



RESOLUCIÓN No. SSPD – 20252400491705 DEL 10/10/2025

**POR LA CUAL SE RESUELVE UNA INVESTIGACIÓN ADMINISTRATIVA
SANCIONATORIA ADELANTADA EN CONTRA DE LA EMPRESA ENEL COLOMBIA
S.A. E.S.P.**

EXPEDIENTE No. 2022240380300028E

EL SUPERINTENDENTE DELEGADO PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE

En ejercicio de las facultades conferidas por los artículos 79 y 81 de la Ley 142 de 1994, el Decreto 1369 de 2020, las delegadas mediante el artículo 2 de la Resolución SSPD No. 20241000320875 de 2024 y de conformidad con la Ley 1437 de 2011, y

CONSIDERANDO

1. ANTECEDENTES DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA

1.1. La empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. identificada con NIT. 860.063.875-8 (ENEL o la INVESTIGADA), se encuentra inscrita en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos –RUPS- con el ID 597, presta el servicio público domiciliario de generación de energía eléctrica; registrando como fecha de operaciones e inicio de actividades el 15 de octubre de 1980, según consta en el RUPS administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

1.2. El 6 de diciembre de 2022, con el memorando SSPD No. 20222200215213¹, la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD remitió a la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible (DIEGC), un Memorando de Solicitud de Investigación (MESI) recomendando que, de existir mérito, se iniciara una investigación administrativa sancionatoria contra ENEL, por el presunto incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994², el anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995³ y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019⁴.

1.3. El 29 de diciembre de 2022, se expidió el acto administrativo SSPD No. 20222400352436⁵, notificado a la INVESTIGADA por correo electrónico certificado el mismo

¹ Cfr. Folios 1 a 15 de la carpeta pública No. 1 del expediente. Entiéndase que en el presente acto administrativo cuando se hace referencia al Expediente, este corresponde al identificado con el No. 2022240380300028E.

² “Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”.

³ “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”.

⁴ “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 Cfr. Folios 16 a 24 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

la Superservicios comprometida con el Sistema de Gestión Antisoborno los invita a conocer los lineamientos, directrices y el canal de denuncias en el siguiente link: <https://www.superservicios.gov.co/Atencion-y-servicios-a-la-ciudadania/peticiones-quejas-reclamos-sugerencias-denuncias-y-felicitaciones>

Este documento está suscrito con firma mecánica autorizada mediante Resolución No. 20201000057315 de 09 de diciembre del 2020 Sede principal.

Bogotá D.C. Carrera 18 nro. 84-35
Código postal: 110221
PBX 60 (1) 691 3005. Fax 60 (1) 691 3059
sspd@superservicios.gov.co
Línea de atención 60 (1) 691 3006 Bogotá.
Línea gratuita nacional 01 8000 91 03 05
NIT: 800.250.984.6
www.superservicios.gov.co

Dirección Territoriales
Diagonal 92 # 17A – 42, Edificio Brickell Center, piso 3.
Código postal: 110221
Barranquilla. Carrera 59 nro. 75 -134. Código postal: 080001
Bucaramanga. Carrera 34 No. 54 – 92. Código postal: 680003
Cali. Calle 26 Norte nro. 6 Bis – 19. Código postal: 760046
Medellín. Avenida calle 33 nro. 74 B – 253. Código postal: 050031
Montería. Carrera 7 nro. 43-25. Código postal: 050031
Neiva. Calle 11 nro. 5 – 62. Código postal: 230001

día⁶, en donde la la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas Combustible ordenó la apertura de una investigación administrativa sancionatoria y formuló un cargo único a ENEL COLOMBIA E.S.P.

1.4. El 20 de enero de 2023, mediante la comunicación SSPD No. 20235290259832⁷, el señor RICARDO LEÓN RESTREPO JARAMILLO, con Tarjeta Profesional (T.P.) 50.275 del Consejo Superior de la Judicatura (C.S.J), presentó en la oportunidad legal dispuesta para ello⁸, escrito de descargos y aportó las pruebas que pretendía hacer valer en la presente actuación administrativa sancionatoria.

1.5. El 25 de abril de 2023, a través del acto administrativo SSPD No. 20232401409511⁹, el cual fue comunicado por correo electrónico certificado el mismo día¹⁰, la DIEGC requirió a la INVESTIGADA para que: (i) remitiera conforme a lo establecido por sus estatutos, el poder especial conferido al señor RICARDO LEÓN RESTREPO JARAMILLO, con T.P. No. 50.275 del C.S.J, para actuar como apoderado especial en la presente investigación; y (ii) ratificara su escrito de descargos.

1.6. El 27 de abril y el 5 de mayo de 2023, la INVESTIGADA atendió a los requerimientos relacionados en el numeral que precede, mediante las comunicaciones SSPD Nos. 20235291544112¹¹ y 20235291632362¹², respectivamente.

1.7. El 12 de julio de 2023, en el acto administrativo SSPD No. 20232402443191¹³, debidamente comunicado por medios electrónicos a ENEL en esa misma fecha¹⁴, la DIEGC reconoció personería jurídica al señor RICARDO LEÓN RESTREPO JARAMILLO, con T.P. No. 50.275 del C.S.J, para actuar como apoderado especial de la INVESTIGADA. Asimismo, incorporó pruebas al expediente y decretó la práctica de otras, dentro de las cuales se destaca una inspección judicial con exhibición de documentos y un requerimiento elevado a la empresa XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P., identificada con NIT 900042857-1 (XM S.A. E.S.P), en su rol de Centro Nacional de Despacho (CND).

1.8. El 13 de julio de 2023¹⁵, la DIEGC practicó la inspección judicial previamente ordenada, la cual tuvo lugar en las oficinas administrativas de ENEL.

1.9. El 3 de agosto de 2023, mediante correo electrónico enviado por XM S.A. E.S. en ejercicio de sus funciones de CND (radicado SSPD No. 20235292847282 del 8 de agosto de 2023)¹⁶, allegó la información requerida a través del acto administrativo SSPD No. 20232402443191 del 12 de julio de 2023.

1.10. El 26 de octubre de 2023, mediante el acto administrativo SSPD No. 20232404134371¹⁷, comunicado a la INVESTIGADA el mismo día¹⁸, la DIEGC incorporó pruebas al expediente, corrió traslado a ENEL de las mismas, y ordenó la remisión de nuevos documentos.

1.11. El 2 de noviembre de 2023, por medio de la comunicación SSPD No. 20235294176752¹⁹, la INVESTIGADA allegó las pruebas requeridas a través del acto administrativo relacionado en el numeral que antecede y se pronunció frente a las pruebas que le fueron trasladadas. Así mismo, ratificó su autorización para recibir notificaciones y comunicaciones electrónicas en la presente actuación administrativa.

1.12. El 14 de noviembre de 2024 se profirió el acto administrativo SSPD No. 20242405079971²⁰, el cual fue comunicado electrónicamente a ENEL y a XM S.A. E.S.P el mismo día²¹ y donde la DIEGC requirió a este último la remisión del "(...) *recalculo del Despacho Ideal de energía eléctrica de los días 17, 18, 19, 20, 21 y 22 de octubre de 2022, simulando que, para esos días*

⁶ Oficio de notificación del radicado No. 20222406163781 del 29 de diciembre de 2022, anexos y soportes electrónicos (Cfr. Folio 25 al 31 de la carpeta pública No. 1 del expediente).

⁷ Cfr. Folios 32 a 94 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

⁸ En la presente actuación administrativa sancionatoria, el término de quince (15) días otorgado por el artículo 47 de la Ley 1437 de 2011 para presentar descargos venció el 20 de enero de 2023.

⁹ Cfr. Folios 95 a 121 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

¹⁰ Cfr. Folios 122 a 123 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

¹¹ Cfr. Folios 124 a 200 de la carpeta pública No. 1 y 201 a 222 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹² Cfr. Folios 223 a 274 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹³ Cfr. Folios 275 a 279 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹⁴ Cfr. Folios 280 a 285 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹⁵ Cfr. Folios 286 a 294 de la carpeta única reservada y 295 a 297 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹⁶ Cfr. Folios 300 a 304 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹⁷ Cfr. Folios 305 a 309 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹⁸ Cfr. Folios 315 a 316 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹⁹ Cfr. Folios 317 a 325 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²⁰ Cfr. Folios 326 a 329 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²¹ Cfr. Folios 330 a 335 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

ENEL hubiera ofertado un precio base con la Central Hidroeléctrica Betania.” e “Inform[ara] los precios de bolsa nacional e internacional, con que se habría terminado de satisfacer la demanda horaria días 17, 18, 19, 20, 21 y 22 de octubre de 2022 si ENEL hubiera ofertado un precio base con la Central Hidroeléctrica Betania”²².

1.13. Los días 21 de noviembre, 12 de diciembre y 30 de diciembre de 2024, con las comunicaciones SSPD Nos. 20245295159802²³, 20245295482542²⁴ y 20245295720072²⁵ respectivamente, XM S.A. E.S.P solicitó el otorgamiento de prórrogas para remitir la información requerida.

1.14. Los días 3 de diciembre, 12 de diciembre de 2024 y 2 de enero de 2025, por medio de los oficios SSPD Nos. 20242405464581²⁶, 20242405767791²⁷ y 20252400011101²⁸, la DIEGC concedió las prórrogas solicitadas y dio como último plazo para la entrega de la información el 31 de enero de 2025. Los mismos días, es decir, los correspondientes al 3 de diciembre, 12 de diciembre de 2024 y 2 de enero de 2025, con los oficios SSPD No. 20242405461121²⁹, SSPD No. 20242405767801³⁰ y SSPD No. 20252400011081³¹, la DIEGC informó en debida forma a ENEL sobre los plazos concedidos a XM S.A. E.S.P.

1.15. El 30 de enero de 2025, mediante correo electrónico referenciado con el radicado SSPD No. 20255290372872³², XM S.A. E.S.P en ejercicio de sus funciones de CND y en su calidad de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC, allegó al expediente la información requerida a través del acto administrativo SSPD No. 20242405079971 del 14 de noviembre de 2024.

1.16. El 3 de febrero de 2025, con el oficio SSPD No. 20252400336881³³, la DIEGC trasladó a ENEL el material probatorio allegado al expediente el 30 de enero de 2025 con el radicado SSPD No. 20255290372872.

1.17. El 17 de febrero de 2025, con la comunicación SSPD No. 20255290639412³⁴, la INVESTIGADA se pronunció frente al contenido de los documentos allegados por XM S.A. E.S.P.

1.18. El 19 de junio de 2025, con ocasión a lo requerido por ENEL en la comunicación SSPD No. 20255290639412, y el análisis respectivo efectuado por la DIEGC, se consideró pertinente y necesario proferir el acto administrativo SSPD No. 20252401990741³⁵, comunicado el mismo día³⁶, por medio del cual se decidió sobre la práctica de pruebas en el Expediente 2022240380300028E, en particular, de conformidad con lo previsto en los artículos 40 y 47 del CPACA y 168 del CGP, se decretaron de oficio pruebas documentales para que XM S.A. E.S.P y la INVESTIGADA, aportaran información sobre los requerimientos de aclaración y complementación en general, para temas relacionados con la versión de la liquidación, generación de exportación horaria y plantas con generación inflexible, entre otros.

1.19. El 4 de julio de 2025, ENEL remitió las pruebas documentales solicitadas por la DIEGC en el numeral precedente mediante correo electrónico con radicado SSPD No. 20255292649952³⁷ con su anexo³⁸ y la copia del mismo escrito en físico con el radicado SSPD No. 20255292652132³⁹ con su respectivo anexo⁴⁰.

1.20. El 21 de julio de 2025, radicado SSPD No. 20255292895282⁴¹ con su anexo⁴², XM S.A. E.S.P, en ejercicio de sus funciones de CND y en su calidad de administrador del ASIC, allegó al expediente la información requerida a través del acto administrativo SSPD No. 20252401990741 del 19 de junio de 2025.

²² Cfr. Folio 328 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²³ Cfr. Folios 336 a 337 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²⁴ Cfr. Folios 348 a 349 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²⁵ Cfr. Folios 356 a 357 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²⁶ Cfr. Folio 340 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²⁷ Cfr. Folio 350 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²⁸ Cfr. Folio 363 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

²⁹ Cfr. Folio 338 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³⁰ Cfr. Folio 353 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³¹ Cfr. Folio 358 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³² Cfr. Folios 368 a 371 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³³ Cfr. Folios 372 a 373 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³⁴ Cfr. Folios 377 a 379 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³⁵ Cfr. Folio 380 al 386 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³⁶ Cfr. Folio 387 al 392 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³⁷ Cfr. Folio 393 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

³⁸ Cfr. Folio 394 CD de la carpeta reservada.

³⁹ Cfr. Folio 395 y 396 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

⁴⁰ Cfr. Folio 397 CD de la carpeta reservada.

⁴¹ Cfr. Folio 398 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

⁴² Cfr. Folio 399 CD de la carpeta pública No. 2 del expediente.

1.21. El 31 de julio de 2025, en oficio SSPD No. 20252402456961⁴³, comunicado el mismo día⁴⁴, la DIEGC dio traslado a la INVESTIGADA de la totalidad de la documentación remitida por XM S.A. E.S.P, para que en el término de diez (10) días se pronunciara sobre el particular, en ejercicio de su derecho de defensa y contradicción.

1.22. El 12 de agosto de 2025, ENEL remitió correo electrónico con sus consideraciones sobre el traslado, al cual se le asignó el radicado SSPD 20255293307192⁴⁵. En este documento se expresaron algunas objeciones sobre la metodología y el detalle de los supuestos utilizados por XM S.A. E.S.P en la simulación y en la coherencia de los datos entre diferentes versiones; sin embargo, ENEL señaló que las respuestas de XM S.A. E.S.P corroboran elementos clave sobre la operación de la Central Hidroeléctrica Betania y la necesidad de priorizar la generación de seguridad, por lo cual solicitó tener en cuenta las pruebas trasladadas en la presente actuación administrativa.

1.23. El 25 de agosto de 2025, mediante SSPD No. 20252402656861⁴⁶, se profirió el acto administrativo con el cual se incorporaron pruebas y se corrió traslado para presentar alegatos, comunicado a ENEL mediante correo electrónico del mismo 25 de agosto de 2025⁴⁷.

1.24. El 8 de septiembre de 2025, por medio de correo electrónico y radicación física, bajo los radicados SSPD No. 20255293698892 y 20255293695112⁴⁸, la INVESTIGADA presentó en la oportunidad legal dispuesta para ello⁴⁹, escrito de alegatos.

2. IMPUTACIÓN

Mediante el acto administrativo SSPD No. 20222400352436 del 29 de diciembre de 2022⁵⁰, la DIEGC inició investigación administrativa y formuló el siguiente cargo a la INVESTIGADA:

“CARGO ÚNICO: La empresa **ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.** presuntamente incumplió lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, toda vez que, entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, habría ofrecido un precio al Centro Nacional de Despacho por las unidades de generación de energía de la Planta Betania, que aparentemente desconoció los costos de oportunidad (valor del agua) de generación en el momento de la oferta, distorsionando con ello el funcionamiento eficiente del mercado”⁵¹.

3. CONSIDERACIONES DEL DESPACHO

Corresponde al Despacho del Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (el Despacho), resolver la presente actuación administrativa sancionatoria, para lo cual tendrá en cuenta lo siguiente: **(i)** competencia para conocer y resolver la presente actuación administrativa; **(ii)** análisis del cargo único formulado y respuestas a los argumentos de defensa presentados; y **(iii)** conclusión.

3.1. COMPETENCIA DEL DESPACHO PARA CONOCER Y RESOLVER LA PRESENTE ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA

El artículo 2 de la Constitución Política de Colombia⁵², constituye el primer fundamento constitucional implícito de la potestad sancionatoria de la Administración Pública, al contemplar como fines esenciales del Estado, entre otros, el de garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución. Ello implica que, la Administración Pública debe propender por el mantenimiento de las condiciones que

⁴³ Cfr. Folio 400 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

⁴⁴ Cfr. Folio 401 CD de la carpeta pública No. 2 del expediente.

⁴⁵ Cfr. Folio 403 y 404 de la carpeta pública No. 3 del expediente.

⁴⁶ Cfr. Folio 405 al 411 de la carpeta pública No. 3 del expediente.

⁴⁷ Cfr. Folio 412 al 413 de la carpeta pública No. 3 del expediente.

⁴⁸ Cfr. Folio 414 al 444 de la carpeta pública No. 3 del expediente.

⁴⁹ En la presente actuación administrativa sancionatoria, el término de diez (10) días otorgados por el artículo 48 de la Ley 1437 de 2011 para presentar descargos venció el 8 de septiembre de 2025.

⁵⁰ Cfr. Folios 16 a 24 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

⁵¹ Cfr. Folio 16 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

⁵² “Artículo 2. Son fines esenciales del Estado: Servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución; facilitar la participación de todos en las decisiones que los afectan y en la vida económica, política, administrativa y cultural de la Nación; defender la independencia nacional, mantener la integridad territorial y asegurar la convivencia pacífica y la vigencia de un orden justo. Las autoridades de la República están instituidas para proteger a todas las personas residentes en Colombia, en su vida, honra, bienes, creencias, y demás derechos y libertades, y para asegurar el cumplimiento de los deberes sociales del Estado y de los particulares”.

permitan el disfrute de los derechos de las personas, para lo cual deberá utilizar, si es del caso, las facultades sancionatorias inherentes al ejercicio del poder público⁵³.

Por una parte, el artículo 365 constitucional⁵⁴ señala que los servicios públicos están sometidos al régimen que fije la ley. En cumplimiento de este mandato, se expidió la Ley 142 de 1994, en cuyo artículo 79, numeral 1, se asignaron a la SSPD las funciones de: “*Vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios determinados; y sancionar sus violaciones, siempre y cuando esta función no sea competencia de otra autoridad*”.

Por otra parte, el artículo 370⁵⁵ también constitucional, establece que corresponde al Presidente de la República fijar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios. En ese orden, por medio de la SSPD se ejercen las funciones de inspección, vigilancia y control sobre las empresas que prestan servicios públicos y desarrollan actividades complementarias, y se imponen las sanciones administrativas a que haya lugar, en los términos de los artículos 79 y 81 de la Ley 142 de 1994.

Respecto a las facultades especiales de inspección, vigilancia y control que ostenta la SSPD, la jurisprudencia administrativa ha indicado:

“(...) el legislador le otorgó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios facultades especiales [de] vigilancia y control, además de plenos poderes sancionatorios por la violación o desconocimiento del ordenamiento jurídico en materia de servicios públicos, todo lo anterior en el marco de actuación de lo dispuesto para el ejercicio y ejecución de sus competencia y funciones misionales. Cabe resaltar que la potestad sancionatoria implica la existencia de un procedimiento previo que respete el derecho de defensa y contradicción y que como resultado del mismo se llegue a la imposición de medidas en el marco del derecho de “punición” o “castigo”.”⁵⁶

En línea con lo anterior, el numeral 11 del artículo 16 del Decreto 1369 de 2020⁵⁷ dispuso que, es competencia de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible “*Vigilar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos por parte de los prestadores de los servicios públicos domiciliarios, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios y adelantar los procedimientos encaminados a sancionar sus violaciones*”.

Para ello, se le delegó a la Superintendente Delegada para Energía y Gas Combustible, la función de imponer sanciones a los prestadores de servicios públicos que, dentro dichos sectores, violen las normas a las que deban estar sujetos⁵⁸.

En esa medida es suficientemente claro que, en el marco de la competencia legal ya estudiada, le corresponde a este Despacho conocer y decidir mediante el presente acto, la actuación administrativa sancionatoria iniciada contra de la INVESTIGADA dentro de este expediente.

⁵³ Cfr. Corte Constitucional, Sala Plena, Sentencia SU - 1010 del 16 de octubre de 2008, Magistrado Ponente: Dr. Rodrigo Escobar Gil, en la cual se explicó: “(...) el ejercicio de la función pública encomendada a la Administración implica que si ésta se encuentra facultada para imponer un mandato o regular una conducta en servicio del interés público, también debe estar facultada para lograr la garantía del orden mediante la imposición de sanciones, frente al incumplimiento de tales mandatos”. Véase también Corte Constitucional, Sala Plena, Sentencia C - 595 del 27 de julio de 2010, Magistrado Ponente: Dr. Jorge Iván Palacio.

⁵⁴ “Artículo 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita”.

⁵⁵ “Artículo 370. Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten”.

⁵⁶ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera, Sentencia No. 25000-23-24-000-2005-01325-01 del 26 de noviembre de 2015, Consejero Ponente: Dr. Roberto Augusto Serrato Valdés.

⁵⁷ “Por el cual se modifica la estructura de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios”.

⁵⁸ Cfr. Artículo 2 de la Resolución SSPD No. 20241000320875 de 2024, el cual reza:

“Artículo 2. Delegar en los Superintendentes Delegados de Acueducto, Alcantarillado y Aseo y de Energía y Gas Combustible dentro de su ámbito sectorial las siguientes funciones:

1. Imponer las siguientes sanciones a los prestadores de servicios públicos domiciliarios que violen las normas a las que deban estar sujetos, según la naturaleza y la gravedad de la falta:

a) Amonestación;

b) Multas.

(...)”.

Véase además el artículo 15 de la resolución *ibídem*, el cual dispone lo relativo a la vigencia de esta norma, en los siguientes términos:

“Artículo 15. La presente resolución deroga la Resolución SSPD No. 20211000012995 del 29 de marzo de 2021, y la Resolución SSPD-20231000267945 del 8 de mayo de 2023 y todas aquellas que le sean contrarias”.

3.2. ANÁLISIS DEL CARGO ÚNICO FORMULADO

Procede el Despacho a analizar el cargo único endilgado a ENEL, según el cual, ésta “presuntamente incumplió lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, toda vez que, entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, habría ofrecido un precio al Centro Nacional de Despacho por las unidades de generación de energía de la Planta Betania, que aparentemente desconoció los costos de oportunidad (valor del agua) de generación en el momento de la oferta, distorsionando con ello el funcionamiento eficiente del mercado”⁵⁹.

3.2.1. Marco normativo aplicable

De conformidad con el cargo imputado, la normativa vulnerada por la INVESTIGADA, es la siguiente:

- **Ley 142 de 1994⁶⁰, artículo 168:**

*“Artículo 168. **Obligatoriedad del reglamento de operación.** Las empresas que hagan parte del Sistema Interconectado Nacional deberán cumplir con el reglamento de operación y con los acuerdos adoptados para la operación del mismo. En caso contrario se someterán a las sanciones previstas en ésta Ley”. (Énfasis agregado).*

- **Ley 143 de 1994⁶¹, artículo 6:**

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

El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.

(...). (Énfasis agregado).

- **Ley 143 de 1994, artículo 25:**

“Artículo 25. Los agentes económicos privados o públicos que hagan parte del Sistema Interconectado Nacional deberán cumplir con el Reglamento de Operación y con los acuerdos adoptados para la operación del mismo. El incumplimiento de estas normas o acuerdos, dará lugar a las sanciones que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas o la autoridad respectiva según su competencia”. (Énfasis agregado).

- **Resolución CREG 055 de 1994⁶², artículo 6 (numeral 1.2):**

*“Artículo 6. **Ofertas de precio en la bolsa de energía.** 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:*

(...)

1.2. 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.

(...). (Énfasis agregado).

- **Resolución CREG 024 de 1995⁶³, artículo 6 (literal a):**

*“Artículo 6. **Cumplimiento de condiciones mínimas.** Los agentes que participan en el mercado mayorista deben cumplir las siguientes condiciones mínimas:*

a) Las definidas en las resoluciones CREG 054, 055 y 056 de 1994, y las que las modifiquen.

