

BALANCE DEL FENÓMENO DE EL NIÑO 2023-2024 EN COLOMBIA

Julio 24 de 2024



Por:
Andrea Margarita Beleño Hernández
Ingeniera electricista y electrónica
Magíster en economía aplicada
Directora Técnica y Regulatoria - ANDEG

RESUMEN

El Fenómeno de El Niño es una condición de hidrología crítica que pone a prueba al sector eléctrico colombiano, tal como lo consideró el Legislador en la Ley 143 de 1994 al concebir la necesidad de tener en cuenta en la oferta eficiente la capacidad de respaldo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para asegurar el abastecimiento de la demanda. En este contexto, durante la coyuntura de fenómeno de El Niño en el periodo 2023-2024 se logró asegurar el balance energético dada la disponibilidad de recursos de generación térmica que cumplieron con la entrega de energía confiable para la atención de los usuarios de electricidad en Colombia. Sin embargo, si bien se garantizó la prestación del servicio, el mercado eléctrico fue intervenido vía regulación, lo que afectó la señal de precios así como la renta inframarginal. Con este documento se resalta la importancia de la regulación para asegurar señales de inversión y de expansión del parque de generación para garantizar la confiabilidad energética en el SIN y, en especial, para asegurar el respaldo y soporte a partir de la energía firme que se requiere para la transición energética.

Palabras clave: señales regulatorias, fenómeno de El Niño, generación térmica, confiabilidad, seguridad energética, transición energética.

1. INTRODUCCIÓN

Colombia tiene una matriz de generación eléctrica principalmente conformada por recursos hidráulicos (cerca de 11.837 MW en embalses y 1.383 MW con plantas filo de agua), lo que representa cerca del 64% de la capacidad neta instalada en el país [1]. Así mismo, durante el año 2024 se ha observado un incremento en la entrada en operación comercial de cerca de 1276 MW de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), solares en su totalidad, lo cual ya representa el 6% de la capacidad neta instalada del sistema [2]. Sin embargo, las anteriores fuentes de generación dependen de recursos renovables como el agua y el sol, que varían dependiendo de las condiciones climáticas y, especialmente cuando se presentan condiciones de hidrología crítica como el fenómeno de El Niño, el recurso hidráulico escasea, comprometiendo la capacidad de generación. De igual modo, las fuentes de generación solar, solo tienen operación mientras la radiación del sol esté presente, y al no tener sistemas de almacenamiento de energía eléctrica como baterías, no pueden entregar su energía en las horas nocturnas, donde se presenta la mayor demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) [3]. Por ello, es importante contar con el respaldo y soporte de la generación de energía eléctrica utilizando combustibles fósiles como el carbón, gas natural y combustibles líquidos. Esta generación representa en el país cerca de 6.077 MW, y se divide así: 27% de carbón, 53% de gas y 20% de combustibles líquidos [4].

Es por esto que, ante situaciones de hidrología crítica, la generación térmica completa el balance energético al permitir dar la confiabilidad en el suministro de electricidad, así como brindar la energía para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema de potencia colombiano.

Ahora bien, al referirnos al acontecimiento de hidrología crítica que pasó recientemente, el fenómeno de El Niño 2023-2024, el cual fue declarado oficialmente en Colombia en noviembre de 2023 [5], luego de que se mantuviera por 5 trimestres móviles consecutivos una temperatura del Océano Pacífico por encima de los 0.5°C, como se muestra en la Figura 1, es adecuado realizar un balance de los hechos que ocurrieron durante esta coyuntura, a nivel de estado general del sistema eléctrico colombiano y de las decisiones que se tomaron desde el Gobierno Nacional para afrontar esta situación desde la perspectiva de mitigar los riesgos de desabastecimiento para la demanda de energía.

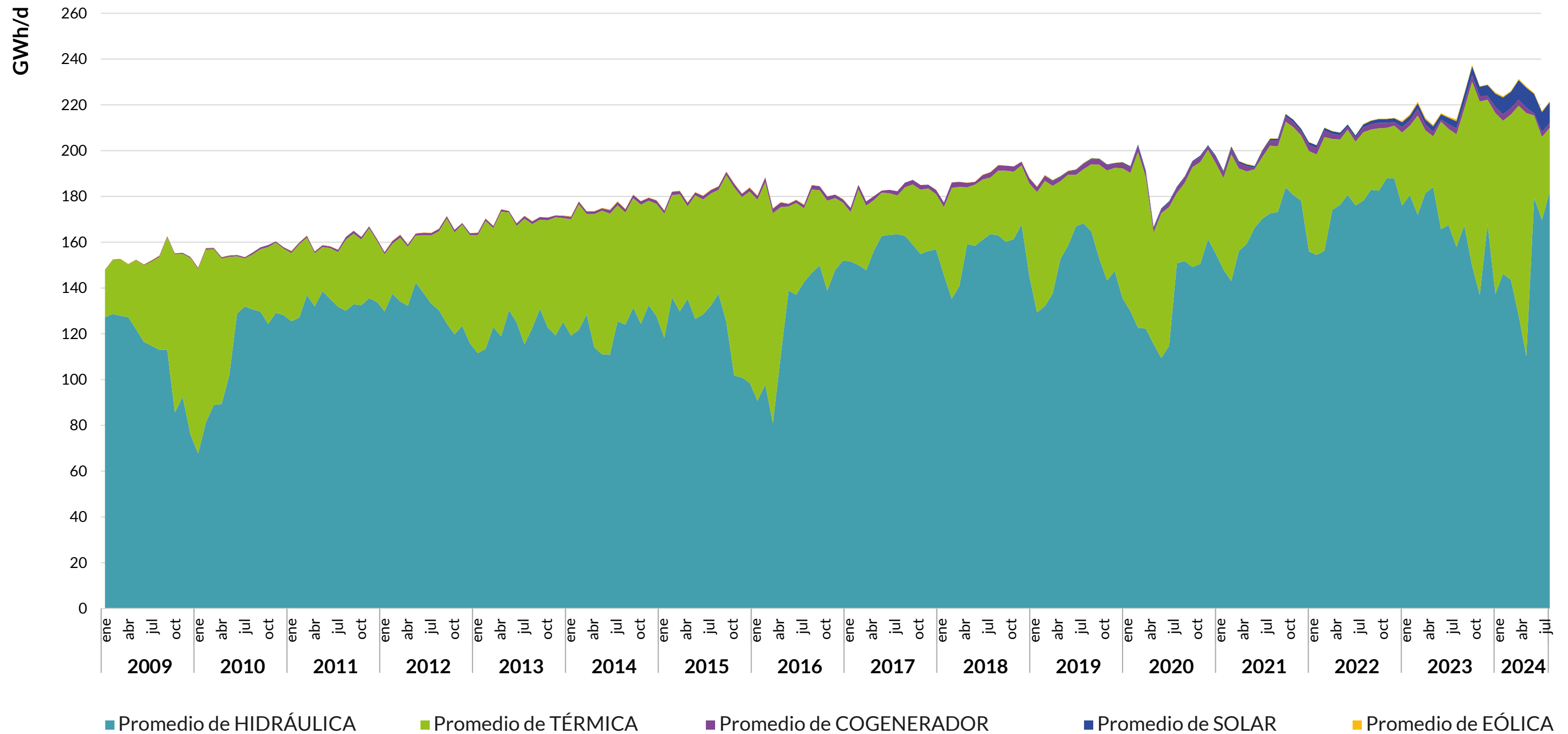
Figura 1. Índice Interoceánico de El Niño [6]

