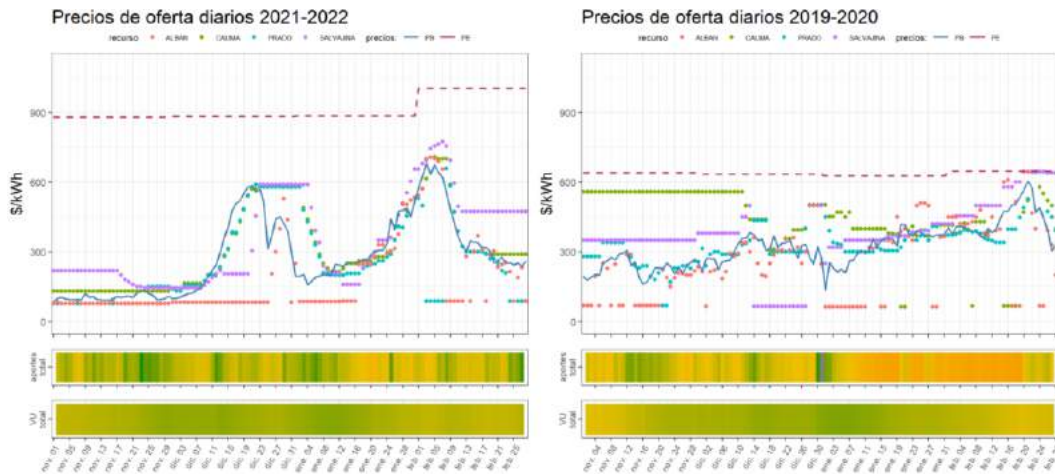
La Figura 104, Figura 105, Figura 106 y Figura 107, presentan esta información para los casos de Celsia, Emgesa, EPM e Isagen. Chivor no se incluye por ser un agente cuyo portafolio hidroeléctrico de embalse es de una sola planta.

- Celsia

A primera vista, los precios de oferta del portafolio de cuatro plantas hidroeléctricas de Celsia son menos dispersos y con incrementos más graduales en el periodo actual respecto al periodo de referencia (noviembre 2019 – febrero 2020) que presenta incrementos más escalonados (Figura 104 derecha). También se observa que los máximos por planta son menores en noviembre de 2021, pero en diciembre de 2021 superan los máximos observados de diciembre 2019 a febrero 2020, periodo en que este agente enfrentó menores aportes y volumen útil, aunque también menores picos de precios de bolsa.



Figura 104. Precio ofertas vs Aportes y embalse Celsia



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

A nivel de plantas, los precios de oferta de Celsia son estables durante noviembre 2021, un mes de muy buena hidrología durante el cual el precio de bolsa presenta valores promedio por debajo \$125/kWh. En diciembre el agente comienza a incrementar el precio de oferta de las plantas Calima y Prado de forma gradual y el de Salvajina de forma escalonada, siguiendo de cerca el incremento en los precios de bolsa, pero sin una participación importante en la fijación de los mismos. Luego del pico de precios de bolsa de diciembre las ofertas tardan en caer hasta unos diez días después.

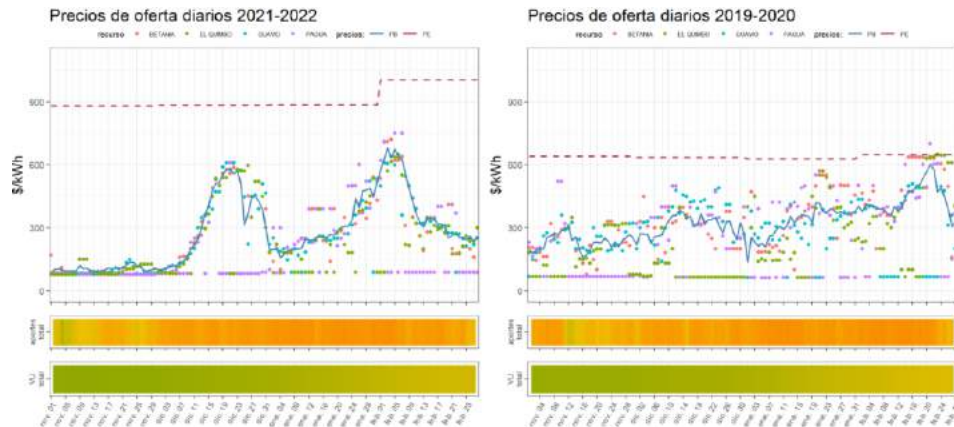
Para el pico de enero-febrero 2022, las ofertas tienden a seguir más de cerca los incrementos en los precios de bolsa, en esta oportunidad con una participación relevante de la planta Alban en las fijaciones de los mismos. Luego del pico, Celsia decrece las ofertas de todas sus plantas a excepción de Salvajina, lo cual llama la atención dado el incremento de aportes en esta planta desde comienzos de febrero.

- Emgesa

Los precios de oferta del portafolio hidroeléctrico de Emgesa son menos dispersos en el periodo de análisis respecto al de referencia (Figura 105 derecha). Las ofertas por planta para el periodo de análisis son menores en noviembre y llegan a sus valores máximos en diciembre 2021 y febrero 2022; estos valores son superiores a los del mismo periodo en relación al periodo de referencia. Sin embargo, la frecuencia de ofertas superiores a \$250/kWh tiende a ser mayor a lo largo del periodo de análisis.



Figura 105. Precio ofertas vs Aportes y embalse Emgesa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

A nivel de plantas, los precios de oferta tienden a presentar mínimos estables durante noviembre 2021, menores al precio de bolsa promedio. En diciembre, el agente comienza a incrementar el precio de oferta de todas sus plantas, aunque con Pagua lo hace de manera intermitente. Emgesa tuvo un papel importante en las fijaciones del precio de bolsa entre el 10 y 20 de diciembre; es decir, durante el comienzo del pico, con sus plantas Betania, Guavio y El Quimbo.