(...). (Énfasis agregado).

- **Resolución CREG 080 de 2019⁶⁴, artículo 23:**

⁵⁹ Cfr. Folio 16 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

⁶⁰ “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”.

⁶¹ “Por 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”.

⁶² “Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”.

⁶³ “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”.

⁶⁴ “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”.

“Artículo 23. Distorsiones al funcionamiento eficiente del mercado. Los agentes mencionados en el artículo 2 de esta resolución deben desarrollar sus actividades en las que participa con: lealtad, idoneidad, profesionalismo, honorabilidad y diligencia, lo cual implica el sometimiento de su conducta a las diversas normas que regulan su actividad, sin utilizar mecanismos, estrategias o cualquier otro instrumento que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de distorsionar el funcionamiento eficiente del mercado”.

 (Énfasis agregado).

3.2.2. Circunstancias de hecho

De conformidad con el Pliego de cargos, los hechos en los que se fundamentó el cargo único imputado fueron los siguientes:

“2.2.1. En ejercicio de sus funciones de inspección y vigilancia, la DTGE a través de la Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas (UMMEG) de la SSPD, consultó en la Interfaz de programación de aplicaciones (por sus siglas en inglés, API) de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), el precio de oferta de las diferentes plantas hidroeléctricas de LA INVESTIGADA, sus niveles de embalse y la información de los procesos de vertimientos desplegados.

2.2.2. Con base en lo observado, a través de la comunicación SSPD No. 2022044596561 del 13 de octubre de 2022, la UMMEG requirió a ENEL para que informara “Las consideraciones y la forma en la que se tuvieron en cuenta en el cálculo que se utilizó para determinar el valor del agua de cada una de las plantas (...) para los meses de septiembre y octubre de 2022” y los “[a]spectos de la operación económica de mediano y largo plazo del sistema considerados en la oferta para cada una de sus plantas, para los meses de septiembre y octubre de 2022; indicando claramente cuales son de mediano y largo plazo. Solicitamos se dé una explicación clara y concisa de cómo estos aspectos afectan la oferta”.

2.2.3. Mediante comunicación del 31 de octubre de 2022 (radicado SSPD No. 20225294432582 del 1 de noviembre de 2022), LA INVESTIGADA dio respuesta al requerimiento relacionado en el numeral anterior, señalando:

“(…) el proceso mediante el cual se realiza la oferta diaria en bolsa desde Enel Colombia considera información relacionada con la evolución de variables históricas, el contexto presente y las expectativas futuras. Adicionalmente considera coyunturas asociadas a requerimientos de muy corto plazo, como necesidad de pruebas en algunas centrales o circunstancias imprevistas en la operación reciente. Todo lo anterior en el marco normativo vigente, en particular, lo contemplado en las resoluciones CREG 024/1995, 055/1994 y 080/2019.

(...)

En particular es importante observar lo previsto en el anexo A4 de la Resolución CREG 024 de 1995 que establece lo siguiente: “... la oferta de precios en la bolsa se hará de acuerdo con la Resolución CREG-055 de 1994. 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” (...).” (Énfasis propio del texto).

Adicionalmente, en esta comunicación, ENEL se refirió a los aspectos que consideró en la determinación de sus precios, así:

“Contextos y Antecedentes

(...) para atender la demanda máxima diaria del sistema, en algunos días no fue suficiente la disponibilidad hidroeléctrica del sistema. Adicionalmente se observa que para la mayoría de los días era necesario contar con todas las centrales hidroeléctricas del sistema incluyendo las centrales de la cuenca oriente. Esas centrales (Chivor y Guavio) ya no recibirán aportes significativos en lo que queda del año, lo que implica que los niveles de embalse actuales deben ser administrados hasta el siguiente pico hidrológico (mayo de 2023). Esta situación hace que su disposición a generar sea diferente a las centrales de las cuencas Centro y Antioquia que aún están en proceso de recibir el mayor pico hidrológico de aportes (Figura 4). Esta menor generación en el corto plazo se traduce en precios de oferta superiores que reflejan el costo de oportunidad del periodo diciembre 2022 - abril 2023, es decir costos de generación térmicos. Un desembalsamiento temprano de estas plantas ocasionaría riesgo de desabastecimiento en la estación seca 2022-2023 con mayores precios de bolsa, porque implicaría incluso un mayor requerimiento de recursos térmicos más costosos. Por estos motivos, las plantas hidroeléctricas de esta región deben operar sin presentar un desembalsamiento descontrolado, con el objetivo de enfrentar de una manera confiable el verano del año siguiente, periodo en el cual se da el mayor desembalsamiento.

(...)

Por lo anterior, aunque durante los meses de septiembre y octubre varias centrales hídricas presentaban altos niveles de embalse, altos aportes e incluso vertimientos, el precio de bolsa de energía no se mantuvo en niveles bajos como otros años.

(...)

En octubre del año pasado, para incluir en el despacho ideal una generación térmica de 30 GWh-día (generación a carbón) era necesario un precio cercano a los 200 \$/kWh. En este momento, para incluir la misma cantidad de energía térmica es necesario un precio aproximado de 450 \$/kWh. Para sumar 60 GWh térmicos (generación a gas natural) los precios pasaron de 500 \$/kWh en el 2021 a más de 700 \$/kWh en el 2022 (Figura 5). Esto también tiene efectos importantes sobre el costo de oportunidad del agua embalsada, ya que (sic) se prevén precios altos (cercanos o superiores a el precio de las centrales a gas) cuando los aportes disminuyan

y todas las centrales hidroeléctricas empiecen a reducir su generación para regular su desembalsamiento.

Otro hecho importante que vale la pena mencionar es el efecto que tiene el retraso de la entrada de la central hidroeléctrica Ituango sobre la percepción del precio futuro finalizando 2022. La falta de firmeza en la estimación de entrada incluye en el análisis escenarios de mercado con precios muy altos, que deben ser considerados a la hora de valorar el riesgo y que tiene impacto sobre la valoración del recurso hídrico.

(...)

La gestión de nuestras reservas de generación se ha visto varias veces afectada por los requerimientos de generación por seguridad que se han tenido ante limitaciones de la red de transporte y los intercambios de energía con Ecuador. Esto ha influido en la incertidumbre de nuestra operación, principalmente para las centrales El Quimbo y Betania, por lo que en ocasiones ha sido necesario incrementar el precio de oferta como forma de controlar el desembalsamiento de nuestras centrales.

(...)

Análisis Mediano Plazo

(...)

Finalmente, LA INVESTIGADA se refirió particularmente a la determinación de precios por las unidades de energía generadas en la Planta Betania, señalando lo siguiente:

“La oferta de Betania estos últimos meses, además de considerar todo lo mencionado, en especial el valor del agua, tuvo en cuenta también el cumplimiento de la concesión ambiental que fija un valor máximo anual para la captación de agua en el embalse (401.4 m³/s promedio anual). De esta forma, se ha buscado fijar un precio de oferta que minimice la generación de la central para lograr el cumplimiento de la restricción del caudal concesionado. Sin embargo, debido a la condición de red relacionada con la exportación a Ecuador (descrita anteriormente), la generación de Betania aumentó considerablemente durante varios días, causando desviaciones en la generación planeada para cumplir la concesión (...). Desde el 24 de septiembre se empezó a requerir generaciones altas en Betania (superiores 8 GWh-día) que redujeron rápidamente el nivel del embalse (reducción de 10% en menos de 8 días). La gran incertidumbre sobre las características de esta generación por seguridad, generaban el riesgo de causar desviaciones aún mayores que haría complejo el garantizar el cumplimiento de la concesión, por lo que se decidió gestionar dicha incertidumbre a través de precios altos que minimizaran la generación de este recurso. En ese sentido, se aumentaron paulatinamente los precios de oferta llegando hasta 350 \$/kWh el 30 de septiembre (en ese momento ligeramente superior del último precio marginal), sin embargo, no se logró disminuir la generación. Finalmente, el 01 de octubre se decidió realizar una oferta por encima del precio de oferta de la central Termovalle 2 (central térmica del área suroccidental que según nuestros análisis eléctricos podría aliviar la generación de seguridad relacionada con la exportación) reduciendo así considerablemente el despacho por seguridad”.

(...)⁶⁵.

3.2.3. Análisis del cargo formulado

Para entender el incumplimiento objeto de reproche en este caso, es importante destacar que los generadores que operan en el Mercado de Energía Mayorista (MEM)⁶⁶ tienen obligaciones derivadas del Reglamento de Operación⁶⁷. Esta obligatoriedad se fundamenta en los artículos 168 de la Ley 142 de 1994 y 25 de la Ley 143 de 1994. Las tres operaciones comerciales principales en este mercado son:

- Contratos de energía: Acuerdos entre generadores y comercializadores, u otros generadores, con precios pactados libremente.
- Transacciones en la bolsa de energía⁶⁸: Los precios se establecen por la oferta, la demanda y las reglas comerciales del reglamento de operación.
- Prestación de servicios asociados⁶⁹.

⁶⁵ Cfr. Folios 17 a 18 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

⁶⁶ De conformidad con el artículo 5 de la Resolución CREG 024 de 1995 “[s]on agentes del mercado mayorista: los generadores, los comercializadores y los transportadores”.

⁶⁷ Entiéndase Reglamento de Operación como “el conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planteamiento, la coordinación, y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional” (Cfr. Artículo 11 de la Ley 143 de 1994.)

⁶⁸ En el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995 se define la bolsa de energía como el “[s]istema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas que adelante aparecen, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores”.

⁶⁹ Cfr. Resolución CREG 024 de 1995, “Artículo 7. Operaciones en el mercado mayorista. En el mercado mayorista se realizan las siguientes operaciones:

a) Contratos de Energía a largo plazo: son aquellos en que generadores y comercializadores pactan libremente las condiciones, cantidades, y precios para la compra y venta de energía eléctrica a largo plazo.

Específicamente, los generadores que operen en el mercado de energía⁷⁰ deben participar en el despacho horario y cumplir con los requisitos de generación de seguridad⁷¹. Esto implica considerar la identificación y clasificación de las restricciones⁷² del Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como las "Generaciones de Seguridad asociadas con dichas restricciones en cada Sub-Área y Área Operativa del sistema"⁷³.

Así las cosas, debe señalarse que, el sistema está diseñado para garantizar una correcta utilización y asignación de los recursos energéticos del país de forma que la prestación del servicio de energía eléctrica atienda el principio de eficiencia, esto es, la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.

Es por ello que, en el marco del funcionamiento del SIN, el CND tiene a su cargo la elaboración del programa general de operación, buscando optimizar la combinación de recursos de generación con el menor costo posible para atender la demanda total estimada del día, lo que se conoce como el "*Despacho Ideal*"⁷⁴. Este programa se construye con base en las ofertas de los agentes generadores, priorizando aquellas que presentan menores precios de energía hasta cubrir la totalidad de la demanda esperada. El programa resultante se comunica a los generadores con antelación, a fin de que puedan alistar los recursos necesarios para atender las cargas asignadas.

Dicha programación se desarrolla en el marco de dos fases que estructuran el funcionamiento de la bolsa de energía: la fase operativa y la fase comercial. Para el periodo comprendido entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, el funcionamiento de esas fases se desarrollaba conforme a los lineamientos que se describen a continuación:

- **Fase operativa**

De conformidad con lo dispuesto en el numeral 3 del Código de Redes, adoptado mediante la Resolución CREG 025 de 1995⁷⁵, por regla general⁷⁶, cada empresa generadora debe remitir al CND, antes de las 08:00 horas de cada día, una única oferta de precio para cada uno de sus recursos de generación, aplicable a las veinticuatro (24) horas del día siguiente⁷⁷. Dicha oferta debe contener tanto el precio de la energía ofertada —expresada en pesos por megavatio/hora— como la disponibilidad técnica declarada del recurso. En caso de no

b) *Contratos de Energía en la Bolsa: Son aquellos que se celebran a través del Administrador del SIC, para la enajenación hora a hora de energía, y cuyos precios, cantidades, garantías, liquidación y recaudo se determinan por la presente resolución y por el acuerdo de las partes en las reglas del SIC.*

c) *Prestación de servicios asociados de generación de energía a la empresa de transmisión nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de electricidad*".

⁷⁰ Entendiendo este como un mecanismo de compra a corto plazo (Cfr. Concepto CREG 1801 de 2007, disponible en https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0001801_2007.htm- consulta realizada el 4 de junio de 2025).

⁷¹ La Resolución CREG 062 de 2000 "*Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)*", define en su artículo 1 la generación de seguridad como la "[g]eneración forzada que se requiere para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN".

⁷² Al respecto se precisa que las restricciones son definidas por el artículo 1 de la Resolución CREG 038 de 1999 "*Por la cual se someten a consideración de los agentes y terceros interesados, los criterios para la definición de las Generaciones de Seguridad, la asignación de las mismas entre los agentes del SIN y las bases sobre las cuales se modificarán las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones*", como una "[e]xigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la seguridad en Subáreas o Áreas Operativas, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN".

⁷³ Cfr. Artículo 2 de la Resolución CREG 038 de 1999.

⁷⁴ Resolución CREG 024 de 1995 "*Artículo 1. Definiciones Generales. (...) Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en la cual se atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando las ofertas de precios en la Bolsa de Energía, las ofertas de Precios de Arranque-Parada, las ofertas de los enlaces internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades para obtener la combinación de generación que resulte en mínimo costo para atender de demanda total del día, sin considerar la red de transporte*". (artículo modificado por el artículo 3 de la Resolución 051 de 2009 "*Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista*").

⁷⁵ "*Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional*".

⁷⁶ Al respecto se precisa que, según lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995, frente a esta regla existen algunas excepciones, como ciertas cadenas hidráulicas y los enlaces internacionales, los cuales deben presentar sus ofertas de manera agrupada o por horas, según corresponda.

⁷⁷ Cfr. Artículo 3 del Código de Operación adoptado a través de la Resolución CREG 025 de 1995, el cual reza: "*Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio a la Bolsa de Energía para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación, exceptuando las cadenas hidráulicas: Paraíso y Guaca; Troneras, Guadalupe 3 y Guadalupe 4; Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá; que harán ofertas de precio en forma integral por cadena. También se exceptúan los enlaces Internacionales que participen en el Mercado de Energía Mayorista, los cuales podrán hacer ofertas horarias de precio. En el caso de las plantas térmicas de ciclo combinado, éstas ofertarán un precio para las 24 horas (expresada en valores enteros de COP\$/MWh) por cada configuración que esté disponible para la operación*".

recibirse una oferta válida dentro del plazo estipulado, el CND procedería a utilizar la última oferta vigente registrada para el recurso correspondiente⁷⁸.

Una vez concluido el periodo de recepción de ofertas, el CND elabora el Despacho Ideal, mediante el cual se define la asignación horaria óptima de generación para las veinticuatro (24) horas del día. Este Despacho se construye priorizando, en cada intervalo horario, las ofertas de menor precio en la bolsa de energía, incluyendo los precios de arranque-parada para plantas térmicas, las configuraciones declaradas de plantas de ciclo combinado, y los precios de importación en el Nodo Frontera ajustados por cargos de transporte y demás costos aplicables, como el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad.

El Despacho Ideal no considera las restricciones operativas del SIN, tales como las limitaciones en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), los Sistemas de Transmisión Regional (STR) o los Sistemas de Distribución Local (SDL). Sin embargo, respeta las características técnicas de las unidades generadoras, las inflexibilidades declaradas por los agentes⁷⁹ y las condiciones iniciales derivadas del cierre operativo del día anterior (Despacho Real $t-1$). La disponibilidad considerada corresponde a la disponibilidad comercial calculada en el Sistema de Información Comercial (SIC), y en el caso de las importaciones, esta se asimila a la energía efectivamente importada⁸⁰.

La cobertura de la demanda se realizaba, entonces, con los recursos declarados disponibles, conforme al ordenamiento ascendente de precios ofertados, y sujeta a los requerimientos mínimos de generación necesarios para garantizar la seguridad operativa del sistema. El resultado de este ejercicio se comunicaba a los generadores para su implementación durante el día siguiente.

Sin embargo, durante la ejecución del programa pueden presentarse contingencias que hagan necesario modificar el despacho inicialmente previsto. Estas modificaciones, adoptadas en el Código de Conexión⁸¹ conocidas como redespachos⁸², obedecen a causas diversas, como se muestra a continuación:

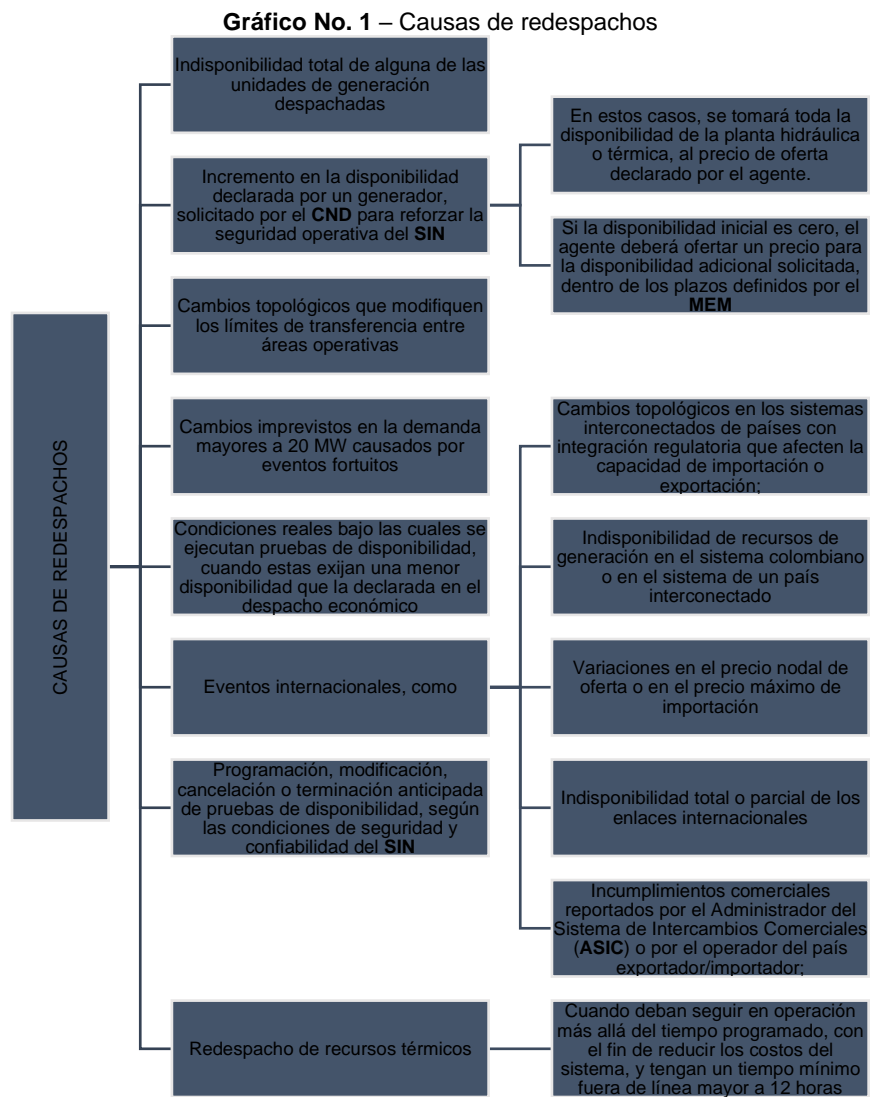
⁷⁸ Véase al respecto el numeral 3 del Código de Redes adoptado a través de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 101-28 de 2022 "Por la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, y CREG 062 de 2000 y se establecen otras disposiciones", el cual reza "Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio a la Bolsa de Energía para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación, exceptuando las cadenas hidráulicas: Paraíso y Guaca; Troneras, Guadalupe 3 y Guadalupe 4; Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá; que harán ofertas de precio en forma integral por cadena. También se exceptúan los enlaces Internacionales que participen en el Mercado de Energía Mayorista, los cuales podrán hacer ofertas horarias de precio. En el caso de las plantas térmicas de ciclo combinado, éstas ofertarán un precio para las 24 horas (expresada en valores enteros de COP\$/MWh) por cada configuración que esté disponible para la operación. Si a las 08:00 horas el CND no ha recibido ofertas de precio a la Bolsa de Energía de uno o más generadores, o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las ofertas de precios a la Bolsa de Energía que se presentaron para cada unidad, planta de generación o planta térmica de ciclo combinado según las configuraciones disponibles, el día anterior, o la última oferta de precios a la Bolsa de Energía válida, aplicando los criterios establecidos en el presente numeral. Cuando dos o más recursos o configuraciones disponibles de plantas térmicas con ciclo combinado tengan precio de oferta igual, el CND aplicará un desempate a la ofertas (sic) de precio mediante un proceso aleatorio equiprobable. Esta regla aplica también para el Servicio de AGC".

⁷⁹ Al respecto se precisa que, conforme el numeral 1 de la Resolución CREG 024 de 1995 "[u]na unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema". En el documento CREG 010 de 1995, relativo al "Reglamento de operación: Código de Redes y Aspectos Comerciales del Mercado Mayorista", se caracteriza una unidad como inflexibilidades cuando "se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del periodo de reporte de cambios para el redespacho".

⁸⁰ Cfr. Numeral 1.1.1.1 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1994, el cual dispone: "1.1.1.1. Determinación del Despacho Ideal. El Despacho Ideal considerará las ofertas de precio en la Bolsa de Energía y de precio de arranque-parada de los generadores térmicos, las ofertas de precio en la Bolsa de Energía de los generadores hidráulicos y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país exportador. A estos últimos se les debe adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo frontera hasta el STN, si son del caso; el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad; y los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano, necesarios para atender la demanda total para cada una de las horas del día en proceso. Para el caso de una importación, la disponibilidad comercial será considerada con un valor igual al de la importación real. Los precios considerados deberán tener en cuenta el resultado de la aplicación de la regla de desempate aplicada para el Despacho Programado. El Despacho Ideal será uno para el día, comprenderá los 24 periodos horarios y se determinará por medio del Programa de Despacho Económico, el cual se ejecutará todos los días, con posterioridad a la operación real del sistema. Para cumplir con las características técnicas de las plantas o unidades térmicas, las condiciones iniciales del Despacho Ideal para el día t tendrán en cuenta las condiciones con las que finalizó el Despacho Ideal del día $t-1$; no tendrá en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda total del sistema; y se efectuará con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante, denominado Despacho Ideal, determinará los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y la de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema (...)"

⁸¹ Al respecto véase las Resoluciones CREG CREG 122 de 1998, 17 de 2002, 4 de 2004, 14 de 2004, 121 de 2005, 85 de 2007, 101 de 2007, 77 de 2008, 148 de 2010 y 44 de 2020.

⁸² Sobre este particular se precisa que el término redespacho es entendido como la modificación del despacho económico, durante su ejecución "con el fin de tener en cuenta cambios en las condiciones de operación de los recursos del sistema". (Cfr. Numeral 4 del Código de Redes adoptado mediante la Resolución CREG 025 de 1995).



En este contexto, el CND tiene la responsabilidad de supervisar en tiempo real la operación del SIN, a fin de asegurar que se mantengan las condiciones de continuidad y calidad definidas por el Regulador. Para ello, cuenta con herramientas de monitoreo y control, apoyadas en sistemas de comunicación que permiten obtener y procesar información del sistema en tiempo real, lo cual es indispensable para la evaluación permanente de su estado operativo.

El resultado efectivo de los redespachos que tienen lugar durante el día de operación constituye lo que se denomina el “*Despacho Real*”. Esta información, junto con los datos relativos a las condiciones técnicas del sistema, se pone a disposición de los agentes —tanto generadores como comercializadores— para su análisis, y puede ser empleada como insumo en la formulación de las ofertas correspondientes a los días subsiguientes.