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2012	-0.9	-0.7	-0.6	-0.5	-0.3	0.0	0.2	0.4	0.4	0.3	0.1	-0.2
2013	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.5	-0.3	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7
2015	0.5	0.5	0.5	0.7	0.9	1.2	1.5	1.9	2.2	2.4	2.6	2.6
2016	2.5	2.1	1.6	0.9	0.4	-0.1	-0.4	-0.5	-0.6	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.1	-0.1	-0.4	-0.7	-0.8	-1.0
2018	-0.9	-0.9	-0.7	-0.5	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.5	0.8	0.9	0.8
2019	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.3	0.1	0.2	0.3	0.5	0.5
2020	0.5	0.5	0.4	0.2	-0.1	-0.3	-0.4	-0.6	-0.9	-1.2	-1.3	-1.2
2021	-1.0	-0.9	-0.8	-0.7	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.7	-0.8	-1.0	-1.0
2022	-1.0	-0.9	-1.0	-1.1	-1.0	-0.9	-0.8	-0.9	-1.0	-1.0	-0.9	-0.8
2023	-0.7	-0.4	-0.1	0.2	0.5	0.8	1.1	1.3	1.6	1.8	1.9	2.0
2024	1.8	1.5	1.1	0.7	0.4							

2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL FENÓMENO DE EL NIÑO 2023-2024

En relación con el fenómeno de El Niño 2023-2024 se destaca la complementariedad que se tuvo en la generación por el descenso en aportes hídricos por la coyuntura de hidrología crítica, dando paso para que la generación térmica contribuyera a mitigar los riesgos de desatención de demanda. En la Figura 2, se aprecia el aporte de la generación térmica a la confiabilidad de energía en el SIN.

Figura 2. Complementariedad y diversificación tecnológica fuentes del SIN 1



¹ Elaboración propia con base en información de XM

De hecho, se pasó de tener una generación con combustibles fósiles de 23 GWh-día promedio en abril de 2023, a cerca de 107 GWh-día promedio en abril de 2024, mostrando el aumento significativo de la generación térmica durante el fenómeno de El Niño, llegando a un máximo de generación de 120 GWh-día, lo que permitió cubrir cerca del 56% de la demanda de electricidad en Colombia, con una disponibilidad del parque térmico superior al 80% [7].

En cuanto a consumo de combustibles, durante el fenómeno de El Niño se tuvo un consumo promedio de cerca de 15 mil toneladas diarias de carbón, 402 GBTUD de gas, resaltando el importante rol de la planta de regasificación de Cartagena y el gas natural importado, que llegó a cubrir el 79% de la demanda de este combustible para la generación de electricidad, y, finalmente, en promedio, cerca de 27.000 barriles diarios de combustibles líquidos (Fuel No 6, Fuel No 2)². Estos recursos tuvieron protagonismo para garantizar el suministro de energía eléctrica y la seguridad en la operación del SIN, así como, en algunos momentos, para exportar energía eléctrica al vecino país de Ecuador.

De esta manera, resaltamos el rol que las plantas térmicas tuvieron para aportar a la confiabilidad en el sistema, asegurando el balance energético y permitiendo superar sin inconvenientes los retos del fenómeno de El Niño 2023-2024.

3. INTERVENCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA DURANTE EL FENÓMENO DE EL NIÑO 2023-2024

Si bien a nivel energético el país no tuvo racionamientos a nivel nacional como los ocurridos en el vecino país de Ecuador [8], el Gobierno Nacional tomó medidas de intervención con el fin de mitigar riesgos de desabastecimiento de electricidad, con lo que no se permitió la aplicación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento – Res. CREG 026 de 2014- en el contexto de la administración de los recursos energéticos, acorde a la señal de senda de referencia, ni se hizo énfasis en la Resolución CREG 101 018 de 2023, con la que se definió un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado expost en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía.

Así las cosas, a continuación, se presenta un panorama de las medidas de intervención tomadas por el Gobierno Nacional. [9] y [11]:

- Resoluciones MME 40619, 40718 de 2023 y 40115 de 2024: por medio de la cual se establecen mecanismos para la exportación de energía a Ecuador, donde se prioriza la generación térmica con combustibles líquidos y luego toda la generación térmica, siempre que dicha energía no se requiera para atender la demanda nacional.
- Resolución CREG 701 028 de 2023: por medio de la cual se planteaba intervenir el precio de bolsa del mercado de energía mayorista. Si bien esta Resolución no fue publicada de manera definitiva, sí influyó en el comportamiento de los agentes, como se mostrará en la sección 3.1.