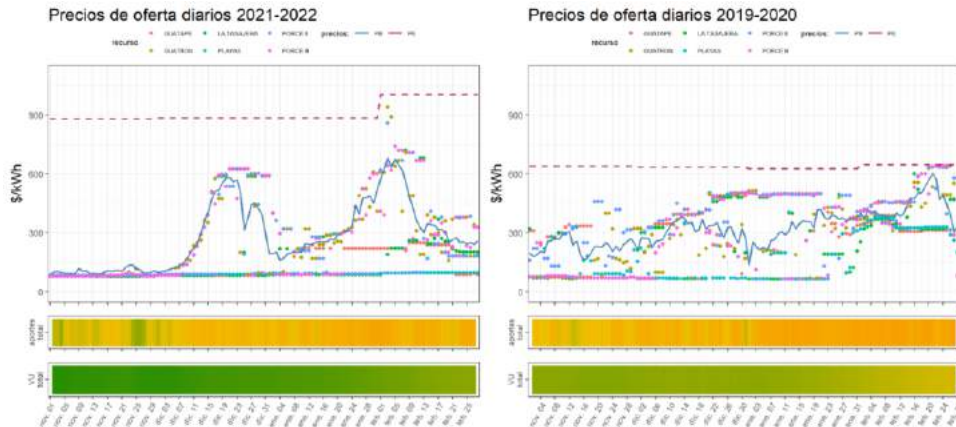
Entre enero 31 y febrero 6, Emgesa fue el agente de mayor número de fijaciones de precio de bolsa; es decir, el momento en que se alcanzaron los precios máximos de bolsa del trimestre, especialmente con la planta Guavio. Luego del pico, Emgesa decrece las ofertas de todas sus plantas y Guavio siguió siendo la planta con mayor relevancia en la fijación de precios de bolsa.

- EPM

EPM tiene en su portafolio 6 plantas hidroeléctricas con embalse. Al igual que los otros agentes los precios de oferta son menos dispersos en el periodo de análisis respecto al de referencia (Figura 106). Durante noviembre los precios para todas sus plantas están en cerca de los valores mínimos por regulación (CERE + FAZNI), pero los precios máximos del trimestre son mayores a los máximos del periodo de referencia, a pesar de que EPM también tuvo mejor hidrología en el trimestre diciembre 2021 – febrero 2022.



Figura 106. Precio ofertas vs Aportes y embalse EPM



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el alza de precios de bolsa de diciembre, EPM incrementó el precio de oferta de todas sus plantas, a excepción excepto Playas y Guatapé, con una influencia moderada en el número de fijaciones, principalmente por parte de la planta Porce III.

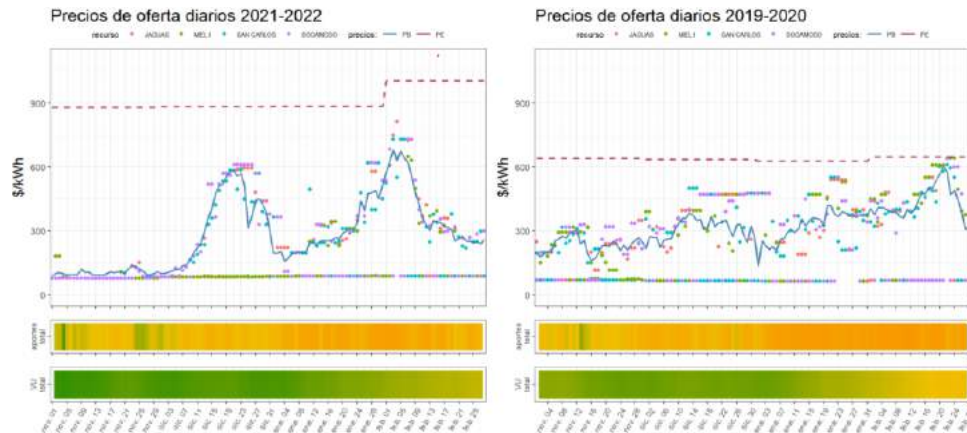
Durante los días circundantes al pico de enero-febrero, EPM mantuvo, con alguna que otra excepción, precios de oferta bajos con las plantas Playas, Guatapé y La Tasajera, incrementó gradualmente las ofertas de Porce III y Guatraton, y empleó una estrategia intermitente de precios altos y bajos con Porce II. Este agente tuvo una participación intermedia en las fijaciones del precio de bolsa durante esta segunda ronda de incrementos del precio de bolsa, principalmente con Porce III y Guatraton.

- Isagen

Los precios de oferta del portafolio hidroeléctrico de Isagen, son menos dispersos en el periodo de análisis respecto al de referencia (Figura 107 derecha). Durante noviembre sus precios de oferta se ubican alrededor de \$100/kWh. En diciembre 2021 la hidrología fue más favorable comparada con diciembre 2019, pero los precios máximos de oferta de San Carlos, Sogamoso y Jaguas superaron los máximos de ese mes de referencia. Una situación similar se observa en el bimestre enero-febrero de 2022; si bien se observa que se presentan mejores condiciones hídricas de aportes y volumen útil, pero el precio de oferta supera los máximos del bimestre de referencia.



Figura 107. Precio ofertas vs Aportes y embalse ISAGEN



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En diciembre, el agente comienza una tendencia al alza en el precio de oferta de San Carlos y Sogamoso desde comienzos de diciembre que tienen una participación importante en las fijaciones. A partir del 20 de diciembre (durante el momento pico de precios), también incrementan los precios ofertados con Jaguas, sin embargo, no se ubica como marginal en el despacho ideal, es decir, no fija el precio de bolsa.

Para el caso del segundo pico de precios, Isagen tendió a incrementar las ofertas de sus plantas con precios altos y bajos observados, y fue el segundo agente de mayor número de fijaciones de precio de bolsa, principalmente con San Carlos y Sogamoso.



5.5. Ofertas de precio con otros combustibles

- Precios de oferta por tecnología/combustible:

La Figura 108 presenta los precios promedio (simple) de los precios de oferta para los diferentes combustibles en el trimestre analizado, agrupando las plantas según su tipo combustible, así:

- El precio de las plantas generadoras a carbón tuvo un promedio de 199,39 \$/kWh para el periodo.
- En cuanto a las plantas térmicas duales que usan carbón o gas natural, su promedio durante el trimestre fue de 359,93 \$/kWh.
- Para las plantas del interior que usan gas natural nacional principalmente, el promedio trimestral se encontró alrededor de 467,70 \$/kWh.