● Fase Comercial

La segunda fase del funcionamiento de la bolsa de energía se inicia con la recolección de información del despacho real que consta de los datos medidos, hora a hora, de cada uno de los generadores. Incluye también el detalle de cada uno de los puntos de frontera de los comercializadores. La información es enviada por el CND al ASIC, quien es el encargado de realizar el proceso de liquidación y facturación.

Esta fase se enfoca entonces en la liquidación financiera de las transacciones, el registro de los contratos y la distribución de los pagos entre los agentes, de acuerdo con los precios y cantidades definidos en la fase operativa.

Ahora bien, para comprender la lógica económica que subyace a las decisiones operativas previamente descritas, es fundamental analizar el mecanismo de formación de precios en el MEM. Este mecanismo, basado en principios de eficiencia económica, competencia y libre formación de precios, establece las señales que orientan la participación de los agentes del mercado, así como los incentivos para la inversión y el desarrollo de nueva infraestructura de generación. A continuación, se expone el funcionamiento del sistema de precios en la bolsa de energía y su interacción con los distintos componentes del mercado.

● **Respecto a la formación del precio**

Para conformar el despacho de energía, requiere en primer lugar que, los generadores satisfagan, entre otros, los parámetros dispuestos en la Resolución CREG 055 de 1994, lo cual implica que presenten diariamente al CND una declaración donde se relacione para cada hora del día siguiente, la disponibilidad de generación y la oferta de precio por cada unidad de energía a generar. Dicha oferta a la luz de la regulación debe cumplir tres condiciones, a saber:

(i) Que refleje “*los costos variables de generación en los que esperan incurrir*”, de conformidad con los siguientes parámetros:

“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 nacional⁸³.

(ii) Que considere la operación económica a mediano y largo plazo del SIN y “*el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores*”⁸⁴.

(iii) Que la determinación del precio no distorsione el funcionamiento eficiente del mercado⁸⁵.

Nótese que, la determinación del precio de las ofertas que conformarán el Despacho Ideal variará de conformidad con la fuente de generación utilizada. En ese orden, en el caso de las centrales de generación hidroeléctricas, el precio ofrecido al CND, deberá considerar como principal variable, el costo de oportunidad o valor del agua⁸⁶. Así se desprende del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994⁸⁷ y el Anexo A-4⁸⁸ de la Resolución CREG 024 de 1995, los cuales sobre el particular disponen:

“Artículo 6. Cumplimiento de condiciones mínimas. Los agentes que participan en el mercado mayorista deben cumplir las siguientes condiciones mínimas:

a) Las definidas en las resoluciones CREG 054, 055 y 056 de 1994, y las que las modifiquen.

(...)”.

“Anexo A-4. Función precio en la bolsa de energía.

(...) **la oferta de precios en la bolsa 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” (Énfasis agregado).

En suma, la estimación del valor del agua en la generación de energía hidroeléctrica comienza con la determinación del valor bruto de la producción de electricidad, mediante la asignación de un precio de costo alternativo a las unidades de producción. Además, al existir un proceso de vertimientos, la determinación del costo de oportunidad deberá considerar la

⁸³ Cfr. Artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994.

⁸⁴ Cfr. Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995.

⁸⁵ Cfr. Artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019.

⁸⁶ A respecto es preciso advertir que la valoración del agua puede ocurrir desde la perspectiva de la oferta o la demanda, lo que resulta en una curva de oferta o una curva de demanda de agua. Para muchos gestores del agua, el valor económico del agua evoca el capital (inversión) y costos operativos de suministro de agua que resultan en un costo de suministro curva. Estos costos tangibles son típicamente calculados por ingeniería, economistas o contadores y a menudo se simplifican como constantes con respecto a la cantidad ofrecida (Cfr. Griffin, R. (2006). Water Resource Economics: The Analysis of Scarcity, Policies, and Projects. Cambridge, Massachusetts: MIT Press.)

⁸⁷ “Artículo 6. Ofertas de precio en la Bolsa de Energía. 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, *costos variables de generación en los que esperan incurrir*, teniendo en cuenta:

(...)”

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.

(...)” (Énfasis agregado).

⁸⁸ Regulación vigente al momento de los hechos objeto de investigación en el presente caso:

“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.

(...)” (Énfasis agregado).

existencia de alternativas que pudieran aportar un beneficio general al sistema⁸⁹.

En segundo lugar, recibidas las ofertas de los generadores, el CND debe “[efectuar] el despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central y de las transferencias de energía por interconexiones internacionales”⁹⁰, para lo cual, tendrá en cuenta entre otros: **(i)** la predicción de demanda horaria preparada; **(ii)** las restricciones técnicas que se imponen sobre el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de seguridad eléctrica; y **(iii)** la disponibilidad de las unidades de generación sujetas a despacho central⁹¹.

Adicionalmente, de conformidad con el artículo 13 de la Resolución CREG 055 de 1994, “[e]l Centro Nacional de Despacho (CND) establecerá el despacho horario de las unidades de generación sujetas a despacho **en orden ascendente del precio ofrecido al Centro Nacional de Despacho (CND) por cada unidad, de tal forma que se atienda la demanda horaria y se minimicen los costos de operación cumpliendo con los criterios adoptados de confiabilidad y seguridad de suministro**” y “el CND comunicará el despacho horario a los generadores sujetos al despacho central y supervisará su cumplimiento”. (Énfasis agregado).

En tercer lugar, una vez conformado el Despacho Ideal⁹², deberá conformarse el Despacho Real, entendido como “el programa de generación realmente efectuado por los generadores”⁹³, el cual se determina con base en las unidades de energía generadas, la demanda a cubrir y las restricciones.

Este proceso fue explicado por la Comisión de Regulación para Energía y Gas (CREG), quien en el documento CREG 901 097 de 2024 “**METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA - PROPUESTAS DE AJUSTE**”, manifestó:

“En el caso colombiano el precio de bolsa fue diseñado para reflejar el precio de la energía en el mercado de corto plazo en donde diariamente con una discretización horaria se establece el precio de la energía. El precio de bolsa corresponde al punto de corte entre curva de oferta y la demanda para el período horario.

La curva de oferta se construye ordenando de menor a mayor las ofertas que hacen los agentes por cada recurso de generación que representa ante el Mercado de Energía Mayorista (MEM), y la demanda corresponde a la energía medida, de tal forma que el precio de bolsa corresponde al último recurso de generación en mérito para atender la demanda. Es decir, el precio de bolsa corresponde al último recurso más económico para atender la demanda.

Ahora bien, en el MEM en la actualidad participan mayoritariamente 2 tipos de recursos: plantas térmicas y plantas hidráulicas. Las ofertas de los recursos térmicos se fundamentan en los costos variables para la operación más el riesgo, ver Ilustración 8, y en las plantas hidráulicas corresponde al costo de oportunidad del recurso más el riesgo.

El ejercicio de establecer los costos de operación de una planta hidráulica es menos evidente porque no es posible determinar un valor monetario que defina con precisión el costo del recurso energético primario que alimenta la central, como sí ocurre con el combustible de una central termoeléctrica, con lo cual el “valor el agua” se define como el costo oportunidad a partir del recurso que se espera reemplazar vía despacho.

(...)

2.1 Reglamentación precio de bolsa

En la Resolución CREG 024 de 1995, modificada por la Resolución CREG 011 de 2010, se define el procedimiento para la determinación de los precios horarios de bolsa. Al respecto, se destacan los siguientes pasos:

- i. Se calculan los precios de bolsa de energía a partir del Despacho Ideal, estableciendo un precio único para cada mercado según la demanda que se atienda: demanda nacional y demanda internacional.*
- ii. El despacho ideal es un proceso de optimización en donde se busca atender al mínimo costo la demanda para el día de operación, considerando las ofertas de los recursos de generación, los costos de arranque-parada de las plantas térmicas, la demanda real, las características técnicas de las plantas y sin la red de transporte.*
- iii. Con los resultados de despacho ideal, para cada hora se ordenan las plantas despachadas de*

⁸⁹ Buchanan, J. M. (1991). Opportunity Cost. In J. Eatwell, M. Milgate, & P. Newman, The World of Economics. London: Palgrave Macmillan.

⁹⁰ Cfr. Artículo 13 de la Resolución CREG 055 de 1994.

⁹¹ *Ibidem*.

⁹² Al respecto, debe señalarse que, el Despacho Ideal (entendido como el programa de generación que resulta de usar los recursos más económicos hasta cubrir la demanda real más las pérdidas del sistema, teniendo en cuenta la disponibilidad comercial y las características técnicas e inflexibilidades de los generadores sin tomar en cuenta las restricciones), toma como costo de los recursos el precio de oferta para la hora respectiva con el cual fue realizado el despacho.

⁹³ Cfr. Artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995.

acuerdo con las ofertas de precios a la Bolsa de menor a mayor.

- iv. El máximo precio ofertado (MPO) para el mercado nacional corresponde a la última planta requerida para atender la demanda nacional. Y el MPO para el mercado internacional corresponde a la última planta requerida para atender la demanda nacional más la demanda internacional.
- v. Posteriormente, al MPO del mercado nacional e internacional se le adiciona un ΔI , que corresponde a los costos de las plantas térmicas que salen en el despacho ideal, pero en donde el MPO de todos los periodos horarios del día no son suficientes para cubrir los precios ofertados.

En lo que respecta a las ofertas de precios que hacen diariamente los agentes generadores a la bolsa de energía, la Resolución CREG 055 de 1994, modificada por las Resoluciones CREG 060 de 2019, establece que se debe tener en cuenta:

- Plantas térmicas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento y la eficiencia térmica de la planta.
- Plantas hidráulicas: el costo de oportunidad (valor del agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del SIN.
- 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 SIN.

Además, en lo que respecta al riesgo, en la Resolución CREG 024 de 1995, modificada por la Resolución CREG 101 018 de 2023, establece lo siguiente:

“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 serán flexibles e incluirán el efecto de la incertidumbre y las diferentes percepciones de riesgo de los generadores.

La incertidumbre y las diferentes percepciones de riesgo deberán estar fundamentadas en criterios objetivos, ya sea de análisis de los agentes basados en los fundamentales de los costos de generación, y/o tendencias históricas, observaciones o pronósticos de entidades de reconocida independencia a nivel nacional o internacional, tales como: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM, Operador del sistema y administrador del mercado -XM S.A. E.S.P., Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME, Administración Atmosférica y Oceánica de los Estados Unidos – NOAA, entre otros.”

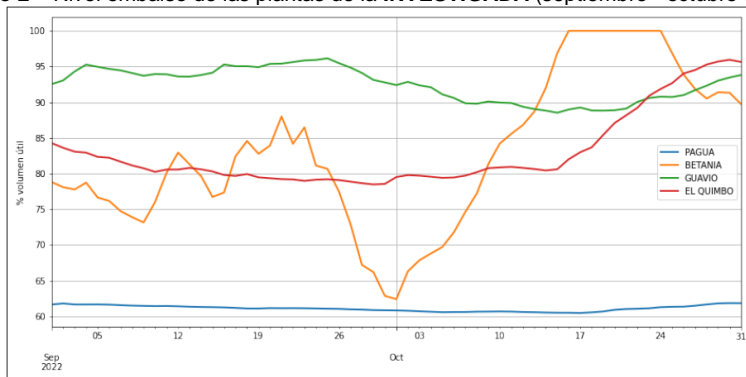
(...)

Nótese, que a pesar de ser un pronunciamiento posterior a la ocurrencia de los hechos, hace una explicación clara de la dinámica de este mercado y precisa cómo el precio ofrecido por los generadores repercute en cada etapa del proceso, siendo determinante durante el proceso de despacho, así como en la determinación del precio de Bolsa.

No obstante, según informó la DTGE en el MESI, al analizar la información obtenida del API de XM, observó que, este esquema regido por el principio de eficiencia no fue observado por el comportamiento de ENEL, pues el valor de la oferta que presentó por las unidades de energía generadas en la planta Betania⁹⁴ para los días 17 al 22 de octubre de 2022, no reflejó los costos de oportunidad (valor de agua) de generación esperados en el momento de la oferta, y en tal sentido, afectaron de asignación de la energía. Lo anterior, teniendo en cuenta las siguientes condiciones particulares:

- (i) Entre el 16 y el 24 de octubre de 2022, el nivel del embalse de la planta Betania llegó al 100% de su capacidad, como se observa en la siguiente ilustración:

Gráfico 2 – Nivel embalse de las plantas de la **INVESTIGADA** (septiembre - octubre de 2022)



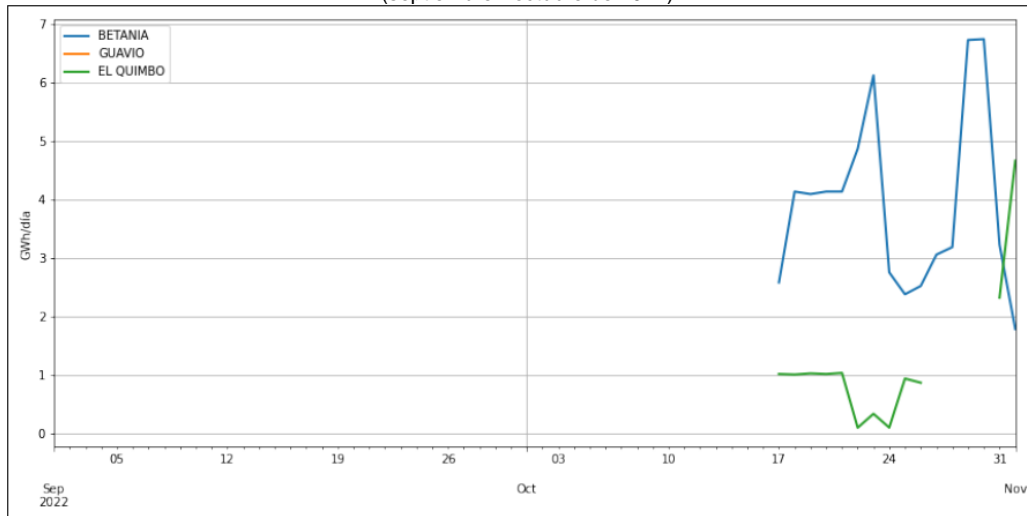
⁹⁴ Que tiene una capacidad instalada distribuida así: Betania 1: 180 MW; Betania 2: 180 MW y Betania 3: 180 MW (Cfr. Página Web: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=detallehidraulicas/> Consulta realizada el 16 de diciembre de 2022).

Fuente: API de XM⁹⁵

Al respecto se insiste en que, de conformidad con artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994⁹⁶ y el Anexo A4 de la Resolución CREG 024 de 1995, la oferta presentada por un agente generador hidroeléctrico deberá reflejar principalmente, el costo del agua, y en tal sentido, el precio a ofertar por las unidades de generación de la planta Betania⁹⁷, debió tomar como principal variable que el embalse se encontraba al 100% de su capacidad.

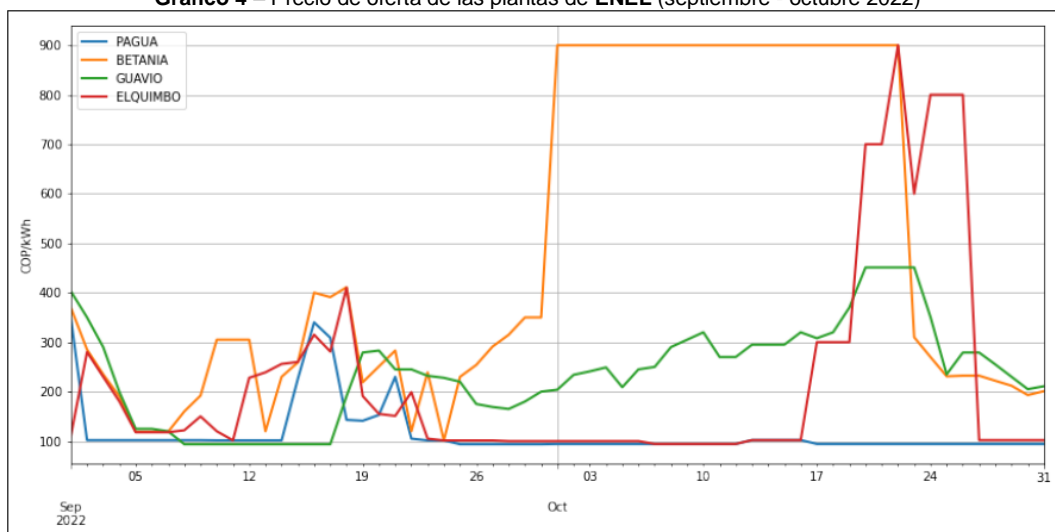
(ii) Entre el 17 y el 31 de octubre de 2022, la INVESTIGADA desplegó los siguientes procesos de vertimientos:

Gráfico 3 – Relación de los procesos de vertimientos realizados en las plantas de ENEL (septiembre - octubre de 2022)

Fuente: API de XM⁹⁸

(iii) Entre el 1 y el 22 de octubre de 2022, ENEL aumentó su precio de oferta por las unidades de generación de energía de la planta Betania, presentando al CND un precio de oferta de 900 \$/kWh⁹⁹. Veamos:

Gráfico 4 – Precio de oferta de las plantas de ENEL (septiembre - octubre 2022)

Fuente: API de XM¹⁰⁰

⁹⁵ Cfr. Folio 3 revés de la carpeta única del expediente.

⁹⁶ "Artículo 6. Ofertas de precio en la Bolsa de Energía. 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, costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

(...)

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.

(...)" (Énfasis agregado).

⁹⁷ Que, entre otras, se encuentra ubicada en la región suroccidental en la cual, durante el periodo objeto de análisis, se presentaron altos niveles de precipitaciones por el fenómeno de la Niña.

⁹⁸ Cfr. Folio 4 de la carpeta única del expediente.

⁹⁹ Cfr. Carpeta reservada del expediente. Para efectos de la presente investigación, se ha probado y declarado que la oferta de ENEL para el periodo investigado, ascendió a 900 \$/kWh.

Con el propósito de garantizar la uniformidad y estandarización de la información proporcionada por XM S.A. E.S.P., se ha optado por expresar dicho valor en diversas secciones del expediente como 900.000 \$/MWh. Es importante señalar que esta aparente diferencia numérica es meramente una conversión de unidades (multiplicando por 1000 para pasar de kilovatio-hora a megavatio-hora), manteniendo la magnitud real de la oferta inalterada y facilitando la consistencia en todos los documentos y análisis. Esta estandarización es necesaria para evitar confusiones y asegurar que todas las partes involucradas manejen datos comparables y coherentes.

¹⁰⁰ Cfr. Folio 3 de la carpeta única del expediente.

Nótese que, aún cuando entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, en la planta Betania se superó el 100% de la capacidad de embalse y se desplegaron procesos de vertimientos, el precio de oferta ofrecido por la INVESTIGADA al CND para cubrir la demanda horaria fue de 900 \$/kWh, siendo este un precio que desconoció los costos de oportunidad (valor del agua)¹⁰¹ de generación.

En efecto, dadas las condiciones hidrológicas y operativas registradas —alto nivel del embalse y vertimientos—, el precio de oferta debió corresponder al precio base del despacho con sus respectivos impuestos y los diversos componentes regulatorios aplicables, es decir, en 87 \$/kWh (87.000 \$/MWh¹⁰²/101.123 \$/MWh¹⁰³). La diferencia sustancial entre este valor y el efectivamente ofertado por ENEL de 900 \$/kWh (900.000 \$/MWh / 914.123 \$/MWh) pone en evidencia que la oferta no refleja razonablemente el costo de oportunidad real de generación, tal y como lo exige el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994.

Ahora bien, aunque es claro que la regulación permite que los agentes que consideren riesgos e incertidumbres al formular sus ofertas, en este caso, la INVESTIGADA no demostró haber considerado riesgos o incertidumbres propias, ni haber identificado o traducido eficientemente en un valor específico del agua, que justificara la oferta presentada.

Por el contrario, mediante comunicación SSPD No. 20225294432582 del 1 de noviembre de 2022¹⁰⁴, ENEL dio una respuesta parcial al requerimiento SSPD No. 20222044596561 del 13 de octubre de 2022¹⁰⁵, formulado por la Unidad de Monitoreo para Mercados de Energía y Gas (UMEG). En dicho requerimiento, se solicitaba expresamente: “[l]as consideraciones y la forma en la que se tuvieron en cuenta en el cálculo que se utilizó para determinar el valor del agua de cada una de las plantas que usted representa para los meses de septiembre y octubre de 2022”, así como “[a]spectos de la operación económica de mediano y largo plazo del sistema considerados en la oferta para cada una de sus plantas, para los meses de septiembre y octubre de 2022; indicando claramente cuáles son de mediano y largo plazo”.

La INVESTIGADA omitió referirse de manera concreta y detallada a la primera solicitud, esto es, no explicó las consideraciones ni la metodología empleada para calcular el valor del agua en la oferta de precios presentada al MEM por las unidades de energía generadas en la Central Hidroeléctrica Betania, y en su lugar, se limitó a exponer consideraciones generales sobre la operación económica del sistema en horizontes de mediano y largo plazo, lo cual, se evidencia en los siguientes términos:

“Análisis Mediano Plazo

Dentro de nuestros análisis de Mediano y Largo Plazo valoramos la existencia de múltiples variables con alta incertidumbre, que pueden impactar considerablemente la operación de año 2023. Las cuales explicamos a continuación:

• Expectativa Fenómeno ENSO

El más reciente análisis interno de retrospectiva macro climática indica que, con base en los indicadores MEI y ONI recientes (2021-2022), el periodo hidrológico 2008-2009 corresponde a un año análogo al 2022-2023, evento que evolucionó a Niño Moderado. Por lo anterior, 2023-2024 representa un posible escenario Niño (se desconoce intensidad).

Adicionalmente, el periodo desde 2020-2023 será la primera tripleta La Niña en el siglo XXI y la tercera en todo el registro histórico. Como lo muestra la Figura 6, esto también refleja una posible evolución a un Niño en los siguientes 2 años: 2023/2024 o 2024/2025.

(...)

• Crecimiento de la Demanda e Incertidumbre Entrada Proyectos

¹⁰¹ Durante el fenómeno de la niña con aportes hidrológicos altos.

¹⁰² Véase al respecto la comunicación SSPD No. 20255290372872 del 30 de enero de 2025 (Cfr. Folios 368 a 371 de la carpeta pública No. 2 del expediente).

¹⁰³ Cfr. Folio 399 (medio magnético/ carpeta denominada “Anexo_Pruebas_XM_SSDP_20255292895282” archivo en formato PDF denominado “202544014039”) de la carpeta reservada del expediente.

En línea con el objetivo de ofrecer una perspectiva completa y comparable, se precisa que se ha incorporado una actualización de precios, la cual se fundamenta en la respuesta oficial recibida de XM S.A. E.S.P. del 21 de julio de 2025, con radicado SSPD No. 20255292895282. La inclusión de esta actualización permite la comparación de la información a lo largo del tiempo y entre diferentes fuentes. El ajuste de precios se ha realizado al considerar la diferencia entre dos valores clave del mercado: el CERE (Costo Equivalente Real de Energía) de la versión TX6 de octubre de 2022 y el valor del CEE (Costo de Escasez de Energía) del mismo periodo.

Este proceso de ajuste implica un incremento de 14.123 \$/MWh en todos los precios previamente registrados.

¹⁰⁴ Cfr. Folio 15 (medio magnético/ carpeta denominada “soporte informe de gestion-20221206T153905Z-001”) carpeta denominada “1. carta solicitud de precio” archivo en formato PDF denominado “Respuesta al radicado 20222044596561 del 13 de octubre de 2022- Requerimiento (1) (3)” de la carpeta pública No. 1 del expediente.