- Resolución CREG 101 031 de 2023: por medio de la cual se suspende la toma de energía del SIN para aquellos usuarios no regulados que debían conectarse al STN una vez se terminara la construcción del proyecto de transmisión.
- Resolución CREG 101 033 de 2023: por medio de las cuales se modifican las fechas del SICEP para agilizar la contratación de energía, especialmente para usuarios regulados y que aumente la cobertura de estos. Modificación permanente.
- Resolución CREG 101 034 de 2024: por medio de esta se permite la venta de excedentes de generación al Sistema Interconectado Nacional por parte de plantas menores, autogeneradores, cogeneradores con y sin entrega de excedentes.
- Resolución CREG 101 036 de 2024: se da la habilitación transitoria para la contratación directa de energía por parte de comercializadores que atienden demanda regulada, con el fin de disminuir la exposición a los precios de bolsa de energía de dichos usuarios, de carácter voluntario entre agentes generadores y comercializadores.
- Resolución MME 40116 de 2024: por medio de la cual se establece la meta de generación mínima térmica, la cual se presenta mediante circular del ministerio (se expidieron las Circulares 40008, 40009, 40016, 40017, 40018 de 2024) y se establecen otras disposiciones relacionadas con ampliación de capacidad de generación y conexiones temporales.
- Resolución MME 40132 de 2024: por medio de la cual se modifican las condiciones de las desviaciones para que no se penalicen a los recursos renovables no convencionales.
- Resolución CREG 101 040 de 2024: habilitación transitoria para que no se tengan en cuenta las desviaciones de los recursos FNCER y una nueva causal de redespacho para agentes hidráulicos con plantas filo de agua. Tuvo aplicación hasta el 30 de junio de 2024.
- Resolución CREG 101 041 de 2024: mediante la cual se cambia el precio de oferta de plantas hidráulicas con regulación mayor a 20 días para que el recurso hidráulico con mayor capacidad de entrega de energía se priorice en el despacho. Cesó su aplicación el día 11 de mayo de 2024.
- Resolución CREG 101 042 de 2024: por medio de esta se aplica el programa de ahorro de energía eléctrica a usuarios regulados, mediante incentivos y penalizaciones como mecanismo de respuesta a la demanda, y disminuir el consumo de energía eléctrica.
- Resolución MME 40142 de 2024: por medio de la cual se permite la venta de excedentes de gas importado con destino a la generación de electricidad en el SIN.
- Resolución CREG 101 043 de 2024: por medio de esta se aplica el programa de respuesta a la demanda para Usuarios No regulados, en 2 etapas.

² Cálculos con base en información de XM.

El conjunto de resoluciones mencionado anteriormente, buscaba, de manera loable, mitigar los riesgos de desabastecimiento de energía eléctrica. Sin embargo, especialmente la intervención prevista tanto del precio de bolsa como del precio de oferta de plantas hidráulicas con embalse, así como la obligación de generación térmica mínima forzada, afectaron el funcionamiento del mercado de energía desde dos perspectivas: 1) se indujo una señal de precio artificial del mercado que contribuyó a la degradación acelerada del embalse (Figura 3) y 2) se afectó la renta inframarginal de las plantas térmicas en el sentido de lo señalado por la Superintendencia de Industria y Comercio: **“...la iniciativa regulatoria podría resultar gravosa para las plantas térmicas en el sentido de reducir las rentas inframarginales que estas perciben vía las transacciones que realizan en el mercado intradiario de energía...”** (Radicación SIC 24-183210–7-0 del 10 de Mayo de 2023).