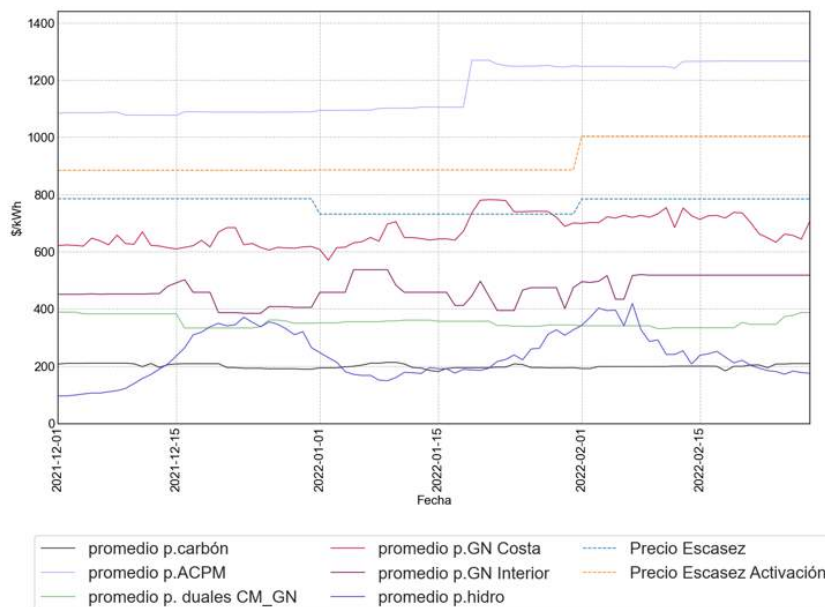
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

importado, tuvieron un promedio simple alrededor de 671,88 \$/kWh.

- Así mismo, para las plantas a ACPM, su promedio se encontró en 1166 \$/kWh durante el trimestre.

• Por su parte, las plantas a gas de la costa, que usan gas nacional e

Figura 108 Precios promedio ofertas por tipo de energéticos



La Figura 109 presenta los precios promedio de bolsa, comparados contra precios promedio simples de referencia para carbón y gas natural de la costa y un “túnel” de precio de oferta para el carbón y el gas que presenta los costos máximos y mínimos para las dos tecnologías (gas y carbón).



En relación al primer pico de precios de bolsa en diciembre, se observa que el precio no llegó al precio promedio de las plantas de gas de la costa pero si supera los valores máximos para las ofertas de las plantas de carbón en su totalidad; para el segundo pico de precios, se observa que si bien el precio de bolsa se acerca al promedio de las térmicas de la costa, sigue estando por debajo de este promedio; es decir que al igual que en el pico de diciembre, se puede inferir que el aumento de precios para los dos picos, permitió la entrada de las plantas térmicas a carbón disponibles por estar por encima de su oferta, sin embargo,

aparentemente, para el caso de las térmicas a gas este aumento no permitió despachar las térmicas a gas más grandes que son las de la costa (por no superar el túnel del precio de oferta de gas y ni siquiera tocar el promedio) y, si lo hizo, puede ser en menor proporción. Sin embargo, esta hipótesis se verifica más adelante en este documento relacionado con la gestión del recurso del agua y necesidad del mismo.

- Precios de ofertas de plantas hidroeléctricas en comparación con las ofertas de plantas a gas de referencia:

Vale recordar que el país venía presentando condiciones propias de La Niña durante el trimestre (ver Señales IDEAM 5.3.1), pero que el ciclo intra-estacional provocó que durante algunas semanas las lluvias fueran menores a las esperadas para un periodo de La Niña. No obstante, se reitera que los niveles de embalse durante el periodo fueron adecuados para la temporada del año (ver Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica 3.2) y que los aportes no llegaron a niveles tan bajos como para ser equiparables con un verano fuerte (ver Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica 3.2) y mucho menos con un fenómeno de El Niño; por lo tanto, las señales de hidrología no fueron indicativas de riesgo de desabastecimiento para el sistema.

La Figura 110 presenta los precios de oferta del portafolio de plantas hidroeléctricas de cada uno de los cinco agentes analizados en comparación con los precios de oferta de las térmicas a gas Proelectrica 1, Flores I CC y TEBSA CC, las cuales fueron identificadas como las únicas plantas a gas que tuvieron precios de oferta cercanos a algunas plantas hidroeléctricas en los márgenes de la generación por mérito, otras térmicas a gas como las Termoyopal estuvieron siempre en la base de la curva de mérito, razón por la cual no influían en el ahorro de agua para los embalses del sistema cuando las plantas hidroeléctricas incrementaban su precio ofertado.