¹⁰⁵ Cfr. Folio 15 (medio magnético/ carpeta denominada “soporte informe de gestion-20221206T153905Z-001”) carpeta denominada “2. Carta respuesta del agente” archivo en formato PDF denominado “20222044596561 - URGENTE (1)” de la carpeta pública No. 1 del expediente.

Del seguimiento que realizamos al crecimiento de la demanda del país y su comportamiento futuro, identificamos que el 2022 r/a 2021 tiene un crecimiento de 4.45% (total año, cierre a septiembre) y acorde a nuestras proyecciones estimamos que este crecimiento sea levemente superado en el 2023. Para atender esta demanda creciente es indispensable que la expansión del parque de generación y transmisión entre oportunamente. Sin embargo, es evidente los retrasos sistemáticos de estos proyectos lo cual genera una alta incertidumbre para los agentes del sector (oferta y demanda). Por ejemplo, el más reciente retraso de Ituango, proyecto de alta importancia para el sistema.

En la Figura 7, se muestra un promedio móvil de los aportes hídricos en energía comparados con la demanda del sistema. Como se puede observar, históricamente se podía cubrir la demanda con los aportes y en épocas de abundancia hidrológica se superaba. Sin embargo, desde hace 10 años no se ha logrado alcanzar los valores de la demanda ni siquiera durante fenómenos de La Niña de 2017-2018 y 2021-2022. Ante una demanda creciente, la diferencia con respecto a los aportes se irá incrementando gradualmente, lo que implica que se requerirá un uso más exigente de los embalses existentes y generación de otras tecnologías (sean renovables o no). Un retraso adicional de los proyectos (retraso actual a la fecha: 2.423 MW sin incluir Ituango) y particularmente, de Ituango, sumado a un escenario probable de condiciones hidrológicas deficitarias incrementan directamente la percepción de riesgo de nuestro portafolio de generación. Consecuente a lo anterior, procuramos administrar el recurso hídrico para enfrentar los riesgos probables del 2023.

• Proyecciones costos combustibles a nivel Mundial

Durante el 2022 se ha dado un alto incremento del precio del combustible a nivel mundial, particularmente el Gas. A nivel nacional, los productores internos priorizaron la exportación de carbón versus el cumplimiento de sus obligaciones contractuales con los generadores térmicos. En este contexto y ante la incertidumbre mundial, se proyectan costos de combustibles elevados.

Consideraciones para definir el valor del agua en la oferta de las centrales hidroeléctricas para los meses de septiembre y octubre

(...)

• Betania

La oferta de Betania estos últimos meses, además de considerar todo lo mencionado, en especial el valor del agua, tuvo en cuenta también el cumplimiento de la concesión ambiental que fija un valor máximo anual para la captación de agua en el embalse (401.4 m3/s promedio anual). De esta forma, se ha buscado fijar un precio de oferta que minimice la generación de la central para lograr el cumplimiento de la restricción del caudal concesionado. Sin embargo, debido a la condición de red relacionada con la exportación a Ecuador (descrita anteriormente), la generación de Betania aumentó considerablemente durante varios días, causando desviaciones en la generación planeada para cumplir la concesión (Figura 10). Desde el 24 de septiembre se empezó a requerir generaciones altas en Betania (superiores 8 GWh/día) que redujeron rápidamente el nivel del embalse (reducción de 10% en menos de 8 días). La gran incertidumbre sobre las características de esta generación por seguridad, generaban el riesgo de causar desviaciones aún mayores que haría complejo el garantizar el cumplimiento de la concesión, por lo que se decidió gestionar dicha incertidumbre a través de precios altos que minimizaran la generación de este recurso. En ese sentido, se aumentaron paulatinamente los precios de oferta llegando hasta 350 \$/kWh el 30 de septiembre (en ese momento ligeramente superior del último precio marginal), sin embargo, no se logró disminuir la generación. Finalmente, el 01 de octubre se decidió realizar una oferta por encima del precio de oferta de la central Termovalle₂ (central térmica del área suroccidental que según nuestros análisis eléctricos podría aliviar la generación de seguridad relacionada con la exportación) reduciendo así considerablemente el despacho por seguridad¹⁰⁶. (Énfasis agregado)

Nótese, que lo anterior corresponde a una exposición general sobre factores de mediano y largo plazo, como la posibilidad de evolución de un fenómeno El Niño a partir del año 2023, el crecimiento de la demanda, el retraso en la entrada en operación de proyectos estratégicos, y la proyección de mayores costos de los combustibles a nivel global. Sin embargo, esta justificación no permite establecer una relación directa entre tales factores y el precio ofertado en el periodo específico de análisis.

Además, las proyecciones climáticas expuestas —basadas en posibles analogías con eventos pasados y predicciones a futuro— no guardan correlación con las condiciones hidrológicas reales observadas en octubre de 2022, mes en el cual, el embalse de la Central Betania registró niveles del 100% de su capacidad, obligando incluso a la realización de vertimientos controlados.

Pero, en la parte final de su respuesta a la cual se le realizó el énfasis de parte del Despacho, existe una declaración que demuestra que ENEL actuó contrariamente al principio de eficiencia, pues acepta expresamente que para reducir el despacho por seguridad, ofertó por encima de la central Termovalle, cuando ya quedó visto además por la información suministrada por la propia empresa generadora, que los niveles fueron tan altos y por tanto

¹⁰⁶ Cfr. Folio 15 (medio magnético/ carpeta denominada "soporte informe de gestion-20221206T153905Z-001"/ carpeta denominada "1. carta solicitud de precio"/ archivo en formato PDF denominado "Respuesta al radicado 20222044596561 del 13 de octubre de 2022- Requerimiento (1) (3)") de la carpeta pública No. 1 del expediente.

tiempo, que tuvo que recurrir a realizar vertimientos por un poco más de quince (15) días, por lo cual, sus afirmaciones no se encuentran llamadas a prosperar.

A lo anterior se suma que, aunque en la comunicación SSPD No. 20225294432582 del 1 de noviembre de 2022, la INVESTIGADA manifestó a la UMEG que “[d]esde hace varios años en Enel Colombia tenemos documentados los procedimientos a través de los cuales se establece la oferta de nuestro portafolio y hacen parte de nuestro sistema de gestión de calidad”, y aunque posteriormente, remitió el Instructivo de Operación No. 1743 —denominado “Aprobación de oferta en Bolsa de Energía”, vigente para la fecha de los hechos¹⁰⁷—, lo cierto es que ni en dicha documentación, como tampoco en el escrito de descargos y alegatos, expuso de manera concreta el procedimiento realizado para determinar el precio ofertado en el periodo bajo análisis.

Adicionalmente, en la diligencia de inspección practicada por la DIEGC el 13 de julio de 2023, quedó registrada la ausencia de procedimientos y la omisión en la valoración de riesgos e incertidumbres propios por parte de ENEL, tal como se desprende de lo declarado por sus propios funcionarios, quienes informaron¹⁰⁸:

“Clara Munevar Amézquita (funcionaria SSPD): Me permito solicitarles que para hacer la verificación de los documentos y teniendo en cuenta lo informado en la comunicación con radicado interno para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, comunicación, aclaro que es comunicación enviada por ENEL con radicado 20225294432583 del 1 de noviembre de 2022, se solicita entregar los siguientes documentos donde se encuentra la siguiente información:

1. Donde se encuentre el precio desagregado de cada uno de los días de la oferta de la planta Betania presentada al Centro Nacional de Despacho entre el 17 al 30 de octubre de 2022.
2. Presentar los documentos donde obren los procedimientos a través de los cuales se estableció la oferta de la planta Betania, los cuales hacen parte de su sistema de gestión de calidad. Tener presente que se deben encontrar la metodología para cada uno de los días de la oferta de la planta Betania entre el 17 y el 30 de octubre de 2022.
3. Verificar donde se encuentre la memoria de cálculo que utilizaron para determinar la oferta de la energía de la planta Betania para cada uno de los días entre los días 17 de octubre al 2022 presentada al Centro Nacional de Despacho; y por último,
4. Documentos donde están los soportes técnicos tenidos en cuenta para determinar la oferta de la planta Betania presentada al Centro Nacional del Despacho entre el periodo comprendido entre el 17 al 30 de octubre de 2022.

Doctor Duque, en este instante, esos son los documentos que nosotros necesitaríamos para la inspección judicial, ustedes nos dirán.

Javier Mauricio Cepeda Navarro (responsable de la operación de corto plazo ENEL): Bueno, entonces, lo primero que hay que decir, esto nosotros lo hemos venido diciendo en todas las comunicaciones que hacemos a la UMEG donde nos solicitan explicar los precios de oferta en cada uno de los momentos donde lo han requerido, y, **el precio de oferta no se descompone, (...) no es una desagregación, yo no lo puedo desagregar de una manera aditiva diciendo eh cinco pesos por aquí, veinte pesos por acá y 30 pesos por acá, no**

(...)

Alberto Duque Ramírez (Representante legal para asuntos judiciales y administrativos ENEL): Ok, creo que tenemos algunos comentarios en relación con estos documentos.

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Sí.

Alberto Duque Ramírez: Pero si les parece, empecemos en orden, eh Javier, y es, el precio desagregado de los días de oferta de la planta Betania del 17 al 30 ¿eso lo tenemos?

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Eh, no.

Alberto Duque Ramírez: No.

Javier Mauricio Cepeda Navarro: La razón, y eso nosotros se lo hemos manifestado, eh gracias (cambio de puesto).

Alberto Duque Ramírez: Gracias.

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Y eso lo tenemos, lo tenemos, eh, lo hemos expresado en varias comunicaciones que hemos dado de ENEL en el marco de, eh, las indagaciones que nos hacen sobre cómo, sobre los precios de oferta en los momentos en que el precio del mercado estuvo alto, y eh, primero, en la regulación pues no se contempla que la oferta de precios deba tener soporte o una desagregación por componentes, eh nosotros, eh, además tampoco

¹⁰⁷ Cfr. Comunicación SSPD No. 20235294176752 del 2 de noviembre de 2023 (Folios 317 a 325 de la carpeta pública No. 2 del expediente).

¹⁰⁸ Cfr. con los videos de la inspección administrativa del 13 de julio de 2023 en el Disco duro, folio 285 de la carpeta reservada.

consideramos que eso funcione, entonces pues nosotros lanzamos una oferta pues que sea efectiva y que funcione, entonces, como tal una desagregación de precios no, no opera.

Alberto Duque Ramírez: Es decir doctora que no tenemos un documento propiamente tal que contenga esa desagregación de precios porque la formación del precio no, digamos, responde a esa metodología.

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Y, y además, eh, lo de la memoria de cálculo que es el tercer punto, ya yo me adelanto un poquito, pues, pues por obvias razones, no, no sé (...), sobre el segundo documento, claro, lo tenemos, eh ya, ya, ya, ya tenemos aquí el procedimiento de gestión de calidad, donde dice pues, la información de entrada, las variables que se tienen en cuenta, eh, en el análisis, y los procedimien... y los eh y los pasos de aprobación, todo lo que se tiene.

Alberto Duque Ramírez: Lo podemos, lo ponemos a disposición del despacho, si les parece a través de un correo electrónico ¿Lo podríamos enviar? O...

Clara Munevar Amézquita: Eh doctor, eh nosotros, nosotros trajimos, eh nuestros, eh nuestros discos duros, única y exclusivamente para esta diligencia, están reseñados para la diligencia, ya están plenamente identificados, y nos gustaría que, si nos pudieran tener la oportunidad de pasárnoslo, tenemos nuestro equipo técnico que va a hacer la huella forense de seguridad de la información (...)

Alberto Duque Ramírez: Pero, pero, preferiríamos enviárselo a través de un correo electrónico. Es que tenemos por temas de seguridad informática la imposibilidad de conectar al drive externos de la organización a nuestros equipos.

Clara Munevar Amézquita: Yo prefería...

Alberto Duque Ramírez: Pero, es un documento de PDF, se lo podríamos...

Clara Munevar Amézquita: Impreso doctor.

Alberto Duque Ramírez: Ah, o impreso.

Clara Munevar Amézquita: La verdad es que estamos en exhibición de documento para dejarlo listo.

Alberto Duque Ramírez: Entonces vamos a coordinar, eh, si me lo puedes de pronto enviar, eh, Javi, y yo coordino para que alguien de arriba me haga el favor de imprimirlo.

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Listo, entonces, sobre eso, eh, hay hay una decisión. Esto es un procedimiento de carácter general, lo digo porque pues un poco la instrucción de la doctora hace o habla del procedimiento para cada uno de los días, no, y hay un procedimiento de carácter general que se cumple todos los días. Listo, hago esa, esa aclaración.

(...)

Alberto Duque Ramírez: Bueno, teníamos entonces, yo creo que ya hablamos del requerimiento número 1, el precio desagregado y la memoria de cálculo ¿cierto? Y del procedimiento a través del cual se establece que es un procedimiento de carácter general que es el que le vamos a hacer llegar (...) vamos a mandarlo a imprimir para ponerlo a disposición. Nos quedaría entonces el último punto que son los documentos soportes técnicos para determinar la oferta de Betania ¿Verdad?

Clara Munevar Amézquita: Si señor.

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Listo, entonces, sobre eso, digamos, los documentos que tenemos es, nosotros tenemos una serie, digamos, hacemos una serie de análisis, que los hacemos todos los días, y eso queda consignado como parte del procedimiento, cuando lean el procedimiento lo van a ver, queda consignado pues como un resumen de la variable, la información que se consideró, los escenarios que se consideraron y de lo que se está decidiendo, entonces eso era lo que queríamos aportarles. Eso queda mediante correo electrónico, entonces es un correo electrónico por cada día, entonces, eso ya lo van ...

Clara Munevar Amézquita: ¿Esa información también nos la van a entregar ahorita para poder hacer la verificación?

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Claro que si, y eso también hace parte de lo que ya pedí que me enviaran por correo y ya así...

(...)

Clara Munevar Amézquita: Si nos pudiese por favor informar doctor Duque ¿quién fija el precio de la energía ofertada para la planta Betania en el Centro Nacional del Despacho? ¿quién lo fijó para el periodo que estamos preguntando del 17 al 30 de octubre de 2022?

José Ignacio Suarez Merchán (Representante legal para asuntos judiciales y administrativos ENEL): En ese punto quisiéramos remitimos a los descargos que ya se dio explicación de eso y ya está dentro del numeral 4.1.2. "factores a considerar en la operación de la planta". Nos remitimos a lo dicho.

Clara Munevar Amézquita: Doctor, es que mi pregunta es ¿quién? ¿quién fija el precio?

José Ignacio Suarez Merchán: El precio no se fija.

Camilo Andrés Benavides Medina (Representante legal para asuntos judiciales y administrativos ENEL): Si, es que la pregunta ¿Quién fijo el precio no entendemos la pregunta?

Clara Munevar Amézquita: ¿Cómo lo fijan?

Camilo Andrés Benavides Medina: Nosotros hacemos una oferta de precio...

José Ignacio Suarez Merchán: De acuerdo cómo se citó en el numeral de factores de operación de la planta. Es la clasificación técnica que se dio en los descargos.

(...)

Si ¿sí me preguntan quién hace la oferta?

Clara Munevar Amézquita: Exactamente esa era la pregunta.

José Ignacio Suarez Merchán: Se hace a través del sistema. Cómo, cómo se hace la oferta, eso si Javier lo puede explicar. ¿Cómo se hace la oferta en el sistema?

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Si.

José Ignacio Suarez Merchán: ¿Cómo se hace la oferta de XM?

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Si, digamos, eso es lo que hace parte del procedimiento. Una vez se, se definen los precios de oferta de cada central, de acuerdo a los análisis efectuados ¿sí? Se tienen en cuenta, pues todo lo que lo lo que el doctor, lo que el doctor José Suárez dice que está reportado en el, en la respuesta previa, eh esos precios pues se cargan al CND.

Clara Munevar Amézquita: Eso ah, esa eh, discúlpeme lo interrumpo. Esas respuestas previas son... eh ¿referencia a los descargos presentados? (...)

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Si, emm, todo lo que se tiene en cuenta, todos los análisis, ahí se describen bastante en esos en esos descargos se describen que tienen mucha información, eh, y digamos que entre más rica sea la información analizada pues debería ser de mejor calidad la oferta, la oferta que se hace en términos de formación de precio para el mercado porque pues el precio de forma en el mercado ¿sí? Entonces, lo que lo que se determina como precio de oferta para cada uno de los recursos ¿sí? Eh se carga al CND ¿sí? Y con base en eso es que el CND aplicando la regulación vigente, es decir el Centro Nacional de Despacho, aplicando la regulación vigente, pues hace el despacho y en ese despacho eh se termina formando el precio que entre otras cosas es una cosa que pasa ex post porque eso pasa es después del día de operación ¿sí? Después de del día de operación cuando ya se sabe quien pone los recursos marginal y los ordinarios ya se sabe cuáles son los precios de cada hora.

Clara Munevar Amézquita: Eh, doctor, eh ¿quién aprueba el precio de la oferta?

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Eh, normalmente, soy yo ¿sí? como responsable del proceso de de gestión de corto plazo.

(...)

Clara Munevar Amézquita: ¿De dónde surge el precio de la oferta?¹⁰⁹

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Del... los análisis que mencionamos en los descargos (ininteligible) esos son análisis de situación actual de los embalses, expectativas de aportes, eh expectativas de aporte a largo plazo ¿sí? Ehhhh y todos los riesgos que se que uno pueda ver que se pueden interiorizar en la operación. Y obviamente, todo dentro del marco de la resolución que que determinó estos procesos: 024, 055 y 080.

Clara Munevar Amézquita: ¿Qué factores se analizaron?

José Ignacio Suarez Merchán: Si, si nos permiten nos remitimos al numeral 4.2.7 donde se mencionó la determinación de los precios de la oferta para los días 17 al 22. En ese apartado se explican, eh, las razones por las cuales eh se tomó la, se formó el precio de la oferta de Enel Colombia.

Clara Munevar Amézquita: ¿Cómo se establecieron esos factores, esos valores, esos factores?

Javier Mauricio Cepeda Navarro: (ininteligible) les voy a leer porque me parece que aquí que este documento define con total precisión lo que en esencia se hizo y así no no está el riesgo de que por memoria de algo de hace tanto tiempo pues pueda equivocarme.

Clara Munevar Amézquita: Esos están en el pliego

Javier Mauricio Cepeda Navarro: Exacto, numeral 4.7, doctora.

Clara Munevar Amézquita: Nosotros ya les habíamos preguntado, lo que nos gustaría saber es ¿Cómo le determinan el precio a esos factores? que ustedes nos relacionaron acá.

¹⁰⁹ Cfr. minuto 16:50 del video 00002 del Disco duro folio 285 de la carpeta reservada.

Javier Mauricio Cepeda Navarro: *¿Cómo le determinamos el precio a esos factores? Aquí y esto es lo que, lo que dice el pliego. Nosotros estábamos preservando el agua de Betania para una generación de seguridad que requería el sistema. Porque Betania es la única central que podía atender la generación de seguridad que requería el sistema. Eso que fue, buscamos un precio básicamente, ah bueno, y obviamente con base en la re en la regulación vigente. Entonces en ese momento, básicamente lo que buscamos es qué otro recurso en la zona podía atender la generación de seguridad que estaba atendiendo Betania. Recuerden que en esos días estaba un mantenimiento programado en el Quimbo, un mantenimiento en el cual, Quimbo que es la central que descarga agua a Betania, no iba a estar generando, porque tenía un mantenimiento programado por una parada total de las dos unidades. Eso significaba que durante una ventana del tiempo que con fecha exacta está puesta en estos descargos, porque finalmente me puede fallar un poco la memoria, en una ventana de tiempo específica, el caudal de Betania iba a estar restringido solamente a lo que (fragmento inentendible) considerando que el embalse Betania que es un embalse muy pequeño, un embalse que se técnicamente se denomina de baja regulación, es un embalse que se desocupa muy rápidamente y sabiendo que el único recurso que puede atender esa generación de seguridad era Betania al menos hidráulicos, preservamos el agua exclusivamente para la generación de seguridad, entonces, miramos los precios de referencia de las otras centrales no hidráulicas de la zona, digamos que pueden atender la zona, y en ese momento, fue tomada en cuenta, y así lo pusimos en la comunicación, tanto en la del 1 de noviembre como en los descargos, el de la central termovalle, que era la central, eh, térmica de la zona que, según nuestros análisis, eh, eléctricos, por la ubicación en donde estaba podía atender esa generación de seguridad en ese momento.*

Clara Munevar Amézquita: *Doctor, pero no me está contestando mi pregunta... el valor.*

Javier Mauricio Cepeda Navarro: **Le digo que tomamos el precio de referencia de la Central Termovalle.** *Que pasa, que como los precios del mercado se conocen con ex post, eh, con retraso, tomamos como referencia el último precio público de esa central termovalle que había sido reportado en los archivos del Centro Nacional de Despacho. Eso está puesto en la comunicación, eso si se dijo tanto en el primero de noviembre como en las fechas posteriores.*

Javier Mauricio Cepeda Navarro: *Esas ofertas de Betania se hicieron para preservar el recurso que podía atender la generación de seguridad del sistema. Si ese embalse se gastaba ¿sí? No había, no hubiera habido quien diera esa generación de seguridad y hubiéramos podido tener eventos de demanda no atendida programada porque en Betania, eh, se hubiera gastado el agua ¿sí? Ese embalse se desocupa tan rápidamente incluso, eh, en en la explicación que pusimos acá, pusimos eventos que se habían presentado un mes antes o unos días antes, no, no recuerdo la fecha, tal vez fueron en septiembre, donde, muy rápidamente, con ocasión de esas generaciones de seguridad, eh, el embalse Betania llegó al 50% que ya es un nivel donde, eh, estamos ya a punto pues de empezar a tener que restringir la generación porque al ser un embalse de baja regulación (fragmento inentendible), un embalse que se derratea, eh y no saber cuántos días más se necesitaba, eh, si no se da esa generación de seguridad, pues ahí ahí el sistema hubiera tenido una, una situación bastante comprometida.¹¹⁰*

Clara Munevar Amézquita: *Emmm, doctor Duque, siendo así las cosas con lo que nos manifiestan, eh me gustaría pedirle cinco minutos para reunirme con el equipo técnico.*

Clara Munevar Amézquita: *Perfecto*

(...)