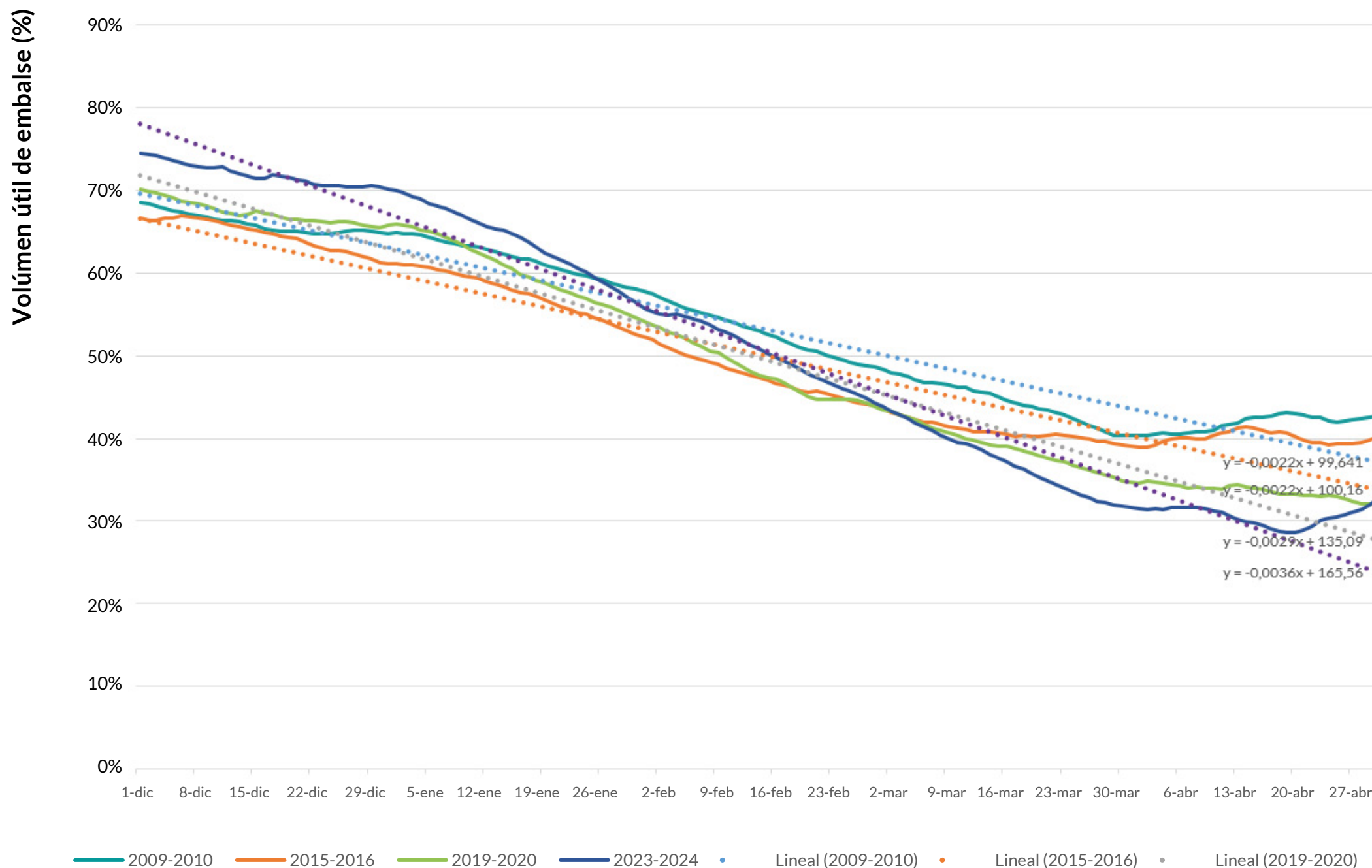
3.1. Impacto de las medidas

3.1.1 Impacto Resolución CREG 701 028 de 2023

Tal como se mencionó anteriormente, si bien dicha resolución solo fue expedida a consulta a finales del mes de diciembre de 2023, desde el Gobierno Nacional se mantuvo la expectativa de la expedición de dicha resolución, lo cual afectó la señal de precios en bolsa, impulsando una mayor generación hidráulica de la debida, causando la mayor degradación en los embalses del SIN al llegar al volumen útil mínimo histórico (cerca de 28.31%), dada la distorsión en la señal de escasez por la afectación del precio de bolsa.

En la Figura 3, se presenta la evolución de los embalses hídricos para las diferentes condiciones de hidrología crítica presentadas en Colombia desde el año 2009, en donde se evidencia que durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024, se tuvo una mayor disminución de los embalses con respecto a coyunturas anteriores, dado que, de todos los Niños anteriores, se inició la senda de verano con un mayor volumen útil, y se finalizó la senda con un volumen útil inferior al de todos los Niños pasados.

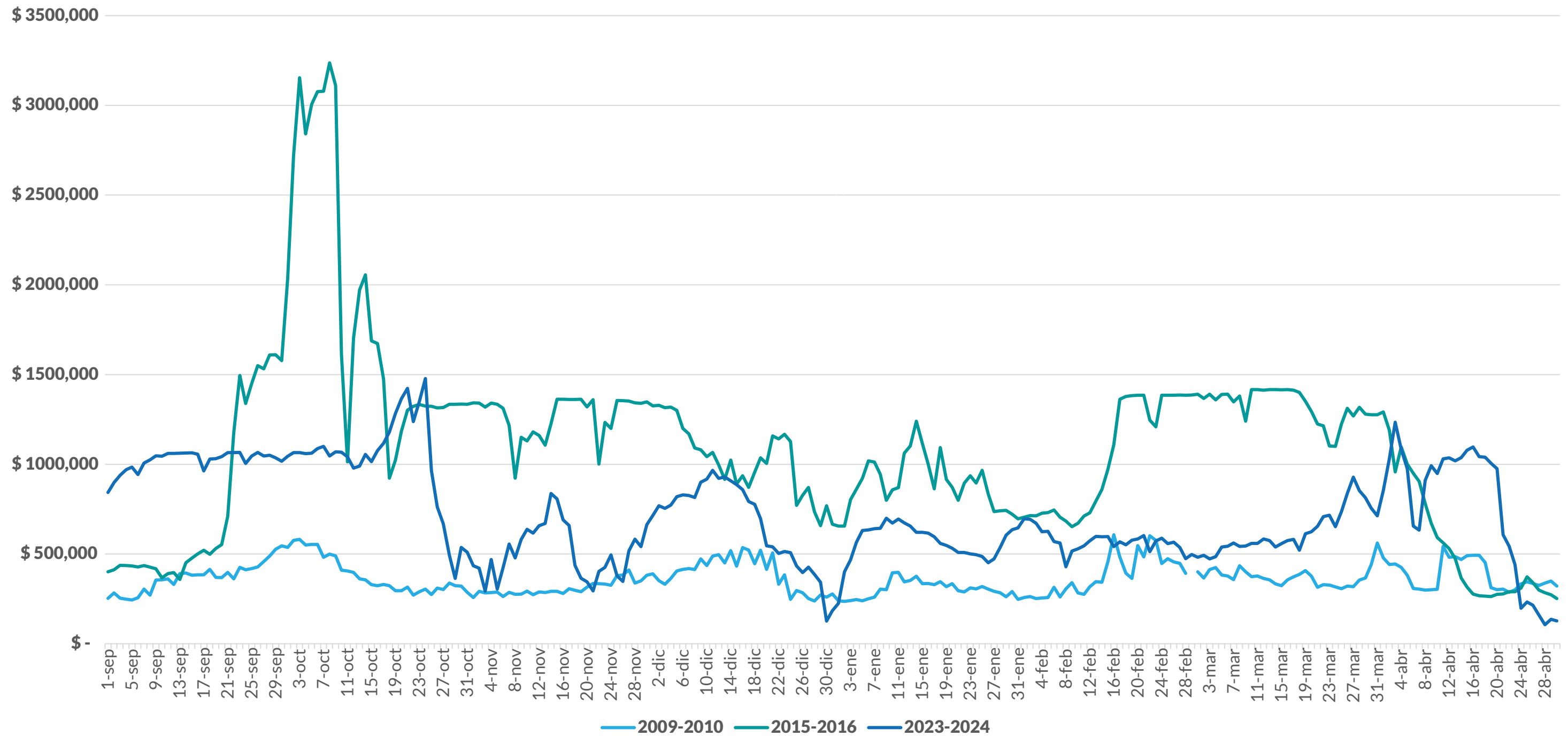
Figura 3. Evolución del volumen útil diario de los embalses del SIN ³