Figura 109 Comparación del precio de bolsa contra precios promedio de referencia

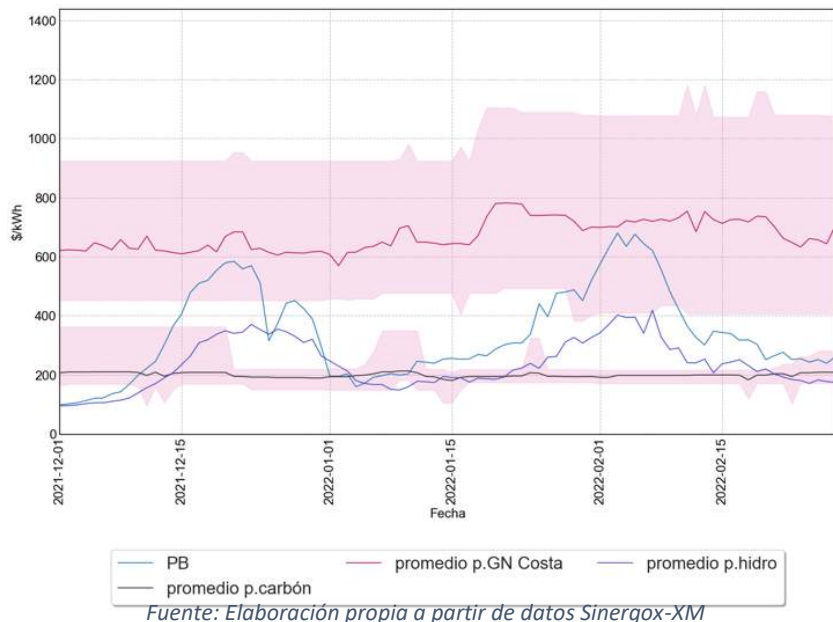
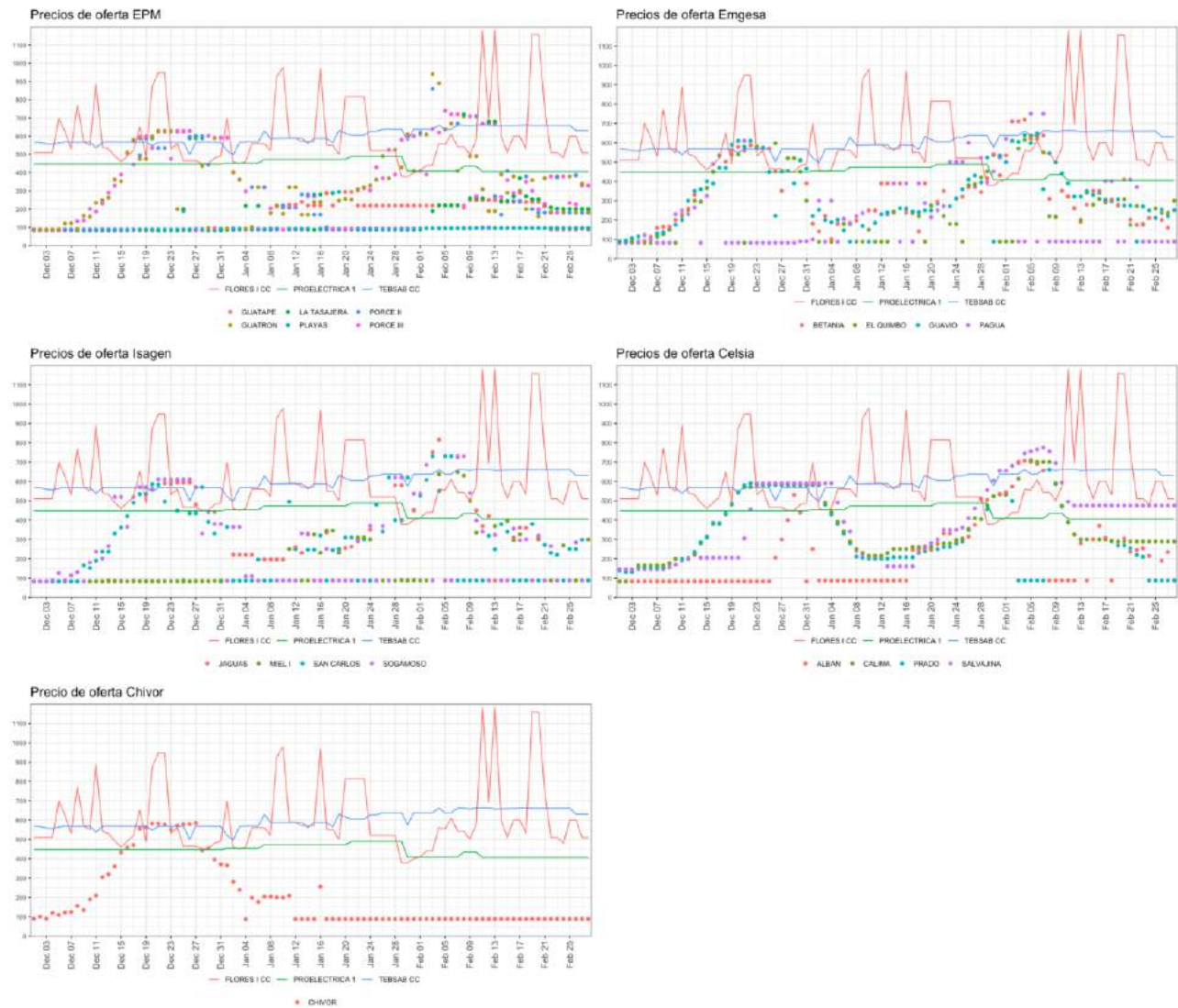




Figura 110. Precios de oferta de plantas hidro vs térmicas



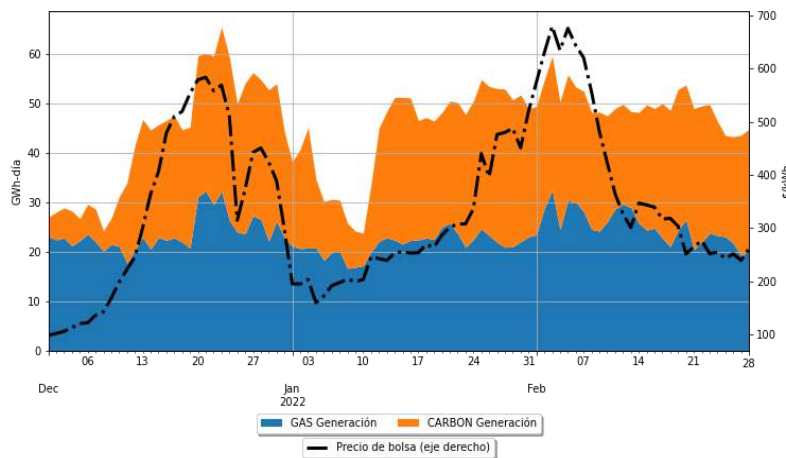
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Es de resaltar que durante el pico de diciembre las plantas hidroeléctricas presentaron un incremento constante en los precios de oferta y alcanzaron máximos aproximadamente desde el 19 de diciembre que tuvieron la tendencia a estar por encima del valor ofertado por TEBSA CC y significativamente mayores a Proelectrica I; Flores I por su parte bajó sus precios de oferta durante el periodo de pico de precios de bolsa. De esta manera, el precio de oferta de las hidroeléctricas pudo lograr integrar en términos de despacho para algunos momentos la generación de estas térmicas a gas en el despacho por mérito; sin embargo, es importante mencionar que la costa necesita una generación mínima de seguridad que independientemente de la oferta es necesaria para mantener las condiciones operativas adecuadas del sistema tema que se analizará más adelante en este documento.