Clara Munevar Amézquita: *(...) reanudamos esta diligencia de inspección, agradecemos el tiempo extra que nos hemos tomado para hacer unas consultas con la mesa técnica acá, por parte de la Super, y entonces reanudamos. Emmm, nos quedarían, emmm, doctor, los documentos que (...).*

Alberto Duque Ramírez: *Si, ya los estamos imprimiendo.*

Javier Mauricio Cepeda Navarro: *Si, se están imprimiendo (...)*

Clara Munevar Amézquita: *Ehhh, doctor, entonces, eh vamos a continuar con las preguntas que nos quedarían, eh, como es conocido el caso que estamos adelantando, la investigación, este Despacho le pregunta a su equipo técnico, a su, de ENEL, si se estaba vertiendo agua el agua ¿por qué no bajó el precio?*

Javier Mauricio Cepeda Navarro: *Porque no sabíamos, primero, porque el vertimiento, emmm, hay mucha incertidumbre en toda la operación ¿sí? Emmm las ofertas tienen cuarenta cuarenta horas de retraso. Cuando tenemos una oferta. La oferta para mañana, se puso hoy a las ocho de la mañana. Desde ese momento no se sabe que, que vaya a pasar ¿sí? Ehhh esa es una fuente de incertidumbre importante que uno no sabe qué pueda pasar en términos de esas cuarenta horas, eeh eh, en términos de que, primero que lleguen aportes o que no lleguen ¿sí? Segundo que se redespache. Es importante saber que en Colombia el despacho que sale publicado hoy en las tres de la tarde para mañana en el despacho que es meramente meramente indicativo porque durante el día de operación el Centro Nacional de Despacho puede sugerir los recursos ¿sí? Entonces, aunque hubiera habido, eh, aunque, perdón, aunque hubiera salido sin despacho la central, perfectamente en esas cuarenta horas puede redespachar la central. Eso significa que nuevamente se bajaba el el embalse (fragmento inentendible) en la carta pusimos cuánto se puede bajar el embalse en un día de operación a plena carga y en un día se puede bajar como ocho o nueve puntos ¿sí? Ehh entonces con el fin de... Esa es la tercera fuente de incertidumbre importante, la tercera fuente de incertidumbre era que el mantenimiento del Quimbo, eh, era un*

¹¹⁰ Cfr. desde el minuto 21:24 del video 00002 del Disco duro folio 285 de la carpeta reservada.

mantenimiento eh mayor, son unas unidades grandísimas, estas unidades son de bastante tamaño y pues por más planeado y por la hora en que se haga, siempre están los riesgos de mantenimientos de cola que son básicamente las extensiones que hay en el mantenimiento (fragmento inentendible) setenta, ochenta horas qué sé yo, y si se alarga, se encuentra algún problema (fragmento inentendible), entonces la única razón por la cual se siguió teniendo esas esas unidades esas unidades ofertadas eh con la intención de no generar era básicamente para asegurar que ese recurso que estaba ahí se mantuviera para preservar las necesidades de seguridad mientras estaba la ventana ultra crítica que era ese tema que el Quimbo estaba en mantenimiento, entonces eso fue ¿sí? Y ya el tema de la operación del vertimiento ya fue una operación de seguridad ¿sí? De botarlo poquito ¿sí? Pero era mucho más riesgoso decir voy a generar ese poquito que me puede estar sobrando y en ese mercado tan volátil pues simplemente pueden sacarme toda el agua y comprometer la generación de seguridad del sistema.¹¹¹

Clara Munevar Amézquita: *De lo que usted nos está acá contestando, eh, de las decisiones que tomaron, eh, hay algún acta que por favor nos la de...*

Javier Mauricio Cepeda Navarro: *Claro, en los correos que yo les voy a, que hoy voy a, que les vamos a aportar, están básicamente todas las variables que se toman de la oferta y en qué contexto se tomaron esas esas decisiones...*

Clara Munevar Amézquita: *Lo verificaremos ahorita lo que nos van a entregar.*

(...)

Doctor entonces, frente a lo que usted nos está manifestando solicito que nos entregue, eh, la información de generación (...)

Javier Mauricio Cepeda Navarro: *Claro, perfecto, claro aquí está...*

Alberto Duque Ramírez: *Pero, esa esa información eh, o esos documentos que, que...*

Javier Mauricio Cepeda Navarro: *No, o sea, aquí, digamos, una de las variables de entrada al proceso de oferta es informe de disponibilidad. Entonces, la oferta se compone de, digamos, lo que se carga finalmente al CND es, eh, una disponibilidad que pasa a producción y los precios que son (fragmento inentendible).*

Clara Munevar Amézquita: *Doctor, entonces en este estado, estaríamos ya creo que ya con un tiempo prudente para que por favor nos entreguen los documentos que hemos solicitado más los demás...*

Alberto Duque Ramírez: *Perfecto ya vamos a llamar entonces para ver cómo va el ejercicio de la impresión y no sé si les podamos colaborar en algo más.*

(...)"

De la transcripción que antecede, cobra particular relevancia la manifestación del señor Javier Mauricio Cepeda Navarro, quien indicó que para establecer el precio de oferta de la planta Betania en el periodo de investigación, ENEL “[tomó] el precio de referencia de la Central Termovalle”; es decir, una planta térmica con una naturaleza, costos de operación, lógica económica; incertidumbres y percepciones de riesgo completamente distintas a la de una central hidroeléctrica como Betania.

Esta decisión revela que no se realizó una valoración del agua embalsada como un insumo económico específico, desconociendo su costo de oportunidad y omitiendo los criterios que deben orientar la oferta de este tipo de recurso conforme a la regulación vigente y a la naturaleza de estas unidades de generación. Asimismo, pone de manifiesto que, aunque en sus diversas comunicaciones la INVESTIGADA expuso de manera extensa las incertidumbres y percepciones de riesgo que pudo haber considerado al formular su oferta, dichos elementos no fueron efectivamente valorados por ENEL, pues en la práctica, el precio presentado durante los días objeto de investigación, se formó con base en la oferta presentada por la citada planta térmica.

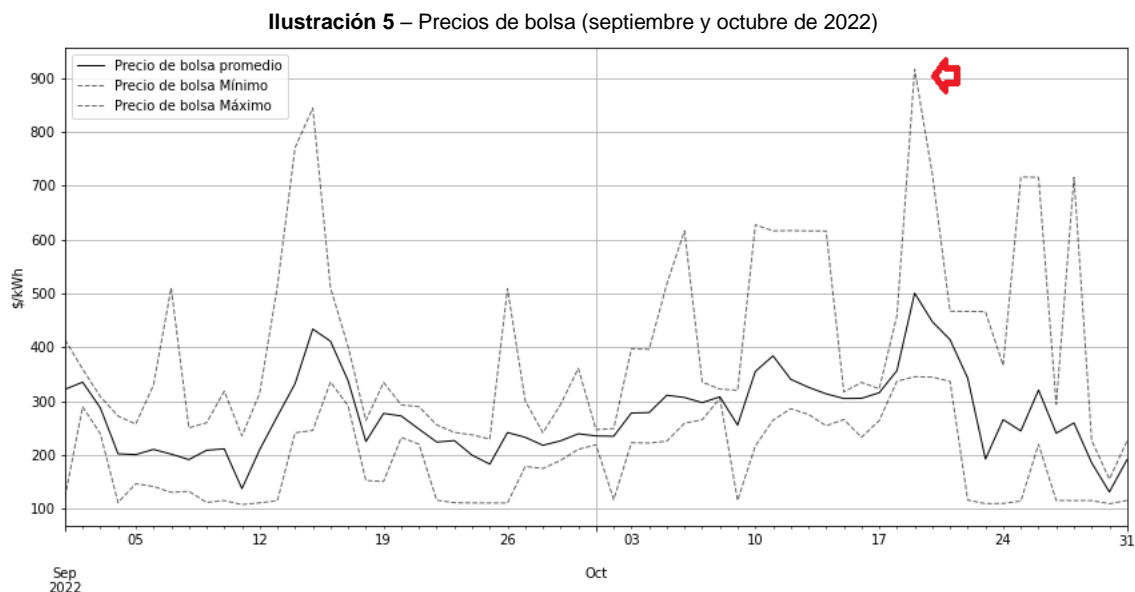
En consecuencia, se evidencia que, contrario a lo mencionado por la INVESTIGADA en las comunicaciones sostenidas con la UMMEG, las decisiones adoptadas no fueron evaluadas con base en procedimientos propios o cualquier otro criterio reproducible. Por el contrario, en la diligencia antes citada se reconoció que la oferta se formuló tomando como referencia la central Termovalle— y a partir de un juicio subjetivo sobre la volatilidad del mercado, sin que se desagregara o justificara el precio finalmente ofertado. Incluso, durante la referida diligencia, el funcionario Javier Mauricio Cepeda Navarro —responsable de la operación de corto plazo— manifestó expresamente que “el precio no se descompone” y que “no existe una metodología que permita determinar el precio de forma aditiva”, lo que implica la ausencia del uso de procedimientos para establecer el valor ofertado.

Todo lo anterior permite concluir que, la oferta presentada por ENEL en ese periodo no se

¹¹¹ Cfr. desde minuto 1:01 del video 00003 del Disco duro folio 285 de la carpeta reservada.

fundamentó en un análisis real del costo de oportunidad, y que su formación vulneró lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, el artículo 25 de la Ley 143 de 1994, así como el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994 y el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995.

Dicho ello, es preciso resaltar que este comportamiento efectivamente conlleva a una distorsión del mercado, dado que la oferta de la INVESTIGADA produjo que la planta Betania no fuera despachada¹¹², haciendo que el CND tuviera que satisfacer la demanda con otras plantas más costosas y se elevara el precio de bolsa tal y como se observa a continuación:



Fuente: API de XM¹¹³

Sobre el particular debe insistirse en que, de conformidad con el artículo 13 de la Resolución CREG 055 de 1994, uno de los criterios para efectuar el despacho económico horario de energía, es el precio de la oferta. En concordancia, la oferta presentada por generadores hidroeléctricos que tengan sus embalses al 100% de capacidad debe equivaler al menor precio económico del Despacho Ideal, garantizando con ello que el sistema pueda acceder a los recursos de dichas plantas y se logre un servicio al menor costo económico, en beneficio de los usuarios.

En evidente contradicción de lo anterior, en el presente caso, el Despacho Ideal entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, se efectuó así¹¹⁴:

a) Despacho Ideal del 17 de octubre de 2022:

Las ofertas fueron despachadas del menor al mayor precio, siendo la planta "CLL1" la que presentó la oferta con el menor precio (87.000 \$/MWh) y la planta "GVIO" la que presentó la oferta con mayor precio y con la cual finalmente se cubrió la demanda (308.000 \$/MWh). En el recuadro rojo de la Tabla 1 se resaltan las ofertas horarias con las que se terminó de satisfacer la demanda de ese día.

La planta Betania "CHBG" (resaltada en amarillo) ofertó a 900.000 \$/MWh, encontrándose muy por encima de la oferta presentada para la planta "GVIO". Veamos:

Tabla 1 - Despacho ideal 17 de octubre de 2022¹¹⁵

¹¹² Al respecto se insiste en que la exclusión del despacho ideal se materializó durante las 24 horas de los días 17, 18, 21 y 22 de octubre de 2022, 21 horas del 19 de octubre de 2022 y 20 horas del 20 de octubre de 2022.

¹¹³ Cfr. Folio 3 de la carpeta única del expediente.

¹¹⁴ Con el fin de dar continuidad con la información presentada en el pliego de cargos contenido en el acto administrativo SSPD No. 20222400352436 del 29 de diciembre de 2022 y en consonancia con los reportes de X.M. S.A. E.S.P. allegados mediante radicado SSPD No. 20255290372872 del 30 de enero de 2025, el Despacho en este aparte se permite referenciar las tablas del Despacho Ideal sin incluir la actualización de precios por la diferencia de los dos valores del mercado (CERE y CEE) de la versión TX6 de octubre de 2022, es decir, no se refleja el ajuste que implica el incremento de 14,123 \$/MWh.

¹¹⁵ En la tabla No. 1 se resalta la planta Betania "CHBG" en amarillo y las últimas plantas con las que se cubrió la demanda en un recuadro rojo. Así las cosas, es importante señalar que las ofertas son despachadas del menor al mayor precio. En este caso, el menor precio de oferta fue presentado por la planta "CLL1" con \$87.000 \$/MWh y el mayor precio de oferta con el que se cubrió la demanda fue presentada por la planta "GVIO" con \$308.000 \$/MWh.

Table with columns: Plantas, Precio de oferta, Horas del día (P01 to P24), GENERACION_IDEA. Rows include plants like SENA, TRN1, CHBG, etc., with various price and generation values.

Fuente: XM – Elaboración: DGTE¹¹⁶

b) Despacho Ideal del 18 de octubre de 2022:

Las ofertas fueron despachadas del menor al mayor precio, siendo la planta "HMIN" la que presentó la oferta con el menor precio (87.000 \$/MWh) y la planta "TGJ1" la que presentó la oferta con mayor precio y con la cual finalmente se cubrió la demanda (624.904 \$/MWh). En el recuadro rojo de la Tabla 2 se resaltan las ofertas horarias con las que se terminó de satisfacer la demanda de ese día.

La planta Betania "CHBG" (resaltada en amarillo) ofertó a 900.000 \$/MWh, encontrándose muy por encima de la oferta presentada para la planta "TGJ1". Veamos:

Tabla 2 - Despacho ideal 18 de octubre de 2022

Table with columns: Plantas, Precio de oferta, Horas del día (P01 to P24), GENERACION_IDEA. This is a more detailed version of the table above, with a red box highlighting the final dispatch hours for the 18th of October 2022.

Fuente: XM – Elaboración: DGTE¹¹⁷

c) Despacho Ideal del 19 de octubre de 2022:

Las ofertas fueron despachadas del menor al mayor precio, siendo la planta "HMIN" la que presentó la oferta con el menor precio (87.000 \$/MWh) y la planta "CHBG" la que presentó la oferta con mayor precio y con la cual finalmente se cubrió la demanda (900.000 \$/MWh). En

116 Cfr. Folio 15 (medio magnético/ carpeta denominada "soporte informe de gestion-20221206T153905Z-001") carpeta denominada "5. Calculo afectación 17 de octubre" / archivo en Excel denominado "2022-10-17_DESPACHO_IDEAL_TX1 (4).xls") de la carpeta única del expediente.

117 Cfr. Folio 15 (medio magnético/ carpeta denominada "soporte informe de gestion-20221206T153905Z-001") carpeta denominada "6. Calculo afectación 18 de octubre" / archivo en Excel denominado "2022-10-18_DESPACHO_IDEAL_TX1 (1).xls") de la carpeta única del expediente.

Las ofertas fueron despachadas del menor al mayor precio, siendo la planta "CLL1" la que presentó la oferta con el menor precio (87.000 \$/MWh) y la planta "GVIO" la que presentó la oferta con mayor precio y con la cual se cubrió finalmente la demanda (451.000 \$/MWh). En el recuadro rojo de la Tabla 6 se resaltan las ofertas horarias con las que se terminó de satisfacer la demanda de ese día.

La planta Betania "CHBG" (resaltada en amarillo) ofertó a 900.001 \$/MWh, encontrándose muy por encima de la oferta presentada para la planta "GVIO". Veamos:

Tabla 6 - Despacho ideal 22 de octubre de 2022

Table with columns: Plantas, Precio de oferta, Horas del día (P01-P24), GENERACION_IDEAL. The table lists various power plants and their hourly dispatch prices and generation amounts for October 22, 2022. A red box highlights the final dispatch prices for plants like GVIO, and a yellow box highlights the price for CHBG.

- Fuente: XM – Elaboración: DGTE¹²¹

Ahora bien, del análisis de la simulación realizada por el operador del sistema —XM S.A. E.S.P.—, en respuesta al requerimiento formulado por la DIEGC, se evidencia que si la planta Betania hubiera ofertado en la Bolsa de Energía a precio base (87.000 \$/MWh / 101.123 \$/MWh) durante el periodo comprendido entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, el SIN habría contado con su capacidad de generación hidráulica como parte del despacho económico.

En efecto, de acuerdo con los resultados entregados por XM S.A. E.S.P., en dicho escenario, el despacho del sistema habría sido diferente, permitiendo suplir la demanda mediante unidades más eficientes y de menor costo variable, lo que se traduciría en un precio de bolsa inferior al efectivamente observado en esas jornadas. Lo anterior significa que, de haberse contado con la oferta de Betania a precio base, se habría evitado que el servicio se prestara a un mayor costo económico, preservando así el principio de eficiencia en la asignación de recursos.

En las siguientes tablas, se presenta la simulación del Despacho Ideal realizado por XM S.A. E.S.P., en donde se muestra la Central Hidroeléctrica de Betania con un precio base en su oferta. Veamos:

Tabla 7: Despacho ideal 17 de octubre de 2022

¹²¹ Cfr. Folio 15 (medio magnético/ carpeta denominada "soporte informe de gestion-20221206T153905Z-001" carpeta denominada "12. Cálculo afectación 22 de octubre") archivo en Excel denominado "2022-10-22_DESPACHO_IDEAL_TX1 (2).xls") de la carpeta única del expediente.

Esta conducta impactó sistemáticamente el funcionamiento eficiente del mercado, pues desplazó del despacho de una unidad que, conforme a los criterios de eficiencia del sistema, debió ser incorporada con prioridad a un valor en todos los días objeto de investigación de 101.123 \$/MWh, lo cual contribuyó a que la demanda fuera atendida con generación más costosa, e implicó un sobrecosto sistémico no justificado.

Esta situación configura una evidente afectación al funcionamiento eficiente del MEM, en los términos previstos en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 y artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, dado que la conducta de la INVESTIGADA tuvo como consecuencia directa la imposibilidad de utilizar una unidad eficiente a disposición del sistema, generando un impacto negativo sobre el precio y la asignación óptima de recursos.

Precisamente, como hemos manifestado, la exclusión voluntaria de la planta Betania del despacho por mérito, afectó el funcionamiento eficiente del mercado al desplazar del despacho una unidad que, conforme a los criterios de eficiencia del sistema, debía ser incorporada con prioridad. Esta situación configura una clara afectación al principio de eficiencia del MEM.

La información presentada en las tablas 7 a 12 ilustra clara y contundentemente el impacto en mención, por lo cual, el Despacho considera importante reiterar en este punto, que XM S.A. E.S.P., en su rol de operador del sistema, proporcionó pruebas que detallan el cálculo del Despacho Ideal simulado para los días 17 al 22 de octubre de 2022. Este cálculo se basó en la hipótesis de que la empresa ENEL hubiera ofertado un precio base de \$101.123/MWh (\$101,123/kWh). Dicho valor representa el precio mínimo de oferta que un agente hidroeléctrico podría aplicar durante esos días para cubrir sus costos variables, considerando un costo de oportunidad del agua a valor \$0, dado que se estaban realizando vertimientos en su embalse debido al exceso de aportes hídricos.

En la simulación efectuada por XM S.A. E.S.P.¹²⁹, se entiende que los precios de oferta de todos los agentes del mercado fueron ajustados al alza en un valor de \$14.123/MWh (\$14,123/kWh), correspondiente a la diferencia entre el CEE y el CERE lo cual, según afirma el operador, se realizó para poder hacer comparables los resultados de la simulación con el último precio de bolsa horario disponible, que corresponde a la versión de liquidación TX6.

Si bien en la simulación remitida XM S.A. E.S.P incluye el Máximo Precio Ofertado - MPO y el precio de bolsa considerando los costos de liquidación asociados a las transacciones internacionales y sin incluirlos, se utilizaron únicamente los resultados simulados del "*Precio de Bolsa Nacional*"¹³⁰, por cuanto es este el precio con el cual se formuló el cargo y donde se evidencia la afectación al principio de eficiencia derivado de la conducta inapropiada de ENEL.

Asimismo, los precios de bolsa reales comparables con la simulación remitida por XM S.A. E.S.P. corresponden a los precios de bolsa horarios liquidados en la versión TX6, los cuales fueron suministrados por el operador en el precitado archivo "*Precios de Bolsa Nacional*".

Como resultado del análisis de este ejercicio, se determinó que el precio de bolsa nacional simulado resulta inferior al precio de bolsa nacional real en los siguientes períodos:

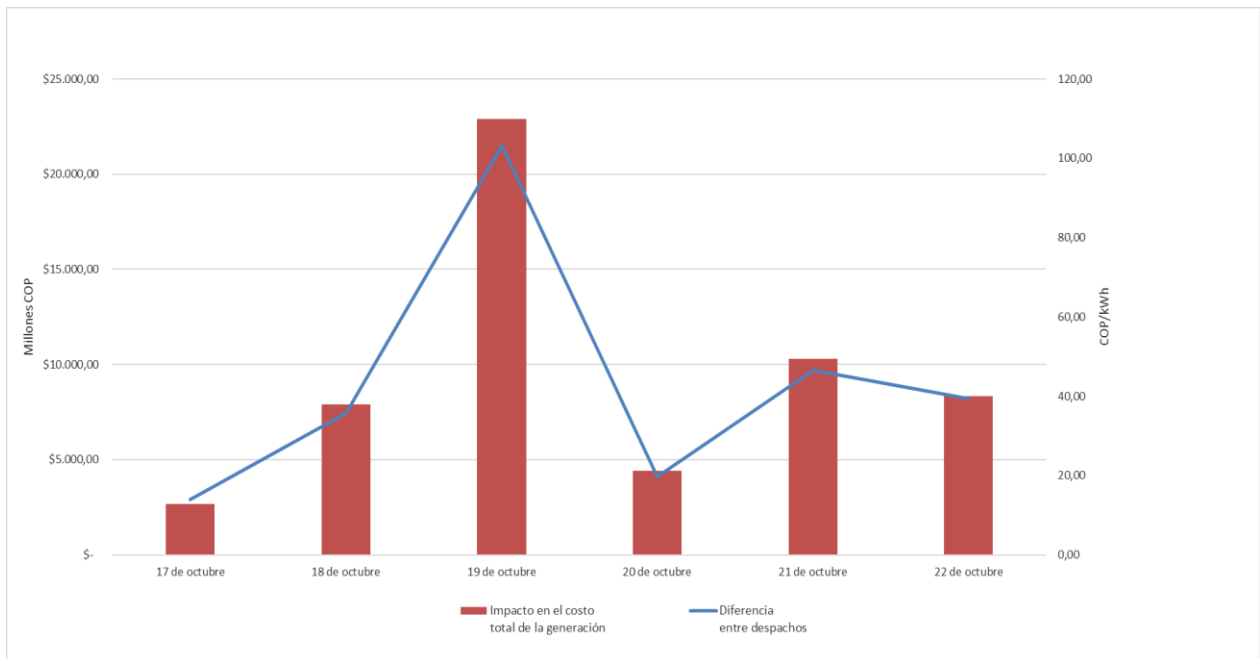
- Los 24 períodos de los días 17, 18, 19 y 22 de octubre de 2022.
- 7 períodos del día 20 de octubre de 2022 (6, 7, 8, 12, 13, 14, y 24).
- 14 períodos del día 21 de octubre de 2022 (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 21, 22, y 24).

Por otro lado, es importante destacar que, utilizando la misma metodología de estimación del impacto usada inicialmente por la UMMEG en el MESI, incluyendo el impacto del día 22 de octubre de 2022 y ajustando la generación ideal del día 18 de octubre de 2022 reportada en la simulación, los precios de bolsa nacional reales (versión TX6) y los precios de bolsa nacional simulados por XM S.A. E.S.P., el impacto estimado total y aproximado se establece en \$56.500 millones de pesos colombianos, así:

radicado SSPD No. 20255292895282. La inclusión de esta actualización permite la comparación de la información a lo largo del tiempo y entre diferentes fuentes. El ajuste de precios se ha realizado al considerar la diferencia entre dos valores clave del mercado: el CERE (Costo Equivalente Real de Energía) de la versión TX6 de octubre de 2022 y el valor del CEE (Costo de Escasez de Energía) del mismo periodo. Este proceso de ajuste implica un incremento de 14,123 \$/MWh en todos los precios previamente registrados.

¹²⁹ Respuesta oficial recibida de XM S.A. E.S.P. registrada el 21 de julio de 2025, con radicado SSPD No. 20255292895282 Cfr. Folio 399 (medio magnético/ carpeta denominada "Anexo_Pruebas_XM_SSDP_20255292895282") de la carpeta reservada del expediente.

¹³⁰ Cfr. Folio 399 (medio magnético/ carpeta "Anexo_Pruebas_XM_SSDP_20255292895282 / EntregablesActoAdministrativo / Entregables" archivo en formato Excel denominado "*Precios de Bolsa Nacional*") de la carpeta reservada del expediente.