³ Elaboración propia con base en información de XM

Ahora bien, en la Figura 4, se presenta un análisis de los precios de bolsa de la energía (realizando la indexación a precios de abril 2024), en donde se presenta que, durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024 no se tuvieron los mayores precios de bolsa asociados a dicha coyuntura, y que dichos precios debieron tener un comportamiento diferente al que se tuvo para lograr preservar el embalse, o en su defecto, en el marco de las disposiciones del Estatuto Para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento- Res. CREG 026 de 2014.

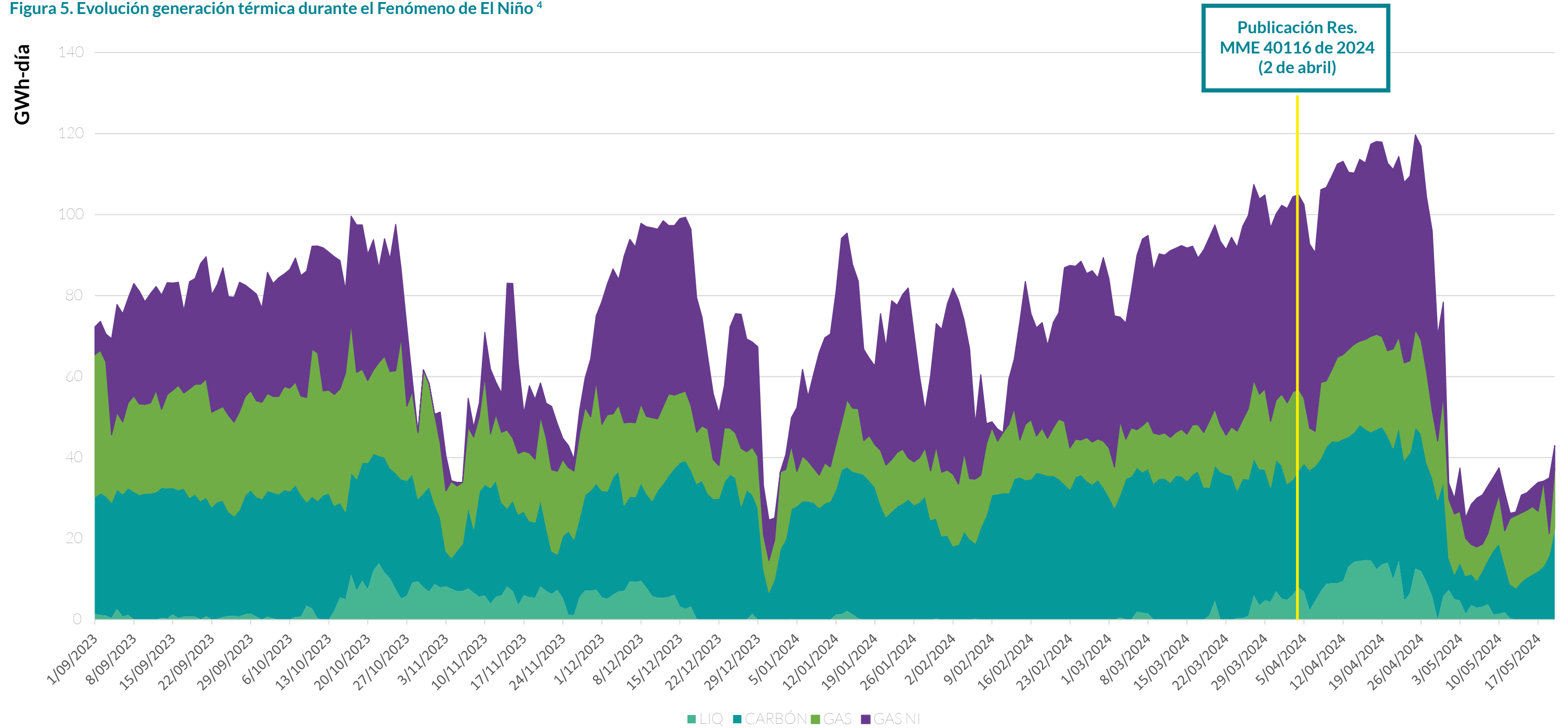
Figura 4. Comparación precios promedios de bolsa diarios durante los meses de septiembre a abril durante los últimos Fenómenos de El Niño (Fuente de datos: XM, DANE)



3.1.2 Impacto Resolución MME 40116 de 2024

La Resolución MME 40116 de 2024 impuso una meta de generación mínima térmica a través de circulares expedidas por el Ministerio, que se debía cumplir para todos los días de la semana. Como se observa en la Figura 5, si bien dicha Resolución provocó el aumento de la generación térmica desde su expedición, se resalta que la mayoría de dicha generación, que se clasificó como generación fuera de mérito, se remuneró a los costos determinados por la Resolución CREG 034 de 2001, lo cual, fue en detrimento de las reglas de juego establecidas, afectando la remuneración del parque de generación térmica durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024.