5.6. Efecto incorporación generación térmica y oferta de precios considerando el mérito y generación de seguridad

Figura 111 Generación térmica vs precio de bolsa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

La Figura 111 presenta la generación de carbón y gas natural vs el precio de bolsa. Se observa que para diciembre una vez el precio de bolsa supera los 200 \$/kWh las plantas a carbón comienzan a generar entre 20 y 30 GWh/día, para enero-febrero esto sucede cuando el precio supera los 250 \$/kWh. No obstante, no se observa que con el aumento de precio aumente la generación a gas pues durante todo el periodo la generación con este combustible sigue siendo similar a la que tenía el sistema antes del aumento de precios; incluso,

cuando el precio de bolsa sobrepasa los 500 \$/kWh en diciembre y cuando supera los \$250 \$/kWh en enero-febrero. Esto confirma que no hubo un impacto significativo en el aumento de generación térmica a gas natural, ante el aumento de precios de bolsa en el mercado de energía mayorista.

Adicionalmente se estimó el número de días ahorrados en energía que pudiese ser asociada a la energía que posteriormente se atendería con recurso hidroeléctrico. Para el mes promedio mayo-noviembre previo al aumento de precios observado, la generación de un día equivale a 203GWh. En este sentido, el ahorro estimado del recurso hídrico correspondió a 2,53 días durante diciembre de 2021, y para el periodo enero 14 a febrero 13 de 2022 fue de 2,90 días. Los cálculos anteriores significaron un agregado de 5,43 días de ahorro estimado en el recurso hídrico cuando se suman los dos periodos analizados, de los cuales 5,13 días fueron resultado del aumento con generación con carbón, y 0,31 días resultado de la generación con Gas Natural, es decir, bajo estos supuestos la generación a gas tan solo contribuyó a un 5,6% de los días ahorrados.

- Desviaciones de la generación térmica de carbón y gas real respecto a su generación por seguridad

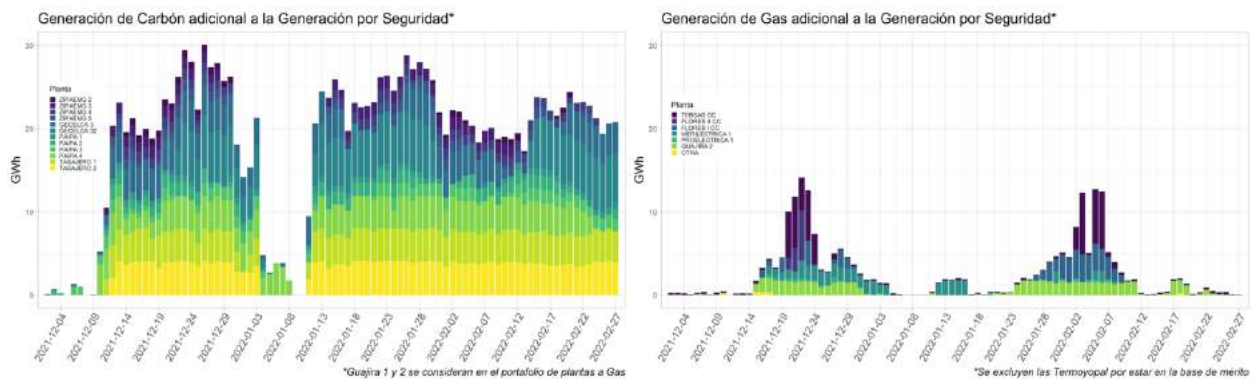


Complementario a lo indicado anteriormente, en relación a la generación térmica observada de dos periodos de 31 días que abarcan los dos picos de precios de bolsa del trimestre; en esta sección se calcula la generación térmica en términos reales que incorporó el aumento del precio de bolsa, descontando la condición de generación mínima para mantener la seguridad de algunas áreas, que para el caso de la costa caribe es generación térmica.

El aumento observado de los precios de oferta de las plantas hidroeléctricas es una forma en que los agentes buscan salir del mérito para disminuir la frecuencia de entrada en la generación por mérito y así hacer gestión eficiente del embalse, lo cual podría significar un aumento en las percepciones de riesgo del agente, generalmente sobre la situación hidrológica futura de corto y largo plazo. Idealmente, estos aumentos en las ofertas deberían generar ahorros en el recurso hídrico del sistema mediante la incorporación de la generación térmica dentro de la generación por mérito. En un mercado eficiente, la gestión adecuada del embalse para minimizar el riesgo de desabastecimiento de agua para atender las necesidades de generación futura, se debe lograr reduciendo al máximo los costos que debe asumir el sistema.

Vale recordar que la entrada de una planta térmica a carbón o gas dentro de la zona de despacho ideal (dentro de la generación por mérito) no siempre genera un aumento de la generación térmica proporcional a su capacidad de generación, pues generalmente estas plantas entregan energía al sistema bajo la modalidad de *generación por seguridad* estén o no en el despacho ideal, entonces el ahorro de volumen útil de agua en el SIN es únicamente proporcional al exceso de energía que estas plantas entregan al sistema por encima de la generación de seguridad cuando estas plantas entran en la generación por mérito. La Figura 112 presenta estas estimaciones para los casos de las plantas térmicas de carbón y gas.