Tabla 13 - Impacto de la infracciónElaborado por: **DIEGC**

En conclusión, la oferta presentada por ENEL en el periodo analizado no se basó en un análisis real del costo de oportunidad del agua embalsada. Este comportamiento generó una afectación significativa en el mercado, que se corroboró en las simulaciones presentadas por XM S.A. E.S.P., en donde se evidencia que la oferta de ENEL impidió el despacho de la planta Betania, forzando al CND a satisfacer la demanda con plantas de generación más costosas, lo que consecuentemente provocó un incremento en el precio de bolsa.

La evidencia recopilada apunta a una conducta que no sólo desatiende las mejores prácticas de gestión de recursos hídricos en el contexto de la generación eléctrica, sino que también socava los pilares de un sistema competitivo y regulado, resultando en ineficiencias y sobrecostos que afectan el bienestar general y en particular, el de los usuarios del servicio de energía eléctrica.

En resumen, queda demostrado que la INVESTIGADA incumplió lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019. Esto se debe a que, entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, ofreció un precio al CND por las unidades de generación de energía de la Planta Betania que, desconoció los costos de oportunidad (valor del agua) de generación en el momento de la oferta y distorsionó el funcionamiento eficiente del mercado.

3.2.4. Valoración de los argumentos de defensa presentados frente al cargo único formulado

Haciendo uso a su derecho a la defensa y contradicción, la INVESTIGADA, en sus escritos de descargos y alegatos, centró su defensa en la presunta existencia de incumplimientos al régimen de los servicios públicos domiciliarios, conforme se pasa a exponer en los siguientes puntos:

3.2.4.1. Respecto a las características de la Central Hidroeléctrica Betania

Para iniciar su defensa, ENEL explicó las razones por las que, a su juicio, las características físicas y técnicas de la Central Hidroeléctrica Betania, no permitirían que se incurriera en la conducta objeto de reproche. Ello en los siguientes términos:

“En este apartado se recordará el contexto de las características técnicas de la CHB y las condiciones que se han probado en el expediente, relacionado con los días 17 a 22 de octubre de 2022, y en especial: i) condición crítica del embalse y mantenimiento de la central El Quimbo (necesaria técnicamente para el funcionamiento de la CHB) y ii) la necesidad de generación de seguridad por parte de la CHB.

4.1.1. Características técnicas generales de la CHB

La CHB está ubicada en el departamento del Huila, recibe los caudales descargados por la Central El Quimbo, así como los aportes naturales del río Páez y del río Yaguará. Estos aportes son conocidos en los informes del mercado colombiano como Betania cuenca propia. Los aportes de la serie hidrológica cuenca propia constituyen aproximadamente el 45% de los aportes totales que recibe la central.

La CHB tiene una Capacidad Efectiva Neta - CEN declarada de 540 MW que logra con el turbinamiento de 850 m³/s mediante 3 unidades, empleando el salto artificial creado por el embalse. Es una central pie de presa, lo que implica que tenga sus mejores niveles de eficiencia (factor de conversión MW por m³/s) en los niveles más altos de embalse.

El embalse tiene una capacidad útil de 1195.85 hm³ equivalentes a aproximadamente 120.61 GWh, lo que implica que tiene capacidad de regulación cercana a los 10 días, considerando que es capaz de generar en un día a capacidad plena un total de 12 GWh. En la práctica los caudales medios que recibe la CHB no le permiten generar a tope de manera continua durante más de 5 días considerando que el aporte medio está alrededor de los 400 m³/s y su operación a plena carga demanda los 850 m³/s referidos previamente.

Por su parte, la Central El Quimbo está ubicada aguas arriba de la CHB y represa el caudal del Río Magdalena, tiene una CEN de 400 MW en dos unidades que consumen aproximadamente 338 m³/s. Igualmente, al ser una central pie de presa, su factor de conversión es altamente sensible a la cabeza de embalse. **Las descargas de El Quimbo son recibidas en la CHB.**

4.1.2. Factores generales a considerar en la operación de la planta

Aunque el embalse de la CHB se diseñó y construyó con el fin exclusivo de generación de energía, en la práctica, Enel Colombia gestionamos la operación del embalse por encima del 70% de su volumen útil para maximizar la eficiencia de la producción, esto es obtener la mayor cantidad de Mwh por metro cúbico. Por otra parte, esta forma de gestionar el embalse se compatibiliza con la actividad de piscicultura que desarrollan en el embalse de la CHB los habitantes de la zona.

Como se manifestó mediante comunicación con radicado SSPD No. 20225294432582 del 1 de noviembre de 2022 dirigida por Enel Colombia a la Superservicios sobre los criterios tenidos en cuenta en la elaboración de las ofertas de las distintas plantas de su portafolio, la CHB opera considerando adicionalmente la concesión de aguas que le permite emplear el caudal para generación hidroeléctrica y por un caudal ecológico que se debe descargar de manera continua en el río. Para esto, se cuenta con una inflexibilidad declarada al CND que implica que la central siempre salga despachada con su mínimo técnico de 60 MW. Por su parte, la concesión de El Quimbo también contempla un caudal ecológico, que genera una inflexibilidad que está declarada ante el sistema.

En ese sentido, en el contexto de operación de las plantas es necesario considerar que la generación inflexible forma parte de la generación ideal en el despacho participando siempre en la formación del precio de bolsa como si se ofertara a precio cero.

4.1.3. Reducción crítica de los niveles del embalse CHB y mantenimiento de la central el Quimbo para las fechas relacionadas con los hechos de investigación.

Entre el 24 de septiembre y el 1 de octubre de 2022, sumado a la programación de un mantenimiento de la planta El Quimbo (como se explica en mejor detalle en el punto 4.2.4 siguiente), se experimentó una reducción significativa del embalse de Betania, a niveles críticos obligando a Enel a reprogramar el mantenimiento de la unidad 2 de El Quimbo, que se encontraba pendiente, con el propósito de aumentar las descargas producto de la generación de esta unidad y por lo tanto se pudiese recuperar el embalse de Betania a niveles de normalidad.

4.1.4. Generación de seguridad requerida en esta condición crítica

Teniendo en cuenta la condición antes planteada, las ofertas de precio presentadas por Enel Colombia, para la CHB entre los días 17 a 22 de octubre de 2022, fueron efectuadas para preservar el recurso hidráulico, con el propósito de atender los requerimientos de generación de seguridad que estaban ocurriendo al momento de las ofertas.

Tal y como se ha tenido la oportunidad de explicar y demostrar en el expediente, las centrales El Quimbo y CHB estaban siendo requeridas de manera recurrente a generar por seguridad. Este hecho sumado al mantenimiento de la planta El Quimbo antes explicado, Enel tomó la decisión de aumentar el nivel de embalse de la CHB a niveles máximos, de manera que sus reservas pudiesen cumplir con el programa de generación, para el principal objetivo de mantener la confiabilidad y seguridad del sistema. De haberse gastado estas reservas haciendo ofertas en mérito, se habría llegado a una situación en la cual no se podrían cumplir las generaciones de seguridad, en especial considerando que la Central El Quimbo (la otra central que en algunas ocasiones podría llegar a atender esos llamados por seguridad), se encontraba en mantenimiento y este podría extenderse por cualquier contingencia normal en este tipo de situaciones.¹³¹ (Énfasis propio del texto).

¹³¹ Cfr. Folios 417 a 418, 433 a 434 de la carpeta pública No. 3 del expediente, expuesto en el mismo sentido con anterioridad, en los folios 196 a 197 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

Posteriormente, la INVESTIGADA continuó con su argumentación, refiriéndose, particularmente a las características físicas de la Central Hidroeléctrica Betania y la forma en que estas incidirían en la determinación del precio a ofertar:

“Como se explicó en la parte inicial de este escrito, la CHB opera normalmente en rangos entre el 70% y 100% de su volumen útil, sujeta a condiciones de operación que implican limitaciones a consideraren el momento de realizar las ofertas. En particular, es necesario tener en cuenta, como ya se explicó:

- Aunque el embalse de CHB está diseñado como unipropósito para la generación de energía como hemos mencionado, en el mismo se desarrolla la actividad de piscicultura por parte de habitantes de la región en la que está ubicado. En general, esta actividad, que es externa a Enel Colombia, se desarrolla de mejor manera con altos niveles del embalse, lo que es consistente con los niveles donde CHB obtiene las mayores eficiencias operativas (factor de conversión) lo cual permite a las comunidades de pescadores desarrollar su actividad sin que esto represente una restricción.*
- La CHB opera considerando adicionalmente la concesión de aguas que le permite emplear el caudal para generación hidroeléctrica y por un caudal ecológico que se debe descargar de manera continua en el río.*

*Así las cosas, considerando las referidas limitaciones para el uso del agua y la posibilidad de ser despachados por generación de seguridad, como se explicará más adelante, a mediados de octubre de 2022 era claro que, **para la gestión diligente de los riesgos operativos, en particular la continuidad en la prestación del servicio, lo prudente era mantener el máximo nivel posible del embalse para lo cual, era necesario minimizar el despacho económico horario lo cual solo se pudo realizar mediante ofertas de precio por encima del precio del despacho ideal, y así conservar el escaso recurso hidráulico con el propósito de atender exclusivamente los llamados a generar por seguridad eléctrica**¹³². (Énfasis agregado).*

Además, al referirse a las características técnicas de la central, ENEL manifestó:

“4.2.5. Mantenimiento y pruebas

El plan de mantenimientos y pruebas registrado debidamente ante el sistema nacional de consignaciones contemplaba la salida a mantenimiento anual de la Unidad 1 de la central de generación El Quimbo por 19 días a partir del 19 de septiembre de 2022. Igualmente contemplaba la salida a mantenimiento anual de la unidad 2 de la misma planta el 4 de octubre durante 19 días, lo que significaba la indisponibilidad simultánea de las dos unidades de El Quimbo entre los días 4 y 8 de octubre.

Esta indisponibilidad de la planta El Quimbo implicaba que durante 5 días el embalse de la CHB no recibiría las descargas de generación de El Quimbo, limitándose su ingreso de recurso hídrico a lo que afluyera al embalse por la serie Betania Cuenca propia, más las descargas del caudal ecológico efectuados por El Quimbo (ver Gráfica 1.). Esta situación obligaba de antemano a reducir la generación en CHB considerando la baja capacidad de regulación explicada.

Considerando los altos despachos de generación de seguridad (Ver Gráfica 2.) que se presentaron a final de septiembre, Enel Colombia decidió reprogramar parte de estos mantenimientos con el ánimo de asegurar la disponibilidad de ambas Centrales de generación para soportar la operación económica, segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional (SIN), conforme al artículo 4° litera b) de la Ley 143 de 1994.

Finalmente, para establecer la fecha definitiva de estos mantenimientos se consideró el riesgo de operación de las unidades de generación y las implicaciones que tendría sobre la capacidad del portafolio de recursos de Enel Colombia para atender los requerimientos de generación por seguridad y Enel Colombia tomó todas las medidas a su alcance para minimizar los riesgos de atención de demanda eléctrica del sistema y contribuir con una operación eficiente, segura y confiable del SIN de conformidad con el artículo 22 de la resolución CREG 080 de 2019, tal como se explica a continuación.

4.2.5. Inicio de despachos por seguridad de la CHB

A partir del 24 de septiembre y cuando la Unidad 1 de El Quimbo ya se encontraba indisponible bajo mantenimiento programado, la CHB empezó a ser objeto de despachos por generación de seguridad implicando un nivel de generación que no era prudente sostener considerando las limitaciones y condiciones de operación explicadas en los numerales anteriores.

*En consecuencia, **Enel Colombia inició un proceso paulatino de incremento del precio de oferta de la CHB reflejando el alto costo de oportunidad, buscando incentivar la reducción de la generación de la central. Es así como decidió ofertar para el 1 de octubre un precio de \$900/kWh superando en \$100/kWh el último (sic) precio de oferta conocido en ese entonces de Termovalle (archivo desempate precio de oferta del 1 de septiembre publicado por XM), planta de generación que, debido a su ubicación geográfica y eléctrica, se consideró que podría atender el requerimiento de generación de seguridad.***

¹³² Cfr. Folios 419 revés a 420 y 435 revés a 436 de la carpeta pública No. 3 del expediente, expuesto en el mismo sentido con anterioridad, en folio 201 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

Es así como durante los días comprendidos entre el 24 de septiembre y hasta el 1 de octubre de 2022 la CHB atendió requerimientos de seguridad del sistema de 55 GWh (aproximadamente el 50% del volumen útil de su embalse) sin que se recibieran aportes suficientes para mantener los niveles de embalse que permitieran seguir operando en las zonas de máxima eficiencia.

Ante la obligación de atender los despachos por seguridad establecidos por el CND y con el fin de asegurar la disponibilidad de recurso en la CHB para ese efecto, Enel Colombia procedió a reprogramar el mantenimiento de la Unidad 2 de El Quimbo (como se explicó en el numeral anterior) para permitir que mediante su generación pudiera descargar suficiente caudal para que la CHB atendiera la generación de seguridad de la que estaba siendo objeto.

De esta manera, el mantenimiento anual de la Unidad 2 de la planta El Quimbo se reprogramó para el 17 de octubre como consta en la información que reposa en el sistema nacional de consignaciones semana 42. A pesar de esto, el embalse de la CHB se redujo drásticamente llegando a un nivel del 62% el 1 de octubre, nivel en el cual la central tiene una baja eficiencia (deterioro del factor de conversión por un menor nivel de embalse).

4.2.6. Operación durante octubre.

Como hemos venido explicando, a partir del 1 de octubre la CHB se encontraba en una situación donde recibía los aportes de la Unidad 2 de El Quimbo (la unidad 1 continuaba su mantenimiento programado), y los aportes de la serie Cuenca propia que promediaron al día 13 de octubre un 80% de la media histórica, es decir un 20% de déficit. Igualmente seguía saliendo despachado por seguridad a pesar de declarar unos precios de oferta altos que reflejaban su alto costo de oportunidad, según se establece en la Resolución CREG 24 de 1995. No obstante estos aportes reducidos fueron suficientes para recuperar el nivel de embalse hasta el 89% al final del día 13 de octubre.

Con el mantenimiento programado de la totalidad de la central El Quimbo por 6 días entre el 17 y el 22 de octubre, era necesario llevar el nivel del embalse de la CHB al máximo con el fin de asegurar el recurso hidráulico para atender el requerimiento de seguridad en la situación en la cual los caudales recibidos se verían limitados nuevamente a la serie Cuenca propia, más las descargas del caudal ecológico de El Quimbo.

(...)

Es así como al día 17 de octubre, fecha de inicio de la salida total de El Quimbo, el embalse de la CHB se encontraba prácticamente lleno, pero en una situación en la que tenía altas expectativas de ser despachado para generación por seguridad y una certeza de recibir muy bajos aportes de las descargas de generación de El Quimbo.

Respecto de la denominada serie Betania cuenca propia, aunque la situación era de embalse lleno, la posibilidad de uso de este recurso hídrico no era absoluta como plantea la SSPD, pues, las expectativas de aportes no eran altas (85,53% de la media histórica al 16 de octubre de 2022); se tenía una alta expectativa de ser obligados a generar cantidades significativas de energía por seguridad (como se vivió en septiembre de 2022), sometidos a la condición de que el embalse es susceptible de bajar sustancialmente cuando hay generación a tope (-10% / 12 GWh/día). A manera de ejemplo de la susceptibilidad del embalse, si se ofertaba el precio mínimo del despacho ideal que plantea la SSPD, se calcula que el embalse bajaría en un día por debajo del 90%.

No obstante, la operación segura del embalse, bajo las circunstancias de los días 17 a 22 de octubre, requirió la apertura del vertedero para realizar descargas mínimas controladas, para mitigar el riesgo de llegadas intempestivas de agua, proveniente de la serie natural Betania cuenca propia, que al ser natural está sujeta a las variaciones propias de la hidrología y climatología”¹³³. (Énfasis agregado).

Pues bien, en primer lugar, corresponde a este Despacho señalar que, en sus escritos de descargos y alegatos, ENEL admitió que los caudales que recibe la planta hidroeléctrica Betania le permiten generar a tope, de manera continua, durante 5 días¹³⁴.

En segundo lugar, se aclara a la INVESTIGADA que, aunque la generación inflexible hace parte del Despacho Ideal, no participa en la formación del precio de bolsa, ya que sus precios de oferta son excluidos de este cálculo; por tanto, ENEL yerra al señalar que “la generación inflexible forma parte de la generación ideal en el despacho participando siempre en la formación del precio de bolsa (...)”¹³⁵. Así lo indicó la CREG al abordar este asunto, en los siguientes términos:

“(…) la inflexibilidad es una condición económica de la unidad fruto de una característica técnica, que hace que una planta genere a pesar de haber otras plantas de menor precio disponibles para el despacho. La inflexibilidad debe corresponder a los parámetros técnicos de la máquina aprobados previamente por el CNO según los acuerdos vigentes. Solamente en el caso en que debido a una contingencia de última hora, la planta y/o unidad no pueda variar su nivel de generación, o deba ser operada de alguna forma especial que limite su flexibilidad y dicho evento no da tiempo de ser reportado para el respectivo proceso de análisis y aprobación por parte del CNO, el agente debe reportar este suceso al CND, en cuyo caso el CND podrá autorizar al agente

¹³³ Cfr. Folios 420 a 421 y 436 a 437 de la carpeta pública No. 3 del expediente, expuesto en el mismo sentido con anterioridad, en folios 202 a 205 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹³⁴ Cfr. Folio 196 de la carpeta pública No. 1, reiterado en los folios 417 y 433 de la carpeta pública No. 3 del expediente.

¹³⁵ Cfr. Folio 197 de la carpeta pública No. , reiterado en los folios 417 y 433 revés de la carpeta pública No. 3 del expediente.

*a desviarse del programa de despacho. Esta planta, será identificada como inflexible en el momento de realizar el despacho ideal y por lo tanto su precio no será considerado al momento de calcular el precio de bolsa*¹³⁶. (Énfasis agregado).

Nótese entonces que, aunque la generación inflexible sí se incluye en el Despacho Ideal, su precio de oferta no se utiliza para la formación del precio de bolsa, que se determina únicamente con las plantas flexibles.

En tercer lugar, este Despacho evidencia que, si bien la INVESTIGADA realiza una breve exposición de las condiciones de operación de su planta y del sistema para el periodo objeto de análisis, no acredita cómo dichas circunstancias se reflejaron en su oferta de precios presentada al MEM.

Particularmente, aunque reitera su interés en facilitar el desarrollo de actividades de piscicultura por parte de comunidades locales, no aporta prueba alguna que permita inferir que, bajo las condiciones específicas de operación —esto es, un embalse al 100% de su capacidad y con vertimientos en curso—, existía un riesgo efectivo, inminente o posible para dichas actividades. Por el contrario, el hecho de estar realizando vertimientos voluntarios desde un embalse completamente lleno sugiere que no existía una restricción operativa relacionada con el mantenimiento de niveles altos para favorecer la piscicultura. En consecuencia, el argumento carece de sustento y resulta insuficiente para justificar el desconocimiento de los costos variables exigidos por la regulación vigente para construir su oferta de precios.

Además, es importante destacar que la referencia genérica a una actividad externa a la operación de la planta —como lo es la piscicultura— no exonera al agente generador de cumplir con su deber normativo de ofertar en función de sus costos variables, de conformidad con lo previsto en el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 y artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 1995, que orientan la conformación de ofertas eficientes y reales, más aún cuando su actividad principal es la generación de energía. Asimismo, el despliegue de esta actividad no constituye un criterio reconocido por la regulación para la determinación del precio de la oferta a la bolsa de energía, por tanto, su inclusión como justificación resulta improcedente, en el marco de la regulación aplicable.

Entonces, la afirmación de que se estaban realizando vertimientos, se valora también como una aceptación de que las condiciones físicas de la planta eran óptimas para haber podido ofertar en la generación de energía en el periodo investigado, aprovechando completamente los costos de oportunidad del agua, puesto que preferir beneficiar las actividades de piscicultura al de desarrollar el objeto de la planta, no puede ser una justificación a su conducta, más aún cuando con el turbinado, se produce igualmente el vertimiento del agua, que en este caso cumple una doble función, al generar energía y luego pasar a ayudar en la gestión ambiental.

En cuarto lugar, en relación con el argumento presentado por ENEL, según el cual su decisión de formular ofertas tendientes a no salir despachada se basó en la necesidad de conservar el recurso hídrico para atender llamados por seguridad eléctrica, este Despacho advierte que dicha argumentación carece de sustento operativo y regulatorio, al ser confrontada con las condiciones reales del embalse, las pruebas que obran en el expediente y el marco normativo aplicable.

De acuerdo con la información aportada por la propia INVESTIGADA, durante el periodo en análisis, el embalse de la Central Hidroeléctrica de Betania, contaba con una capacidad útil de 1.195,85 hm³, equivalentes a aproximadamente 120,61 GWh. Dado que la central puede generar hasta 12 GWh diarios a plena capacidad, dicha cantidad representa una capacidad de regulación cercana a 10 días. En ese contexto, y teniendo en cuenta que entre el 17 y el 22 de octubre de 2022 (6 días), el embalse se encontraba al 100% de su capacidad y realizaba vertimientos, no es admisible afirmar que existía una escasez de recurso hídrico que justificara restringir el despacho económico mediante ofertas alejadas de los costos variables reales de la planta.

En quinto lugar, en relación con el argumento, según el cual entre del 24 de septiembre y el 1 de octubre de 2022 la Central Hidroeléctrica de Betania fue objeto de despachos por generación de seguridad en condiciones que, a su juicio, no eran prudentes de sostener dadas las limitaciones operativas, y que como consecuencia se habría procedido a

¹³⁶ Cfr. Concepto CREG 991668 de 1999 disponible en la página de la CREG https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0991668_1999.htm (Consulta realizada el 4 de junio de 2025).

incrementar progresivamente el precio de oferta para restringir su despacho, este Despacho encuentra necesario efectuar las siguientes precisiones técnicas y fácticas:

- i) Tal como lo explicó la INVESTIGADA, la Central Hidroeléctrica de Betania cuenta con una Capacidad Efectiva Neta (CEN) declarada de 540 MW, alcanzable mediante el turbinamiento de aproximadamente 850 m³/s, distribuidos en sus tres unidades de generación, utilizando el salto artificial creado por el embalse. Estas condiciones técnicas permiten concluir que la central está diseñada para operar de manera sostenida en altos niveles de generación, siempre que existan aportes hidráulicos adecuados, como era el caso durante el periodo objeto de análisis.
- ii) En cuanto a la afirmación de que entre el 24 de septiembre y el 1 de octubre de 2022 la Central Hidroeléctrica de Betania generó 55 GWh —correspondientes, según lo manifestado, al 55% del volumen útil del embalse—, este Despacho observa que tal equivalencia no fue sustentada, ni se acreditó con evidencia hidrológica o energética que permita verificar la disminución efectiva de dicho volumen, especialmente cuando, como se indicó, seguían recibiendo aportes desde El Quimbo.

Así las cosas, este Despacho observa que los argumentos expuestos por la defensa presentan múltiples contradicciones internas, además de carecer del soporte documental mínimo requerido para controvertir los hallazgos formulados. En efecto, ENEL hace alusión a una supuesta operación en condiciones críticas por falta de aportes, sin acreditar ni cuantificar técnicamente la disminución efectiva del volumen útil del embalse, omitiendo además considerar que persistían aportes significativos desde la Unidad 2 de El Quimbo, operativa hasta el 3 de octubre de 2022.

Asimismo, la INVESTIGADA relaciona hechos ocurridos entre el 24 de septiembre y el 1 de octubre de 2022, periodo que no fue objeto del presente procedimiento sancionatorio, con el propósito de justificar actuaciones posteriores que sí se encuentran dentro del marco temporal investigado. Tal recurso argumentativo, además de impertinente, no logra explicar de forma clara el fundamento económico real de los precios de oferta presentados al CND entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, que constituyen el núcleo del presente análisis.