Figura 5. Evolución generación térmica durante el Fenómeno de El Niño ⁴

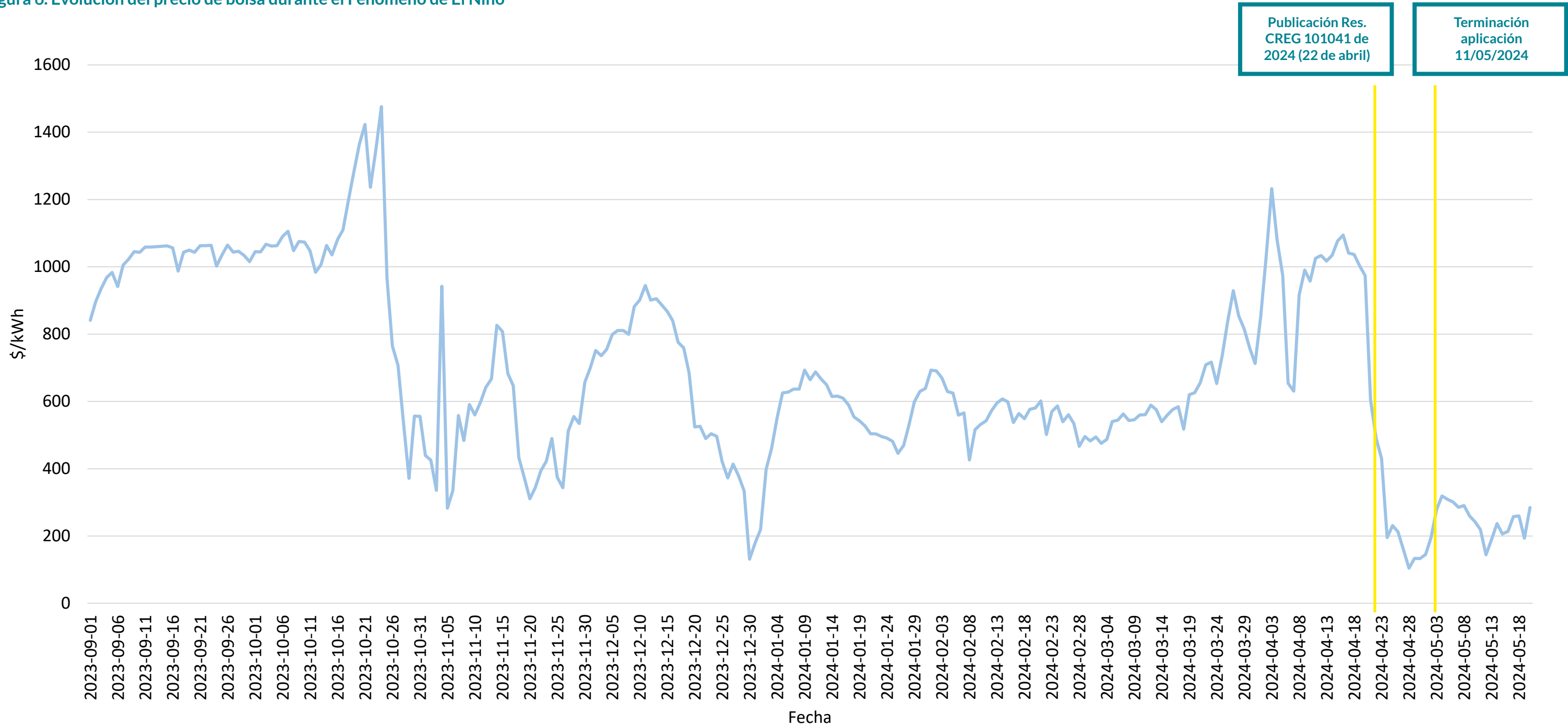


⁴ Fuente de datos: XM-SINERGOX

3.1.3 Impacto Resolución CREG 101 041 de 2024

Esta resolución modificó las ofertas de los agentes hidráulicos con capacidad de regulación mayor a 20 días, forzando a que el valor ofertado fuese el menor valor ofertado a nivel horario, lo cual generó una disminución de los valores de oferta horarios y una disminución del precio de bolsa de la energía, como se muestra en la Figura 6. Esta resolución modificó las ofertas de los agentes hidráulicos con capacidad de regulación mayor a 20 días, forzando a que el valor ofertado fuese el menor valor ofertado a nivel horario, lo cual generó una disminución de los valores de oferta horarios y una disminución del precio de bolsa de la energía, como se muestra en la Figura 6.

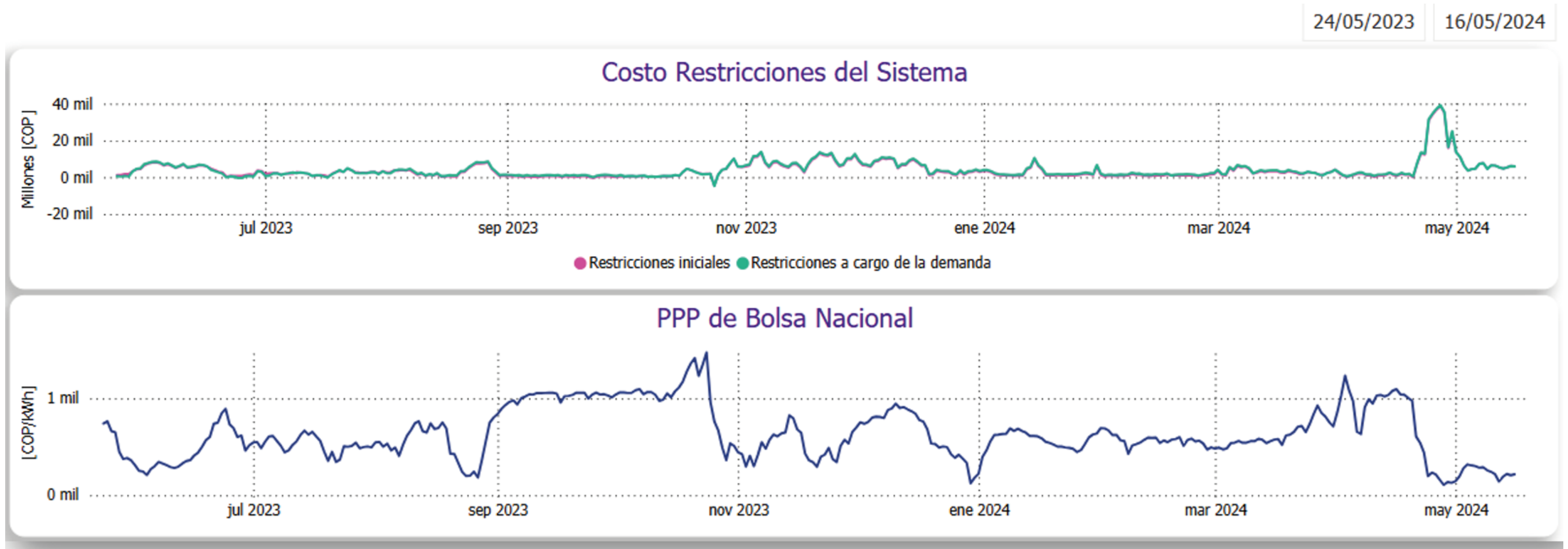
Figura 6. Evolución del precio de bolsa durante el Fenómeno de El Niño ⁵