Figura 112. Generación de carbón (izq) y Gas (der) adicional a la generación de seguridad



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

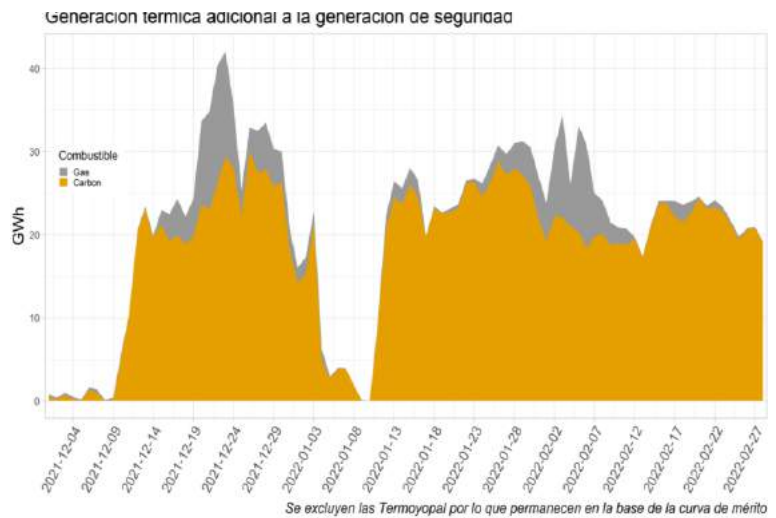


Se puede concluir que durante los dos periodos en que se presenta el aumento generalizado de precios de oferta de las plantas hidroeléctricas por encima de \$250/kWh el sistema logró incorporar una generación extra de carbón (respecto a sus niveles de generación por seguridad) entre 20 y 30 GWh/día.

Por su parte, la generación extra de gas presenta dos picos. En este caso, solo supera los 6 GWh/día adicionales durante 5 días en diciembre (entre el 20 y 24), los cuales se logran cuando varias hidroeléctricas presentan precios de oferta superiores a los de TEBSA CC, por lo que ésta entra en mérito. También se observa un aporte a la generación extra de gas por parte de Flores IV para el 20, 21 y 22 de diciembre, pero en este caso se debe a una reducción en el precio de oferta de esta planta. Entre el 2 y 6 de febrero también se pueden observar que los 4 días en los que TEBSA CC entra a aportar una generación extra considerable son los únicos en los que la generación de gas extra presenta su pico de aporte al sistema. Vale recordar que desde los últimos días de febrero los aportes comenzaron a aumentar de manera significativa, por lo que esta generación a gas no solo fue menor que la de diciembre, sino que fue menos necesaria para el sistema.

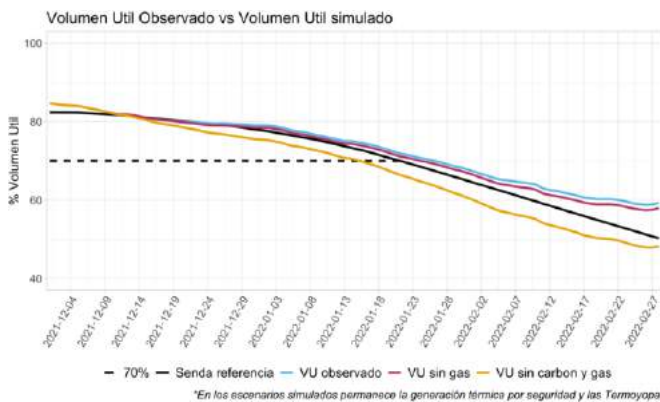
La Figura 113 presenta el agregado de la generación extra de carbón y de gas, donde es fácil evidenciar que la mayor parte de la generación extra en el sistema, es decir, la que desplazó efectivamente a plantas hidroeléctricas, corresponde a las térmicas a carbón.

Figura 113. Generación térmica adicional a la generación de seguridad



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Figura 114. Embalse agregado observado, calculado sin gas y calculado sin gas y carbón en % Vs referencia



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

En la Figura 114 se presentan los niveles porcentuales del volumen útil de embalse observado en el sistema (línea azul). En rojo se presenta el volumen útil calculado en caso que solo se hubiese incorporado la generación extra de carbón (línea roja); es decir, el volumen útil que se hubiese observado si no hubiese entrado la generación extra de gas. En Amarillo, el nivel de volumen útil sin la generación extra de gas y carbón. Finalmente se presenta la senda de referencia que representa el volumen útil sobre la cual deben estar los embalses para evitar la activación posibles condiciones de alerta relacionadas con el estatuto de desabastecimiento, recordando que la resolución CREG 210 de 2021 publicada el 15 de diciembre la



modificó para ser equivalente al mínimo entre el 70% (línea punteada) y la senda previa a la resolución (línea negra continua) y da una señal clara a los agentes para el ahorro del agua.

Tal como presenta la Figura 114, la senda observada solo tocó la senda de referencia durante tres días a mediados de diciembre, y a partir de la publicación de la resolución CREG 210 de 2021, la senda observada siempre fue superior. Adicionalmente, la generación extra de gas tuvo poco aporte en incrementar los niveles de volumen útil. Por su parte, la generación a carbón si se considera que fue relevante para mantener el volumen útil del sistema por encima de la senda de referencia y está razonablemente ajustada a las señales dadas por el operador del sistema que se indican en el numeral 5.3.2 de este documento. Si bien se observa que la senda sin generación extra de gas y carbón (amarilla) hubiese estado cerca a la senda de referencia hacia el final del periodo, sí se considera que el sistema hubiese presentado una separación indeseable respecto a la senda de referencia.

5.7. Estimación del costo para el sistema, considerando oferta mínima de los agentes para lograr incorporar en mérito las plantas de carbón

En esta subsección se presentan los resultados de una estimación del costo del sistema si las plantas hidroeléctricas hubiesen presentado precios de oferta suficientes para incorporar la generación extra de carbón necesaria y observada, pero menores a los requeridos para incorporar la generación extra de Gas, para la estimación, se tienen en cuenta las siguientes suposiciones generales: i) se considera solamente la incorporación asociada a la generación a carbón ii) el único propósito de incrementar la oferta de precio por parte de los agentes hidroeléctricos es la administración eficiente de su embalse y no incrementar artificialmente sus rentas infra-marginales, y iii) Que los agentes al momento de hacer sus ofertas pueden estimar con un nivel de certeza razonable las ofertas esperadas de las plantas térmicas del sistema, lo que permitiría ofrecer precios superiores a los ofertados por éstas.