En efecto, no se allegó al expediente demostración alguna del proceso seguido por la empresa, ni se explicó cómo se construyó el precio finalmente declarado. Por el contrario, lo que se acreditó fue la configuración de un comportamiento orientado a restringir la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Betania mediante la elevación artificial de su precio de oferta mantenido en el tiempo, aún cuando su capacidad era de más del 100%.

Se reitera, de manera particular, ENEL manifestó haber tomado como referencia el precio de oferta de la planta Termovalle, sin que existiera justificación alguna que justificara adoptar ese valor bajo sus condiciones de operación. Tal proceder no sólo carece del rigor que exige la regulación del mercado mayorista, sino que además evidencia una estrategia carente de transparencia y ajena al principio de eficiencia que debe orientar la actuación de los agentes generadores.

En sexto lugar, en relación con el argumento según el cual, para el 17 de octubre de 2022, fecha en que inició la indisponibilidad total de la Central El Quimbo, la Central Hidroeléctrica de Betania se hallaba en una situación crítica pese a que su embalse se encontraba prácticamente lleno, por cuanto existían —según sostiene la defensa— altas expectativas de generación por seguridad y una certeza de recibir aportes hídricos reducidos desde El Quimbo, este Despacho considera que dicha justificación no encuentra respaldo suficiente en las pruebas obrantes en el expediente, ni por ello es razonable la formulación de la oferta económica excesiva presentada a la bolsa de energía durante los días 17 al 22 de octubre de 2022.

Definitivamente, ENEL no acreditó que, durante dicho lapso, concurrieran condiciones operativas excepcionales que justificaran una alteración significativa del comportamiento habitual del embalse de Betania, ni demostró que la indisponibilidad de El Quimbo —ocasionada por el mantenimiento de sus unidades— tuviera una incidencia crítica e inmediata sobre el despacho de la Central Hidroeléctrica de Betania, configurando un margen inusualmente alto que no guarda relación con la estructura típica de costos operativos de una central hidráulica de embalse.

Dicho ello, conviene precisar que el CND, en ejercicio de las funciones previstas en el marco normativo y regulatorio del SIN, realiza diariamente un ejercicio técnico que culmina con la

publicación del despacho programado¹³⁷. Este procedimiento incorpora variables como demanda esperada, condiciones técnicas del sistema, restricciones previstas, indisponibilidades declaradas, precios de oferta y disponibilidad de recursos, entre otras. De este modo, cuando se trata de generación por seguridad asociada a restricciones conocidas, los agentes cuentan con un insumo operativo suficiente para anticipar, al menos desde el día anterior, si sus unidades serán requeridas por razones técnicas de operación, lo cual les permite adoptar decisiones informadas respecto de su estrategia de participación en el mercado.

En el caso concreto, no se advierte que durante los días 17 al 22 de octubre de 2022 se hubieran presentado eventos operativos sobrevinientes, imprevisibles o irresistibles, que justificaran un cambio abrupto en el comportamiento de oferta de la INVESTIGADA. Tampoco se acreditó que la generación por seguridad en dicho período hubiera sido ordenada en tiempo real como respuesta a contingencias, fallas o emergencias en la red, hipótesis que, de haberse configurado, podrían haber justificado la adopción de decisiones operativas excepcionales ante condiciones extraordinarias. Por el contrario, se trata de un contexto previsible, enmarcado dentro del análisis técnico del CND, en el cual los agentes disponen de información suficiente para prever su posible participación en el despacho programado y ajustar razonablemente su comportamiento comercial, dentro de los márgenes ordinarios de operación.

Se puede evidenciar, según información suministrada por XM S.A. E.S.P., que el periodo objeto de reproche en este caso, es decir, desde el 17 de octubre hasta el 22 de octubre de 2022, los valores de los aportes hídricos, en unidades de metros cúbicos por segundo (m³/s), reportados por el ENEL, corresponden comparativamente con el mismo periodo a un promedio normal - bajo, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 6.2. del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones.

Tabla 14 - Generación por seguridad de CHBG

FECHA	CAUDAL [m ³ /s]
1/10/2022	382,145
2/10/2022	351,282
3/10/2022	281,282
4/10/2022	271,45
5/10/2022	265,201
6/10/2022	322,183
7/10/2022	311,272
8/10/2022	341,447
9/10/2022	370,129
10/10/2022	299,098
11/10/2022	247,687
12/10/2022	254,869
13/10/2022	259,377
14/10/2022	334,097
15/10/2022	473,94
16/10/2022	396,398
17/10/2022	220,254
18/10/2022	196,412
19/10/2022	344,178
20/10/2022	344,525
21/10/2022	228,12
22/10/2022	288,333

Fuente: XM – Elaboración: DIEGC¹³⁸

Adicionalmente, en la mencionada respuesta de XM S.A. E.S.P., de manera preliminar se manifestó que: *“En respuesta a la solicitud relacionada con la cantidad máxima programada por seguridad del Sistema a la Central Hidroeléctrica Betania por el Centro Nacional de Despacho -CND- le indicamos que esta se realizó entre los días 6 y 14 de enero de 2023, con un valor correspondiente a 516 MW para cada uno de los períodos horarios que se detallan en la tabla.*

¹³⁷ Cfr. Resoluciones CREG Nos. 51 de 2009 *“Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista”* y 062 de 2000 *“Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”*.

¹³⁸ Respuesta oficial recibida de XM S.A. E.S.P. registrada el 21 de julio de 2025, con radicado SSPD No. 20255292895282 Cfr. Folio 399 (medio magnético/ carpeta denominada *“Anexo_Puebas_XM_SSPD_20255292895282”* archivo en formato Excel denominado *“Caudal_Total_Betania_2022.xlsx”*) de la carpeta reservada del expediente.

Para realizar esta consulta el CND consideró como horizonte de análisis desde el año 2022, fecha desde la cual se está haciendo la solicitud de información asociada a la Central Hidroeléctrica Betania.¹³⁹ (Énfasis nuestro)

En ese orden de ideas, observa el Despacho que, el precio ofertado por ENEL a la bolsa, durante el periodo objeto de investigación, no refleja sus costos variables de operación, ni encuentra una justificación económica suficiente a partir de las condiciones observadas del sistema. Si bien esta Superintendencia reconoce que los agentes cuentan con un margen de discrecionalidad razonable en la definición de sus estrategias de participación y no le corresponde entrar a valorar —ni en términos regulatorios ni económicos— la manera en que cada agente pondera sus propios riesgos o expectativas operacionales, sí le compete verificar que el comportamiento observado se ajuste a los principios y reglas que rigen el funcionamiento del MEM, circunstancias que hoy se reprocha en el actuar de la INVESTIGADA.

Por otro lado, frente a la inflexibilidad declarada ante el CND, la cual “*implica que la central siempre salga despachada con su mínimo técnico de 60 MW*”¹⁴⁰, es decir, la generación mínima por seguridad, ya estaba garantizada la operativa y se observa, desde el punto de vista regulatorio y económico, que aunque la percepción de riesgo puede incidir en la estrategia de oferta de un agente generador, dicha percepción no autoriza por sí sola el abandono del principio fundamental de valorización económica que rige las ofertas en el mercado. Conforme a la Resolución CREG 055 de 1994, las ofertas deben estructurarse con base en los costos variables de cada unidad generadora, sin que resulte válido adoptar como referencia directa el precio de otras plantas —como Termovalle— para fijar el precio de las ofertas, máxime cuando se trata de plantas de diferente naturaleza, y con estructuras de costos no comparables.

El diseño del MEM en Colombia se basa en la premisa de que cada agente de las plantas hidroeléctricas debe ofertar su energía con 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 SIN, garantizando así un despacho económico eficiente.

Utilizar el precio de otra planta como referencia directa para fijar la propia oferta, sin una justificación de los costos propios, distorsiona la señal de precios y contraviene los principios de eficiencia y transparencia establecidos en el Reglamento de Operación.

Por tanto, aunque la gestión del riesgo operativo es legítima, en este caso, la misma se traduce en una desconexión entre el precio ofertado, los costos variables del generador y el valor económico de la percepción de sus riesgos, hecho que se configura como una decisión de no salir despachada con base en consideraciones especulativas.

3.2.4.2. Respecto a la presunta atipicidad de la conducta investigada

Frente a este asunto, **ENEL** manifestó:

“La investigación administrativa sancionatoria y formulación del cargo único fundamentado en que Enel Colombia incurrió en el presunto incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019 puesto que: “aparentemente desconoció los costos de oportunidad (valor del agua) de generación en el momento de la oferta, distorsionando con ello el funcionamiento eficiente del mercado”, está desconociendo principio de legalidad de la sanción administrativa, por cuanto, la investigación administrativa sancionadora no se fundamenta en un incumplimiento normativo, por el contrario, está basada en una hipótesis de la Superservicios respecto del costo de oportunidad (valor del agua) como criterio principal para ofertar en bolsa cuando el generador tiene los embalses al 100% de su capacidad y una serie de análisis de mercado que, a la postre, no demuestra un incumplimiento de la normativa citada.

En este sentido, la Superservicios a través de la investigación administrativa sancionadora y el cargo único formulado, no está demostrando que Enel Colombia haya incurrido en el desconocimiento o violación de normas previamente establecidas, en particular, del artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019. Por el contrario, Enel Colombia, actuó bajo el tenor de las normas descritas, como se explicará más adelante, traduciéndose esto, en que la Superservicios no logra fundamentar que Enel Colombia incumplió las normas mencionadas, siendo esto desconocedor del principio de legalidad, el cual consiste en que las conductas sancionables no sólo deben estar descritas en norma previa (tipicidad) sino que, además, deben estar demostrado el incumplimiento del supuesto de hecho previsto en la norma.

¹³⁹ Respuesta oficial recibida de XM S.A. E.S.P. registrada el 21 de julio de 2025, con radicado SSPD No. 20255292895282 Cfr. Folio 399 (medio magnético/ carpeta denominada “Anexo_Pruebas_XM_SSPD_20255292895282” archivo en formato pdf. denominado “202544014039”) de la carpeta reservada del expediente.

¹⁴⁰ Cfr. Folio 197 de la carpeta pública No. 1, reiterado en folios 418 y 433 revés de la carpeta pública No.3 del expediente.

De acuerdo con lo anterior se evidencia que la entidad como autoridad administrativa parte de una interpretación de la normativa vigente y de unos supuestos equivocados, para considerar como reprochable la conducta de Enel Colombia, sin tener fundamento predeterminado y exclusivo en la ley y la regulación. Es importante recordar que, en materia administrativa sancionatoria (a definición de la conducta y la sanción debe estar fundamentada claramente en una norma preexistente, sin ambigüedades o posibilidades interpretativas subjetivas que resultan contrarias al principio de tipicidad¹⁴¹.

Al respecto debe señalarse que, el principio de legalidad, de carácter constitucional, es un pilar fundamental del derecho administrativo sancionatorio en el Estado. Este principio faculta a las instituciones estatales y a los servidores públicos, como representantes del gobierno, para actuar exclusivamente conforme al ordenamiento jurídico vigente. En ese sentido, el principio de legalidad conlleva garantías en tres ámbitos: legislativo, procedimental y de ejecución.

Particularmente en el ámbito del derecho administrativo sancionatorio, estas garantías están relacionadas con la exigencia de una norma previa, clara y aplicable al momento de la comisión del hecho, así como con la tipificación de dicho hecho como una conducta contraria a la norma. Además, el principio de legalidad debe analizarse desde una dualidad normativa, como se detalla a continuación:

“(…) la configuración del Estado de derecho como principio rector del ejercicio del poder y como principio rector del uso de las facultades tanto para legislar -definir lo permitido y lo prohibido- como para establecer las sanciones y las condiciones de su imposición, hacen del principio de legalidad una institución jurídica compleja conforme a la variedad de asuntos que adquieren relevancia jurídica y a la multiplicidad de formas de control que genera la institucionalidad¹⁴². (Énfasis agregado).

Entonces, el principio de legalidad constituye un eje fundamental del Estado y exige que las conductas susceptibles de sanción, así como las sanciones aplicables, cumplan con los siguientes elementos esenciales: **(i)** que la(s) norma(s) presuntamente vulnerada(s) sea(n) anterior(es) a la conducta investigada *-lex praevia-*; **(ii)** que los aspectos esenciales de la conducta investigada se encuentren previsto en la norma señalada en el cargo imputado *-lex scripta-*; y **(iii)** que tanto la conducta como la sanción a imponer se encuentren determinadas en la norma aplicable y exigible *-lex certa-*.

Así lo respalda la doctrina al abordar el alcance de los principios de legalidad y tipicidad, conforme se pasa a exponer:

*“El principio de legalidad está integrado por tres elementos esenciales: la *lex praevia*, la *lex scripta* y la *lex certa*. La *lex praevia* exige que la conducta y la sanción antecedan en el tiempo a la comisión de la infracción, es decir, que estén previamente señaladas; la *lex scripta*, en materia de *ius puniendi*, significa que los aspectos esenciales de la conducta y de la sanción estén contenidos en la ley, y la *lex certa* alude a que tanto la conducta como la sanción deben ser determinadas de forma que no existan ambigüedades¹⁴³.”*

Claro lo anterior y en cumplimiento de las garantías que se desprenden del principio de legalidad, concretamente el elemento de *lex praevia* que exige que las normas imputadas deban ser anteriores a la conducta presuntamente infractora, se aclara que, el cargo único formulado contra ENEL se señalaron como normas típicas incumplidas el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019; normas preexistentes a la conducta investigada.

Aunado a ello, el elemento de *lex scripta* según el cual los aspectos esenciales de la conducta investigada deben encontrarse previstos en la norma señalada en el cargo imputado, también se cumple cabalmente con el análisis expuesto. Veamos:

- Los artículos artículo 168 de la Ley 142 de 1994 y 25 de la Ley 143 de 1994, consagran expresamente el deber de los agentes que hacen parte del SIN de cumplir con el Reglamento de Operación y con los acuerdos adoptados para la operación del sistema. Nótese que, ambas disposiciones constituyen el sustento normativo expreso del deber jurídico que se analiza, al prever de manera clara y específica tanto la obligación de acatar

¹⁴¹ Cfr. Folio 198 de la carpeta pública No. 1 del expediente, reiterado en folios 418 y 434 de la carpeta pública No.3 del expediente.

¹⁴² Corte Constitucional, Sala Plena, Sentencia C-710 del 5 de julio de 2001, Magistrado Ponente: Dr. Jaime Córdoba Triviño.

¹⁴³ Santofimio Gamboa, Jaime Orlando. “Reflexiones en torno a la potestad administrativa sancionadora: aplicación en el sector energético, ambiental, de telecomunicaciones y en otros sectores”. Universidad Externado de Colombia. Bogotá 2014. Pág. 27. Corte Constitucional. Sentencia C-125 de 2003.

el Reglamento de Operación como las consecuencias sancionatorias derivadas de su incumplimiento.

- El artículo 6 de Ley 143 de 1994, establece de manera expresa que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad deben regirse por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. En particular, este artículo desarrolla normativamente el contenido del principio de eficiencia, al señalar que:

“El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico”.

Este mandato legal no es una cláusula programática ni una simple directriz de política pública, sino una obligación jurídica concreta que vincula a todos los agentes del sector eléctrico en la ejecución de sus funciones. El legislador consagró expresamente la eficiencia como principio rector, y la dotó de contenido normativo claro: la correcta asignación y utilización de los recursos para garantizar la prestación del servicio, no bajo cualquier costo, sino al menor costo económico posible, sin afectar la continuidad ni la calidad del suministro.

En tal sentido, el artículo 6 establece una obligación positiva para los agentes del SIN, en cuanto deben adoptar decisiones operativas, técnicas y administrativas que maximicen el uso racional de los recursos disponibles, minimicen los desperdicios o pérdidas evitables, y aseguren el cumplimiento de los fines esenciales del servicio público, por lo tanto, cuando una empresa oferta a un precio excesivamente alto, está contraviniendo directamente esta obligación.

- El numeral 1.2 del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, norma de carácter reglamentario expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– en ejercicio de sus funciones legales, y que impone obligaciones concretas a los agentes generadores que participan en la Bolsa de Energía.

Dicha disposición establece que:

“Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación (...) deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir”.

En lo que respecta específicamente a las plantas hidroeléctricas, el numeral 1.2 precisa que:

“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”.

Esta disposición técnica y normativa no solo desarrolla el principio legal de eficiencia previsto en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, sino que también impone un deber normativo específico a las empresas generadoras hidroeléctricas, en tanto sus ofertas de precio en el mercado deben estar fundamentadas en una valoración económica racional y transparente del recurso hídrico disponible, ajustada a las condiciones esperadas del sistema a mediano y largo plazo.

Así, el costo de oportunidad del agua no es una referencia discrecional o arbitraria, sino una obligación regulatoria definida en norma escrita, que exige al agente considerar las condiciones estructurales del SIN y adoptar una estrategia de oferta coherente con el interés general y la eficiencia económica del despacho centralizado. La omisión de este deber, o la formulación de ofertas que no reflejen adecuadamente dicho costo, comporta un incumplimiento normativo expreso, previsto en una regulación expedida con fundamento en la Ley 143 de 1994 y vinculante para todos los agentes del mercado,

Una oferta a un precio artificialmente alto, que no refleja los costos reales y acorde a la manera de fijar los precios establecida en el citado artículo 6 de la CREG 055 de 1994, se considera además una de las estrategias prohibidas por el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, dado que la norma sanciona la intención o la capacidad de distorsión y no solo el resultado final, por lo tanto, así la INVESTIGADA aparentemente no hubiera considerado actuar de esta manera, es decir, hubiera actuado con impericia, sí incumplió finalmente con la normativa vigente hoy imputada.

En ese sentido, la norma del numeral 1.2 cumple cabalmente con el elemento de *lex scripta*, al contener una previsión específica, escrita y vigente, que define con claridad la conducta exigida a los agentes generadores hidroeléctricos en relación con la formación de precios en la Bolsa de Energía, y cuya inobservancia puede ser objeto de reproche administrativo en el marco de un procedimiento sancionatorio.

- El anterior entendimiento se refuerza con lo dispuesto en el **literal a) del artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 1995**, el cual impone condiciones mínimas obligatorias para todos los agentes que participan en el MEM. La norma señala expresamente que “[*]Los agentes que participan en el mercado mayorista deben cumplir las siguientes condiciones mínimas: a) Las definidas en las resoluciones CREG 054, 055 y 056 de 1994, y las que las modifiquen*”.

Este mandato no sólo remite expresamente a las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 055 de 1994 —particularmente aquellas relacionadas con la formación de precios en la Bolsa de Energía—, sino que también confiere fuerza normativa directa a las obligaciones técnicas allí previstas, entre ellas, la contenida en el numeral 1.2 del artículo 6 sobre la obligación de reflejar los costos variables de generación y, para plantas hidroeléctricas, el correspondiente costo de oportunidad del agua.

Así, el literal a) del artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 1995 incorpora expresamente en el catálogo de condiciones mínimas para operar en el mercado mayorista, el deber de cumplir con las reglas establecidas en la Resolución CREG 055 de 1994. En consecuencia, no se trata de una referencia indirecta o programática, sino de una remisión normativa con efectos jurídicos obligatorios, cuyo incumplimiento habilita la actuación de la autoridad competente en materia sancionatoria.

Desde esta perspectiva, se ratifica el cumplimiento del principio de *lex scripta*, por cuanto el comportamiento esperado del agente (en este caso, ofertar precios reflejando los costos variables de generación, incluyendo el costo de oportunidad del agua) se encuentra expresamente previsto en una norma escrita, clara, vigente y aplicable, expedida por la autoridad regulatoria competente. La infracción de esta disposición configura una vulneración de deberes objetivos expresamente definidos por el ordenamiento jurídico y, por tanto, satisface plenamente la exigencia de legalidad material de la conducta reprochada.

- **El artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019**, se configura un mandato normativo expreso y vigente, aplicable a los agentes del mercado mayorista, que reafirma el deber de acatar no sólo las reglas técnicas y económicas previamente mencionadas (como las previstas en las Resoluciones CREG 024 y 055 de 1994), sino también el deber general de contribuir al funcionamiento eficiente del mercado.

La norma, en su tenor literal, prohíbe el uso de mecanismos o estrategias que puedan distorsionar el funcionamiento eficiente del mercado, lo cual se relaciona directamente con la conducta de presentar ofertas de precio que no reflejan de manera adecuada los costos variables de generación —como el costo de oportunidad del agua en el caso de plantas hidroeléctricas—, en contravención del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994. Una actuación de esta naturaleza, además de infringir las normas específicas citadas a lo largo de este acto, compromete los principios estructurales que rigen el despacho económico y atenta contra la eficiencia del mercado eléctrico.

En este sentido, el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019 complementa y refuerza el marco normativo previo, introduciendo una cláusula de conducta exigible que, lejos de ser una norma programática o valorativa, contiene una prohibición concreta, expresa y claramente delimitada, que puede ser invocada como sustento normativo de reproche en sede administrativa, y cuya infracción vulnera directamente el principio de legalidad.

Del análisis precedente se concluye que, en el presente caso, el principio de *lex scripta*, se encuentra plenamente satisfecho, en la medida en que, la conducta investigada —relacionada con la formulación de ofertas de precio en la Bolsa de Energía que no reflejarían adecuadamente los costos variables de generación— se encuentra descrita en un conjunto normativo vigente, expedido por autoridades competentes en el marco de sus facultades regulatorias y sancionatorias.

Así, disposiciones como el artículo 168 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 25 de la Ley 143 de 1994, en armonía con el artículo 6 (numeral 1.2) de la Resolución CREG 055 de 1994, el literal a) del artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución

CREG 080 de 2019, consagran de manera expresa y precisa los deberes de los agentes del mercado frente a la conformación eficiente de precios, la observancia del Reglamento de Operación y la prohibición de distorsionar el funcionamiento del mercado eléctrico.

Estas disposiciones no solo satisfacen el criterio de legalidad formal mediante su consagración escrita, sino que además delimitan con claridad el marco normativo aplicable a la conducta analizada, descartando cualquier alegación de indeterminación o ausencia de previsión normativa. En consecuencia, el juicio de tipicidad se apoya en una base normativa que respeta plenamente el principio de *lex scripta*.

Asimismo, observa este Despacho que, el elemento de *lex certa* se satisface en este caso, toda vez que, la conducta y la sanción a imponer están determinadas de manera clara y precisa en la normativa vigente aplicable.

En efecto, el numeral 1.2 del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 establece con claridad meridiana que las ofertas de precio de las plantas hidroeléctricas deben reflejar el costo de oportunidad del recurso hídrico, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo. Esta disposición delimita con precisión el contenido de la conducta esperada por parte del agente generador: no se trata simplemente de remitir un precio, sino de que este corresponda razonablemente a los costos variables en que efectivamente se espera incurrir, conforme al principio de eficiencia que informa todo el esquema de despacho económico.

Dicha exigencia es reforzada por el literal a) del artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 1995, el cual impone a los agentes del mercado el deber de cumplir con las disposiciones contenidas en las Resoluciones CREG 054, 055 y 056 de 1994, sin dejar margen de discrecionalidad o ambigüedad respecto de su obligatoriedad. Se trata, por tanto, de una norma de remisión que consolida la exigibilidad directa del deber de ofertar conforme a costos variables.

A su vez, el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019 complementa el marco de determinación normativa al precisar que los agentes no pueden utilizar mecanismos o estrategias que tengan la capacidad, el propósito o el efecto de distorsionar el funcionamiento eficiente del mercado, lo cual describe con suficiente precisión un tipo de conducta desviada que el ordenamiento sanciona: formular ofertas que se aparten del criterio técnico-económico previsto, para obtener ventajas indebidas o afectar el equilibrio del sistema.