⁵ Fuente de datos: XM-SINERGOX

Dicha medida, en conjunto con la Res. MME 40116 de 2024 que fijaba la generación mínima térmica, provocó una mayor generación fuera de mérito, repercutiendo directamente en el mayor valor de las Restricciones y llegando a máximos históricos cercanos a \$40 mil millones de pesos colombianos (ver Figura 7).

Figura 7. Cambios en el componente de Restricciones de abril a mayo de 2024 ⁶



A su vez, este aumento en las restricciones incidió en el componente del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, donde se registraron variaciones de más del 500% de este componente en las facturas del mes de mayo de 2024 para los usuarios regulados, lo cual se puede observar en la Figura 8.

Por lo anterior, es importante preservar el marco normativo vigente, caso del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento para mitigar el riesgo de intervención regulatoria, y en particular no se deberían promover iniciativas normativas que afecten el funcionamiento del mercado de energía sin considerar análisis suficientes de impacto normativo.

⁶ ídem

Figura 8. Cambios en el componente de Restricciones de abril a mayo de 2024 [12]

Nivel de Tensión 1 Propiedad de Activos del OR
Variación CU Mayo 2024 respecto de Abril 2024

EMPRESA	GM	TM	PR	D	CV	RM	CUV_119	CUV_Op
EEP PEREIRA	0,73% ↑	-11,62% ↓	-1,78% ↓	-3,82% ↓	-0,42% ↓	436,03% ↑	1,56% ↑	
ESSA	2,07% ↑	-11,63% ↓	-0,64% ↓	-3,82% ↓	0,45% ↑	412,17% ↑	2,30% ↑	
CENS	0,62% ↑	-11,62% ↓	-1,95% ↓	-3,82% ↓	1,08% ↑	339,20% ↑	1,73% ↑	
RUITOQUE	0,50% ↑	-11,63% ↓	-1,91% ↓	-3,82% ↓	-2,68% ↓	466,42% ↑	1,32% ↑	
EPM	8,98% ↑	-11,63% ↓	4,81% ↑	-3,82% ↓	-1,75% ↓	346,93% ↑	4,92% ↑	
EDEQ	0,88% ↑	-11,62% ↓	-1,71% ↓	-3,82% ↓	11,01% ↑	295,21% ↑	3,03% ↑	
CHEC	1,10% ↑	-11,62% ↓	-1,48% ↓	-3,82% ↓	2,58% ↑	446,09% ↑	2,13% ↑	
CEO	0,78% ↑	-11,62% ↓	-1,59% ↓	-1,28% ↓	3,45% ↑	398,73% ↑	3,22% ↑	
EMCALI	1,05% ↑	-11,62% ↓	-1,52% ↓	-1,28% ↓	-3,94% ↓	388,12% ↑	2,31% ↑	
CEDENAR	-1,90% ↓	-11,63% ↓	-4,05% ↓	-1,28% ↓	7,22% ↑	443,60% ↑	3,21% ↑	
CELSIA COLOMBIA Valle	2,25% ↑	-11,63% ↓	-0,55% ↓	-1,28% ↓	4,85% ↑	404,26% ↑	3,87% ↑	
CETSA	1,19% ↑	-11,63% ↓	-1,59% ↓	-1,28% ↓	2,08% ↑	408,31% ↑	2,94% ↑	
EEP CARTAGO	0,72% ↑	-11,63% ↓	-1,55% ↓	-1,28% ↓	-5,63% ↓	436,03% ↑	1,32% ↑	
EBSA	1,13% ↑	-11,62% ↓	-1,37% ↓	-3,39% ↓	10,08% ↑	245,27% ↑	2,47% ↑	
ELECTROHUILA	1,27% ↑	-11,62% ↓	-1,19% ↓	-3,39% ↓	-12,81% ↓	389,39% ↑	-0,38% ↓	0,60% ↑
ENELAR	2,18% ↑	-11,62% ↓	-0,74% ↓	-3,39% ↓	3,27% ↑	417,25% ↑	4,56% ↑	
CELSIA COLOMBIA Tolima	2,40% ↑	-11,63% ↓	-0,28% ↓	-3,39% ↓	1,53% ↑	404,26% ↑	2,59% ↑	
ENEL COLOMBIA	0,90% ↑	-11,62% ↓	-1,60% ↓	-3,39% ↓	-1,09% ↓	415,17% ↑	1,73% ↑	
EMEVASI	5,92% ↑	-11,62% ↓	2,90% ↑	-3,40% ↓	5,41% ↑	514,55% ↑	5,73% ↑	
EE PUTUMAYO	0,70% ↑	-11,62% ↓	-1,67% ↓	-3,40% ↓	-1,56% ↓	515,40% ↑	2,17% ↑	
EE BAJO PUTUMAYO	-0,33% ↓	-11,62% ↓	-2,84% ↓	-3,40% ↓	5,46% ↑	383,45% ↑	1,70% ↑	
EMSA	0,64% ↑	-11,63% ↓	-2,03% ↓	-3,39% ↓	-2,71% ↓	459,25% ↑	1,88% ↑	
ELECTROCAQUETÁ	-6,51% ↓	-11,62% ↓	-7,92% ↓	-3,40% ↓	3,01% ↑	481,78% ↑	-0,74% ↓	
ENERCA	1,24% ↑	-11,62% ↓	-1,29% ↓	-3,40% ↓	1,19% ↑	424,16% ↑	3,19% ↑	
AIRE	1,80% ↑	-11,62% ↓	-15,26% ↓	-7,74% ↓	0,48% ↑	453,93% ↑	1,15% ↑	
AFINIA	1,07% ↑	-11,63% ↓	-1,02% ↓	-6,17% ↓	-5,03% ↓	356,90% ↑	0,88% ↑	
DISPAC	1,61% ↑	-11,63% ↓	-1,14% ↓	0,39% ↑	4,90% ↑	478,49% ↑	5,40% ↑	
ENERGUAVIARE	1,00% ↑	-11,62% ↓	-8,28% ↓	0,06% ↑	-4,74% ↓	563,99% ↑	2,86% ↑	
PROMEDIO	1,21% ↑	-11,62% ↓	-2,12% ↓	-3,04% ↓	0,92% ↑	418,73% ↑	2,47% ↑	0,60% ↑