En la estimación se identifican las plantas hidroeléctricas con embalse que superaron los precios de oferta de alguna planta de carbón, luego para efectos del ejercicio se modifican sus ofertas hasta estar \$0,1/kWh por encima de la planta de carbón que les precede. En los casos que haya más de una planta hidroeléctrica cuyo precio de oferta sea precedido por la misma planta de carbón, se adiciona \$0,1/kWh a sus ofertas como criterio de desempate, de esta manera no se altera el orden en la curva de mérito entre plantas hidroeléctricas y de carbón. No obstante, el precio de oferta estimado sí altera el orden de mérito relativo a las plantas de gas, congruente con el objetivo de no incorporar plantas a gas y por consiguiente no era necesario que fueran despachadas en mérito.



Una consideración adicional a tener en cuenta durante la modificación de ofertas es que, al buscar la planta de carbón que precede a cada planta hidroeléctrica, se excluyen las plantas de Termoyopal y Guajira 1 y 2. En el primer caso, porque los precios de oferta de Termoyopal se ubican generalmente en la base de la curva de mérito, por lo tanto, el incremento de las plantas hidroeléctricas no contribuyó a incorporar la energía extra de estas plantas. En el segundo caso, porque las unidades Guajira 1 y 2 funcionan con una mezcla de combustibles entre carbón y gas que incrementa sus costos (y precios de oferta) respecto al resto de unidades a carbón, estas plantas son consideradas dentro del grupo de generación extra a gas que se presentó en la Figura 112 y su generación extra es excluida en la senda sin gas presentada en la Figura 114. La planta de carbón Gecelca 32 tampoco fue considerada en los días previos al 20 de diciembre por motivos de indisponibilidad.

A partir de lo anterior, se generaron los costos marginales promedio estimados, que consisten en un promedio de los costos marginales horarios calculados estimados con las nuevas ofertas, ponderando por la generación horaria. Para la mayoría de horas se observó que marginaba la misma planta hidroeléctrica previa a la estimación o alguna de las plantas hidroeléctricas siguientes en mérito (cuya diferencia es \$0,1/kWh). También se observó que las horas en que marginaba una térmica de gas (por ej, TEBSA CC), su energía extra era compensada por las hidroeléctricas que las desplazaron en la curva de mérito, por lo que el precio marginal paso ubicarse en el rango de los precios de oferta de la planta más costosa a carbón (aproximadamente \$250/kWh).

Finalmente, los resultados de la diferencia de costo, son calculados como la diferencia entre el costo marginal de despacho observado y estimado, multiplicando por un valor estimado de demanda con exposición a los precios de bolsa, siendo esta última la diferencia entre la demanda diaria observada y la demanda contratada.

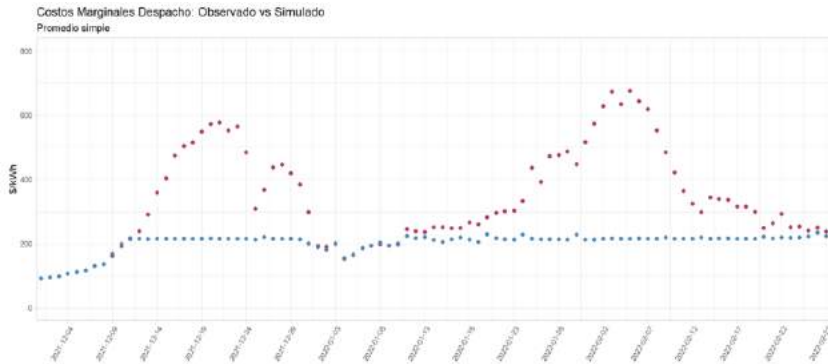
Tal como se ha mencionado, debe ser claro que los valores presentados son una estimación, tratando de aproximar lo mejor posible el resultado que se hubiese observado en el mercado si los precios de oferta de las plantas hidroeléctricas hubiesen sido los marginalmente superiores a los necesarios para incorporar en el mérito la generación de carbón, pero no la de gas; es decir, teniendo precios de oferta acotados por la planta más costosa de carbón más un delta de \$0,1/kWh (e incrementos de \$0,1/KWh para mantener las posiciones de mérito cuando sea necesario). Algunas observaciones a tener en cuenta que afectan las estimaciones:

- No tiene en cuenta la posibilidad de que los agentes vean fuertemente afectadas sus percepciones de riesgo en las plantas con embalses de baja regulación debido a los menores niveles de volumen útil. Tampoco que estos se queden sin agua y por tanto indisponibles (por ejemplo, en la planta San Carlos). No obstante, la probabilidad de que esto suceda se reduce al conservar la posición dentro de la curva de mérito y teniendo en cuenta que son pocas las plantas con embalses de baja regulación.
- En la estimación de costos no se cuantifican los ajustes que se deberían hacer en la liquidación para las plantas que generan por seguridad y salieron del mérito con los nuevos costos marginales simulados. Sin embargo, esta compensación se daría solo en la generación de seguridad de las plantas que estaban dentro del mérito previo a la simulación.
- Al identificar la planta de carbón que le precede a cada planta hidroeléctrica en términos del precio de oferta, no se tiene en cuenta si esta planta a carbón estaba indisponible o generando plenamente



por seguridad. En este caso, la simulación sesga levemente los costos marginales al alza y el cálculo de costos a la baja.

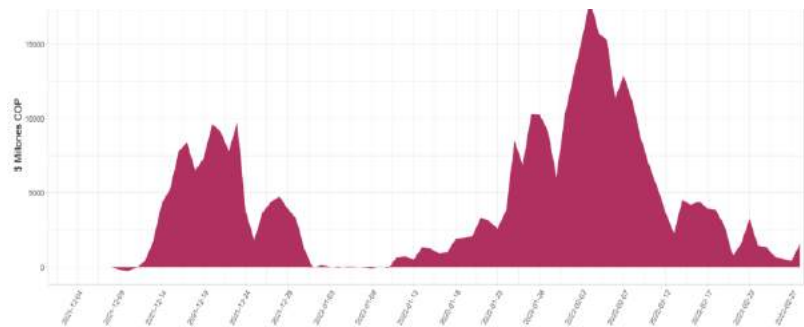
Figura 115. Costos marginales observados vs simulado



es decir, menores en \$350/kWh y \$450/kWh aproximadamente, durante los días más caros de diciembre y febrero, respectivamente.

Con la diferencia entre el precio marginal estimado a partir de los supuestos indicados y el precio real observado entre diciembre de 2021 y febrero de 2022, es posible calcular el costo total estimado que el sistema debió asumir a causa de la incorporación de recurso a gas adicional (estimando la demanda que está expuesta en bolsa). Dicha estimación asciende a \$366 mil millones de pesos durante el trimestre (ver Figura 116). Se puede observar, que la mayor parte de esta diferencia se genera durante el alza de precios de mediados de enero a mediados de febrero, que es el periodo en el cual se observó un mayor incremento de precios de bolsa, más sostenido en el tiempo y con menos generación extra de gas incorporada luego de que los precios superaran el rango de los \$250/kWh.

Figura 116. Diferencia entre precio marginal observado y calculado



5.8. Conclusiones del aumento del precio de bolsa

- Cuando se observó el incremento de precios desde la segunda semana de diciembre hasta mitad de febrero también se observó el aumento de generación térmica de carbón y gas adicional a la



generación de seguridad; no obstante, el aporte de esta última fue casi que marginal (casi siempre menor a 6 GWh), de hecho, solo supera este valor en 8 días dentro del total del trimestre analizado.

- Desde el punto de vista sistémico, los resultados permiten concluir que no era necesario para las condiciones del sistema observadas incorporar la generación con gas que se incorporó por el aumento de precio de bolsa, lo anterior, teniendo en cuenta que, frente a las señales de abastecimiento, si no se hubiera incorporado esta generación el sistema no hubiera estado en riesgo, lo anterior es congruente con las señales dadas por el operador del sistema.
- Desde el punto de vista sistémico, se considera que no hubiese sido necesario incorporar la generación a gas durante el periodo, pues las señales meteorológicas no indicaban un aumento significativo en los niveles de riesgo por reducción de lluvias en el país que pudieran afectar el nivel de los embalses para la generación hidroeléctrica.
- Se observó que, para plantas hidroeléctricas con embalses de baja regulación, se vieron afectadas por el ciclo intra-estacional de bajas lluvias; también se observó que para el caso de plantas de alta regulación la gestión de nivel de embalse se dio por parte de los agentes mediante sus ofertas, para una condición que no se percibía crítica para el sistema.
- Teniendo en cuenta las señales dadas por el IDEAM y de operador del sistema, no observa ninguna señal de alarma a los agentes desde el punto de vista hidrológico.
- Las ofertas de las plantas de generación que usan gas natural han aumentado su precio de forma significativa desde enero de 2021, viéndose afectados por la tasa representativa del mercado y por costos internacionales; así mismo los precios de referencia tales como el precio marginal de escasez y precio de activación.

5.9. Comportamientos deseados en el mercado

Es claro que la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica se encuentra íntimamente ligada al cumplimiento del principio de eficiencia. En efecto, el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 definió que cualquier actividad relacionada con este servicio se regirá por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

Tal como se mencionó en secciones previas, la Resolución CREG 024 de 1995 estableció que las ofertas de precio de la energía en la bolsa, además de reflejar los costos de producción (especialmente para la generación termoeléctrica) y el costo de oportunidad (para la generación hidroeléctrica), son flexibles e incluyen el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores. Sin embargo, la valoración



del riesgo y de la incertidumbre por parte de los agentes económicos que participan en el mercado de energía mayorista al momento de establecer sus ofertas, no puede derivar en la formación de precios que generen ineficiencias en la administración de los embalses del SIN, poniendo en riesgo el abastecimiento energético del país (ante una eventual subvaloración del riesgo y la incertidumbre) o que le genere cargas económicas irracionales o injustificadas a los usuarios finales (ante una eventual sobrevaloración del riesgo y la incertidumbre).

Las normas mencionadas, han creado el marco regulatorio aplicable a las ofertas de precio en la bolsa de energía por parte de los agentes generadores, las cuales en la actualidad deben interpretarse a la luz de los mandatos de la Resolución CREG 080 de 2019, con la cual surgieron las reglas de comportamiento, tendientes a la autorregulación de los agentes en el mercado, entre las cuales, para este caso particular, se encuentran comportamientos que propenden por el cumplimiento de los fines de la regulación y la adecuada prestación del servicio público.

Con base en los análisis realizados, en la presente sección se abordan algunos comportamientos esperados por parte de los agentes, en relación con las ofertas de precio de los recursos hidroeléctricos en el mercado de energía mayorista, en el marco de las reglas generales de comportamiento establecidas por la CREG en la Resolución CREG 080 de 2019.

- Definir políticas para determinar el precio de oferta de los recursos hidroeléctricos en la bolsa de energía: Las empresas que cuenten en su portafolio con recurso hidroeléctrico, están llamadas a adoptar políticas que definan claramente los factores y variables que impactan su percepción de riesgo e incertidumbre al momento de determinar las ofertas de precio, así como los criterios de valoración, umbrales y/o límites de aceptación del riesgo, objetivos de embalse, entre otros, para su internalización en dichas ofertas, de tal forma que sean verificables y sustentables en cualquier momento por los órganos de administración o auditoría, o las autoridades de inspección, vigilancia y control.
- Adoptar metodologías documentadas para el cálculo de costo de oportunidad (valor del agua); donde se determinen: i) las variables, ii) las consideraciones relacionadas con la operación económica de mediano y largo plazo, según las características técnicas de la planta y su embalse asociado, en caso de que exista, y iii) los criterios de valoración y análisis de los resultados.



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados
de Energía y Gas Natural



Superservicios

Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

www.superservicios.gov.co