4. CONSIDERACIONES

Desde ANDEG reiteramos el importante rol de la generación térmica en las coyunturas de hidrología crítica por su capacidad de aportar electricidad con energéticos que no dependen del clima, en el marco de la concepción del esquema del Cargo por Confiabilidad para afrontar condiciones de escasez, en el contexto de lo planteado por la literatura internacional acerca de la relevancia de los mercados de capacidad: “...to acquire enough power supply to meet demand, not only for today and tomorrow, but for the future” [10].

Al respecto, es relevante señalar que a partir del estudio elaborado por EConcept en 2024, el ahorro del Cargo del Cargo por Confiabilidad ha sido de \$20 billones por concepto de brecha de precios asumidos por las generadoras, más \$ 26 billones por evitar una situación de racionamiento en el marco de la Resolución CREG 119 de 1998, es decir un total de \$ 46 billones. En contraste, el valor incurrido por los usuarios respecto al pago del Cargo por Confiabilidad desde su existencia en 2006 hasta el 2024 ha sido de \$43 billones, lo que indiscutiblemente es menor que el ahorro (\$3 billones). De este modo, se concluye que “...el Cargo por Confiabilidad tiene una relación costo beneficio positiva para la sociedad, para los usuarios y para el sector eléctrico colombiano...” [13].

Ahora bien, la experiencia del fenómeno de El Niño 2023-2024 debería revisarse desde la perspectiva del Análisis B/C respecto a la efectividad de las medidas de intervención tomadas por el Gobierno Nacional, en el contexto de procurar que se aseguren señales de inversión en el sector de generación eléctrica, sin necesidad de “sobrerreaccionar” a través de iniciativas normativas que afecten la credibilidad y confianza de la institucionalidad y el marco normativo vigente.

Frente a la transición energética, el esquema del Cargo por Confiabilidad continuará siendo eje fundamental de la expansión para 1) asegurar la energía que requiere el SIN desde la perspectiva de cubrir la demanda de potencia de mediano y largo plazo, especialmente a partir de recursos térmicos, y 2) contribuir al respaldo y soporte para la inserción de recursos renovables no convencionales.

5. REFERENCIAS

[1] XM (2024), Capacidad efectiva neta por tipo de generación. Recuperado de: <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>

[2] XM (2024) Informe de Oferta y Generación. Recuperado de: <https://sinergox.xm.com.co/infms/Paginas/Informe-mensuales-de-analisis-del-mercado.aspx>

[3] XM (2024). Históricos de Demanda. Recuperado de: <https://www.xm.com.co/consumo/historicos-de-demanda#:~:text=Adicionalmente%2C%20existen%203%20puntos%20importantes,potencia%20el%C3%A9ctrica%20en%20el%20pa%C3%ADs.>

[4] XM (2024) Informe de Oferta y Generación. Recuperado de: <https://sinergox.xm.com.co/infms/Paginas/Informe-mensuales-de-analisis-del-mercado.aspx>

[5] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2023). Gobierno Nacional declara oficialmente el fenómeno de El Niño y alerta a continuar preparándose. Recuperado de: <https://www.minambiente.gov.co/gobierno-nacional-declara-oficialmente-el-fenomeno-de-el-nino-y-al-erta-al-pais-a-continuar-preparandose/#:~:text=El%20Ideam%20declar%C3%B3%20oficialmente%20el,superiores%20a%200.5%20%C2%B0C.>

[6] National Oceanic and Atmospheric Administration -NOAA, (2024). ENSO: Recent Evolution, Current Status and Predictions –Recuperado de: https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

[7] SINERGOX, XM (2024). Recuperado de: <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>

[8] El Universo. (2023). ¿Cuándo terminarán los apagones? ‘Depende de la hidrología y de que llegue energía adicional que están contratando distribuidoras’. Recuperado de: <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/cuando-terminaran-los-apagones-depende-de-la-hidrologia-y-de-que-llegue-energia-adicional-que-estan-contratando-distribuidoras-nota/>

[9] Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG (2024). Repositorio normativo. Recuperado de: <https://creg.gov.co/>

[10] PJM (2023). Energy Transition in PJM: Resource Retirements, Replacements & Risks. Recuperado de: <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2023/energy-transition-in-pjm-resource-retirements-replacements-and-risks.ashx>

[11] Ministerio de Minas y Energía-MME (2024). Repositorio Normativo. Recuperado de: <https://normativame.minenergia.gov.co/loader.php?!Servicio=Normatividad&ITipo=User&IFuncion=avanzado>

[12] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD (2024). Información tarifaria de energía, comercializadores integrados con Operador de Red, junio 2024. Recuperado de: <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>

[13] E.Concept (2019). El Sector Eléctrico en Colombia: Recomendaciones de Ajuste para un Sistema Exitoso. Recuperado de: <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2020/03/Recomendaciones-de-Ajuste-para-un-Sistema-Exitoso-Diciembre-2019.pdf>