Estas disposiciones, leídas en conjunto, permiten afirmar que el marco regulatorio aplicable delimita de manera clara, concreta y exigible la conducta esperada de los agentes, sin ambigüedades ni márgenes de indeterminación. Se reitera, no se está ante normas programáticas ni de contenido genérico, sino frente a deberes técnicos específicos —como reflejar el costo de oportunidad del agua o evitar distorsiones al mercado— que permiten al destinatario prever con antelación qué comportamiento se exige y cuál se considera lesivo del interés regulado.

Además, el artículo 81 de la Ley 142 de 1994 prevé el contenido material de las sanciones que puede imponer la SSPD¹⁴⁴, señalando que “[l]a Superintendencia de servicios públicos domiciliarios podrá imponer las siguientes sanciones a quienes violen las normas a las que deben estar sujetas, según la naturaleza y la gravedad de la falta” y estableciendo la forma en que deberán graduarse las sanciones en modalidad de multa que se impongan.

De este modo, tanto la conducta imputada como la sanción prevista cuentan con un contenido material claramente definido en la ley y la regulación aplicable, lo que guarda estricta correspondencia con lo señalado en el Pliego de cargos, cumpliéndose así con el principio de *lex certa*.

●Respecto al principio de tipicidad

El principio de tipicidad ha tenido un gran desarrollo jurisprudencial, que lo ha erigido como

¹⁴⁴ Al respecto recuérdese que la Corte Constitucional ha precisado que la sanción aplicable a una determinada conducta puede estar descrita en un bloque normativo diferente al que desarrolla en incumplimiento objeto de investigación. Veamos: “(...) «las conductas o comportamientos que constituyen falta administrativa, no tienen por qué ser descritos con la misma minuciosidad y detalle que se exige en materia penal, permitiendo así una mayor flexibilidad en la adecuación típica».

Es así como en algunas ocasiones los anteriores elementos no se encuentran previstos en el mismo instrumento normativo, sino que se hace necesario consultar el contenido de otras disposiciones para especificar cuál es la conducta ordenada o prohibida o cual es la sanción específica aplicable”. (Énfasis agregado). (Cfr. Corte Constitucional, Sala Plena, Sentencia C-713 del 12 de septiembre de 2012, Magistrado Ponente: Dr. Mauricio González Cuervo).

parte de las garantías fundamentales de toda persona, en la medida en que tiene como fin, evitar la arbitrariedad de los jueces y las autoridades administrativas en sus pronunciamientos y garantizar la seguridad jurídica¹⁴⁵.

Sobre este particular, el Despacho considera pertinente traer a colación la sentencia C-713 de 2012¹⁴⁶, en donde la Corte Constitucional se refirió al principio de tipicidad, en los siguientes términos:

“4.4. La tipicidad en el derecho administrativo sancionador

4.4.1. El principio de tipicidad en el derecho administrativo sancionador no se reclama con el mismo grado de rigor que se demanda en materia penal, en virtud de la divergencia en la naturaleza de las normas, el tipo de conductas reprochables, los bienes objeto de protección y la finalidad de la sanción. Sin embargo, ello no obsta para exigir la tipicidad de las conductas reprochables, la predeterminación de la sanción y la existencia de un procedimiento que asegure el derecho a la defensa.

4.4.2. En este sentido, la Corte en la sentencia C-564 de 2000, se pronunció cuando dijo que: “el derecho administrativo, a diferencia de lo que sucede en el derecho penal, suele no establecer una sanción para cada una de las infracciones administrativas que se presente, sino que se opta por establecer clasificaciones más o menos generales en las que puedan quedar subsumidos los diferentes tipos de infracciones. Para el efecto, el legislador señala unos criterios que han de ser atendidos por los funcionarios encargados de imponer la respectiva sanción, criterios que tocan, entre otros, con la proporcionalidad y razonabilidad que debe presentarse entre la conducta o hecho que se sanciona y la sanción que pueda imponerse, lo que le permite tanto al administrado como al funcionario competente para su imposición, tener un marco de referencia cierto para la determinación de la sanción en un caso concreto”.

(...)

4.4.3. En suma, al principio de legalidad consagrado en la Carta Política se le atribuyen diferentes gradaciones dependiendo del tipo de derecho sancionador de que se trate. La tipicidad, como regla del debido proceso, tiene plena vigencia en el derecho administrativo sancionador, pero con una intensidad diferente a la exigida en materia penal, por cuanto la naturaleza de las conductas reprimidas, los bienes jurídicos involucrados y la teleología de las facultades sancionatorias hacen posible una flexibilización razonable de la descripción típica”. (Énfasis agregado).

De lo expuesto es dable inferir que para que se cumpla con el principio de tipicidad se requiere: (i) la predeterminación de la conducta sancionable; (ii) la determinación de la sanción; y (iii) la existencia de un procedimiento que asegure el derecho a la defensa.

En el presente caso, a través del Pliego de cargos, la DIEGC formuló un cargo único a la INVESTIGADA, a través del cual: (i) identificó la conducta presuntamente incumplida y predeterminada por el regulador¹⁴⁷; (ii) citó las normas presuntamente vulneradas; (iii) motivó debidamente el cargo y (iv) dio un término de quince días hábiles para que la ENEL ejerciera su derecho de defensa, con lo cual se satisfacen los requisitos que se desprende de este principio.

●Existencia de obligaciones claras y específicas en la normatividad que soportó la imputación

Sobre este particular, este Despacho insiste en que la obligación incumplida por la INVESTIGADA se encuentra claramente consignada en la regulación vigente. La conducta imputada —consistente en ofertar energía en la Bolsa sin atender los costos variables de generación— no surge de interpretaciones extensivas ni de cláusulas abiertas, sino de mandatos normativos precisos, de obligatorio cumplimiento para los agentes generadores.

En efecto, el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 establece, sin ambigüedad, que:

“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 (...).” (Énfasis agregado).

Esta disposición no deja lugar a dudas sobre la conducta esperada: los agentes deben formular sus ofertas diarias de energía sobre la base de una estimación razonable y

¹⁴⁵ Cfr. Corte Constitucional, Sala Plena, Sentencia C-030 del 1 de febrero de 2012, Magistrado Ponente: Dr. Luis Ernesto Vargas Silva.

¹⁴⁶ Corte Constitucional, Sentencia C-713/2012, Magistrado Ponente: Mauricio González Cuervo.

¹⁴⁷ Se resalta que, en el presente caso, tal como se ha desarrollado a detalle a lo largo de la presente actuación administrativa sancionatoria, la normativa que soportó el cargo único imputado es clara en señalar las cargas obligacionales que debe satisfacer un prestador, en lo que tiene que ver con la estructuración del precio ofrecido para la bolsa de energía y en cumplimiento del reglamento de operación y acuerdos adoptados para la operación del sistema interconectado nacional (SIN).

verificable de los costos variables asociados a su operación. En el caso de plantas hidroeléctricas, como se precisó, tales costos corresponden fundamentalmente al valor de oportunidad del agua, conforme a las condiciones operativas y económicas del sistema interconectado nacional a mediano y largo plazo.

En este contexto, cabe precisar que el Anexo A4 de la Resolución CREG 024 de 1995 — norma citada por la defensa— no contradice la obligación anteriormente señalada, sino que, por el contrario, la reafirma. En efecto, dicho anexo establece:

“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 serán flexibles e incluirán el efecto de la incertidumbre y las diferentes percepciones de riesgo de los generadores”. (Énfasis agregado).

Así pues, lejos de debilitar el marco normativo que soportó la imputación, este fragmento reafirma que la flexibilidad en los precios de oferta no significa libertad absoluta ni autorización para ignorar el parámetro central del costo variable. Por el contrario, reconoce que la estimación de tales costos puede incorporar el efecto de la incertidumbre —propio de cualquier mercado basado en expectativas futuras—, pero siempre dentro de los límites que impone el principio de eficiencia y el deber de reflejar una estructura de costos realista y razonable.

Esta interpretación también ha sido confirmada por el propio Regulador en el documento CREG 055 de 2001, en el cual explicó:

*“(...) cada agente generador realiza una oferta de precios a la Bolsa de Energía que **debería reflejar su estructura de costos variables.***

Si bien el precio de la generación de electricidad es libre, no quiere decir ello que los generadores puedan ofertar cualquier precio que no corresponda a sus costos; por el contrario la Resolución Creg CREG-055 de 1994, dispone:

“Artículo 6. Ofertas de precio en la bolsa de energía. 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:

Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.

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”.

(...). (Énfasis agregado).

La tipicidad de la conducta en este caso se sustenta, entonces, en la existencia de un deber específico, claro y predeterminado, aplicable a la actuación de los generadores en el mercado. Este deber no se satisface simplemente con la presentación de un precio de oferta, sino con que dicho precio corresponda técnica y económicamente a los costos variables que razonablemente se prevé asumir. La inclusión de elementos como la percepción del riesgo o la incertidumbre no constituye una cláusula de escape que exonere al agente de esta obligación; se trata de consideraciones accesorias, que pueden modular la estimación, pero no sustituir el criterio central definido por la regulación.

Así las cosas, no resulta jurídicamente admisible la interpretación de ENEL, según la cual bastaría con una percepción subjetiva de riesgo para configurar válidamente el precio de oferta, prescindiendo del análisis de los costos variables exigido por la Resolución CREG 055 de 1994. Tal postura equivale a vaciar de contenido el deber normativo y a habilitar márgenes discrecionales incompatibles con los principios de transparencia y eficiencia que estructuran el mercado mayorista de energía eléctrica.

En síntesis, la tipicidad de la conducta se encuentra plenamente acreditada, dado que el agente, al formular sus ofertas de precio entre el 17 al 22 de octubre de 2022, omitió observar un deber regulatorio inequívoco, predeterminado con claridad en la normatividad técnica aplicable y exigible a su actividad como generador en el MEM.

Conforme lo expuesto, concluye este Despacho que, en el presente caso no se vulneraron los principios de legalidad ni de tipicidad, toda vez que la imputación contra la INVESTIGADA se fundamentó en normas claras, específicas y de obligatorio cumplimiento previamente

establecidas en el marco regulatorio aplicable (Resolución CREG 055 de 1994, Resolución CREG 024 de 1995 y Resolución CREG 080 de 2019).

Se aclara por tanto que, la conducta reprochada, consistente en la omisión de reflejar adecuadamente los costos variables de generación —incluido el costo de oportunidad del agua para plantas hidroeléctricas—, no responde a interpretaciones arbitrarias o hipótesis subjetivas, sino a un mandato normativo inequívoco.

3.2.4.3. Respecto a los argumentos “Inexistencia de incumplimiento del numeral 1.2. del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, el literal a. del artículo 6 y el Anexo A- 4 de la Resolución CREG 024 de 1995” y “Las ofertas de Enel Colombia se ajustan a los principios de la libre iniciativa privada dentro de los límites del bien común, establecidos en las Resoluciones CREG 054 y 055 de 1994 y la Resolución CREG 024 de 1995 y derivan de las condiciones en que debió operar la CHB para los días objeto de la actuación”

En este acápite, ENEL explicó la forma en que, bajo su perspectiva debían interpretarse las normas imputadas. Veamos:

“La correcta lectura del numeral 1.2. del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, el literal a. del artículo 6 y el Anexo A- 4 de la Resolución CREG 024 de 1995, desde la perspectiva de los principios constitucionales y legales de suficiencia financiera y libertad de empresa, implica entender que:

- *La definición de Bolsa de energía de la Resolución CREG 55 de 1994, establece que las cantidades y precios ofrecidos y demandados se conforma por el libre juego de la oferta y la demanda, de acuerdo con el Reglamento de Operación.*

- *El costo de oportunidad **no es la única, ni principal variable** que debe considerar el generador al momento de ofertar la energía en bolsa, como señala la Superservicios; pues ni el numeral 1.2. del artículo 6 de la Resolución CREG 55 de 1994, ni otra norma, expresamente señalan que el costo de oportunidad del agua sea la más importante o principal variable al momento de ofertar. **De hecho, el inciso final del Anexo A - 4 de la Resolución 024 de 1995 permite a los agentes ajustar sus ofertas a los criterios de flexibilidad, ponderación de la incertidumbre y a sus diferentes de percepciones de riesgos.***

- *El numeral 1.2. del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, el literal a. del artículo 6 y el Anexo A- 4 de la Resolución CREG 024 de 1995, **no establecen un criterio diferenciador en razón al nivel de los embalses, no se puede desprender de las normas que las plantas con embalses al 100% deban realizar ofertas con criterios diferentes a las demás plantas, por lo cual no se puede predicar, como hace la Superintendencia, que ‘7a oferta presentada por generadores hidroeléctricos que tengan sus embalses al 100% de capacidad debe equivaler al menor precio económico del Despacho Ideal’, sin tener en cuenta los demás criterios que señala las referidas normas**”¹⁴⁸. (Énfasis del texto)*

Aunado a ello, ENEL manifestó:

“Para determinar el alcance de las reglas que deben seguir los generadores en su desempeño en el mercado de energía y específicamente en sus ofertas en la bolsa de energía, se debe partir del postulado de libertad de empresa del artículo 333 de la Constitución Política (...) Para el caso que nos atañe, el anterior precepto constitucional se desarrolla en el artículo 25 de la Ley 143 de 1994, que faculta Enel Colombia a participar libremente en la actividad de generación (incluida la bolsa de energía), en el marco del Reglamento de Operación, contenido en las resoluciones CREO 054 y 055 de 1994 y la resolución CREG 024 de 1995”¹⁴⁹.

Pues bien, frente a la argumentación expuesta por la INVESTIGADA, según la cual la regulación vigente permitiría a los generadores ofertar en la bolsa de energía sin considerar el costo de oportunidad como la única, ni principal variable, es necesario realizar las siguientes precisiones, a efectos de controvertir dicha tesis desde una perspectiva normativa, técnica y constitucional.

En primer lugar, la CREG, mediante la Resolución CREG 055 de 1994, estableció que los generadores al ofertar a la bolsa de energía deben reflejar los costos variables de generación. El numeral 1.2 del artículo 6 de la citada resolución dispone expresamente que la oferta de energía debe incorporar los costos variables de generación, dependiendo del tipo de planta¹⁵⁰. Ahora, se insiste en que esta obligación normativa no desaparece ni se diluye por el hecho de que el precio ofertado también pueda considerar elementos de incertidumbre o percepciones de riesgo propias de los generadores. Tales consideraciones,

¹⁴⁸ Cfr. Folio 200 de la carpeta pública No.1, reiterado en los folios 419 y 435 de la carpeta pública No.3 del expediente.

¹⁴⁹ Cfr. Folios 200 de la carpeta pública No. 1 y 201 de la carpeta pública No. 2, reiterados en los folios 419 revés y 435 revés de la carpeta pública No. 3 del expediente.

¹⁵⁰ Bajo dicho contexto, resulta particularmente llamativo que, ENEL sugiera que la formación del precio de oferta por parte de los generadores no debe tener como consideración principal los costos variables definidos en la Resolución CREG 055 de 1994, cuando dicha norma establece de manera expresa que, según la clase de planta, deben observarse unas obligaciones mínimas en materia de estructuración del precio ofertado, las cuales la INVESTIGADA Colombia aparenta desconocer.

según lo dispuesto por el Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995, no sustituyen la obligación principal de que los precios reflejen los costos variables. Por el contrario, la norma deja claridad en que los precios debían ser flexibles (no siempre los mismos) y que además se esperaba que con dichos precios se incluyera el efecto de la incertidumbre, en razón a que se estaban ofertando precios a futuro.

En consecuencia, los precios de oferta de las generadoras a la bolsa de energía deben reflejar principalmente los costos variables. Que estos precios no sean rígidos, que tengan incluidos el efecto de la incertidumbre por cuanto corresponde a los costos variables en los que se espera incurrir en el futuro, de corto plazo (24 horas), y que incluyan también las diferencias de percepción de riesgos de los generadores, no modifica esta regla¹⁵¹.

En segundo lugar, resulta improcedente desconocer, que no existe un criterio de especialidad normativa entre la Resolución CREG 055 de 1994 y la CREG 024 de 1995, cuando esta última tiene como propósito la regulación de aspectos comerciales del MEM, mientras que la primera regula expresamente la formación del precio de oferta de los generadores en la bolsa de energía. No puede pretenderse entonces que las disposiciones del Anexo A-4 de la Resolución 024 de 1995 tengan el efecto de derogar o neutralizar las reglas específicas contenidas en la Resolución 055 de 1994 respecto a la obligación de incluir los costos variables en la oferta.

En tercer lugar, la omisión por parte de ENEL de identificar y cuantificar los costos variables de generación en las ofertas presentadas para la Bolsa de Energía durante los días 17 al 22 de octubre de 2022 configura una infracción directa del mandato normativo contenido en el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994. Esta disposición exige que los generadores formen sus precios de oferta con base en los costos variables que efectivamente esperan incurrir por unidad de energía generada, los cuales, en el caso de las plantas hidráulicas, corresponden al costo de oportunidad del recurso hídrico, determinado a partir de la operación económica del SIN a mediano y largo plazo.

En contravía de dicho deber, la INVESTIGADA estructuró su precio de oferta con base en la observación del comportamiento de otras plantas generadoras, en lugar de hacerlo sobre la base de sus propias condiciones operativas y costos variables. Esta actuación no solo desnaturaliza la lógica económica que sustenta el modelo de formación de precios del MEM, sino que vacía de contenido el principio de eficiencia que lo rige, al sustituir el fundamento económico individual de la oferta por una estrategia comercial ajena a las condiciones objetivas de su unidad de generación.

En cuarto lugar, el argumento según el cual los generadores estarían habilitados para ofertar precios sin fundamento en costos, amparados en la libertad de empresa y la necesidad de garantizar su suficiencia financiera, carece de sustento constitucional, legal y regulatorio.

El modelo colombiano de prestación de servicios públicos, diseñado bajo los principios de economía social de mercado y eficiencia económica, está sujeto a regulación estatal conforme a los artículos 333, 334 y 336 de la Constitución Política, y, en lo que atañe a los costos, estos deben basarse en 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 SIN.

Permitir que los precios ofertados en la bolsa de energía se estructuren sobre la base de elementos indeterminables o percepciones subjetivas no verificables, desnaturaliza el carácter competitivo y transparente del MEM y abre la puerta a escenarios de especulación que resultan incompatibles con los principios de eficiencia, calidad y continuidad del servicio público de energía. No se trata, entonces, de restringir la libertad empresarial de los agentes del mercado, sino de exigir el cumplimiento de límites razonables y proporcionados, establecidos por la regulación, que garanticen una adecuada formación de precios en beneficio del usuario final¹⁵² y del funcionamiento eficiente del sistema eléctrico.

En ese sentido, la obligación de reflejar en las ofertas el costo variable de generación no constituye una barrera de acceso al mercado, ni una restricción a la libertad económica. Por

¹⁵¹ Por ello, el precio que deben ofertar los generadores a la bolsa de energía no puede ser una relación infinita, indeterminable e incuantificable de variables, de riesgos e incertidumbres asociadas a todo tipo de variables del mercado de corto, mediano y largo plazo, ni es la fijación libre por la empresa, como se deduce de los diferentes planteamientos y argumentos propuestos por la defensa.

¹⁵² Nótese entonces que, lo que se reprocha en el marco de la presente actuación administrativa no es que la INVESTIGADA haya considerado percepciones de riesgo al momento de formular su oferta, sino que, al hacerlo, omitió de manera injustificada la incorporación de los costos variables exigidos por la regulación, configurando con ello una infracción a los deberes legales y regulatorios que le eran exigibles entre el 17 al 22 de octubre de 2022.

el contrario, dicha exigencia se enmarca dentro de las condiciones estructurales que garantizan la asignación eficiente de los recursos en el MEM. Los agentes generadores conservan su libertad para participar en el mercado, ofertar y vender energía, establecer relaciones contractuales y mantener clientela, sin que el cumplimiento de los principios de transparencia, eficiencia y racionalidad económica implique una limitación arbitraria o desproporcionada a su actividad.

Además, cabe reiterar que la libertad de empresa, si bien está protegida constitucionalmente, no es un derecho absoluto. Conforme lo establece el artículo 333 de la Carta Política, dicha libertad tiene una función social y su ejercicio debe enmarcarse dentro de los límites del bien común y del desarrollo armónico de los sectores económicos. Por ello, este Despacho no desconoce el derecho de ENEL a desarrollar actividades de generación de energía eléctrica, ni impone restricciones que comprometan su viabilidad económica. Pero sí le corresponde velar porque el comportamiento de los agentes no distorsione los principios esenciales del mercado, ni afecte la prestación eficiente, continua y segura del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Finalmente, resulta necesario destacar que los argumentos invocados por ENEL se desvanecen al ser confrontados con las circunstancias fácticas concretas en que ocurrieron los hechos objeto de investigación. En efecto, se trata de una planta hidroeléctrica, cuyo embalse se encontraba al 100% de su capacidad y que, optó por realizar vertimientos de agua por un periodo de seis (6) días sin tener en cuenta el costo de oportunidad del recurso hídrico. De manera concomitante, dicha planta formuló una oferta al MEM con un precio que desconocía por completo los costos variables de generación, en abierta contradicción con las obligaciones regulatorias vigentes.

Bajo tales condiciones, no resulta jurídicamente admisible que la INVESTIGADA invoque genéricamente la existencia de riesgos, incertidumbres o criterios comerciales para justificar su decisión de no ser despachada, cuando el marco normativo aplicable —particularmente la Resolución CREG 055 de 1994— le imponía el deber de estructurar su oferta con base en los costos variables correspondientes a su tecnología de generación.

Adicionalmente, considera este Despacho que la incertidumbre y la percepción de riesgo, si bien pueden ser tenidas en cuenta por el agente generador, deben ser objeto de una valoración razonable. De lo contrario, lo que se presenta como un criterio de discrecionalidad empresarial se transforma en un factor especulativo, ajeno a los principios de eficiencia y transparencia que rigen el funcionamiento del MEM, como ocurrió en el presente caso.

En suma, la tesis defendida por ENEL vulnera la normatividad vigente, desconoce el principio de eficiencia económica y contraría el modelo de formación de precios competitivos en el MEM, razón por la cual los argumentos presentados no están llamados a prosperar.

3.2.4.4. Respecto al argumento según el cual “Determinación de los precios de oferta de la CHB durante los días 17 al 22 de octubre” se realizó “bajo los criterios definidos del numeral 1.2. del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, el literal a. del artículo 6 y el Anexo A- 4 de la Resolución CREG 024 de 1995”

En este acápite, la INVESTIGADA se refirió de forma específica a las consideraciones que habría tenido en cuenta para determinación del precio ofertado a la bolsa de energía durante los días 17 al 22 de octubre de 2022. Al respecto indicó:

“Por las razones señaladas en los numerales anteriores, el costo de oportunidad del agua embalsada no era cero como plantea la SSPD, pues existían las razones de seguridad operativa mencionadas, que implicaban riesgos e incertidumbres que se deben tener en cuenta al momento de la formulación de las ofertas, conforme al numeral 1.2. del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, el literal a. del artículo 6 y el Anexo A- 4 de la Resolución CREG 024 de 1995

La formación del precio de oferta, tuvo en cuenta que el agua embalsada era la necesaria para atender los requerimientos de generación de seguridad que se pudieran presentaren el horizonte cercano. La responsabilidad de Enel Colombia consistió en asegurar que se contara con suficiente agua embalsada para atender la generación de seguridad que se estaba presentando y que en su momento resultaba previsible. Para ejemplificar este punto, en la siguiente gráfica se presenta cómo hubiese evolucionado el nivel de embalse si se hubiese presentado una generación de seguridad de 11.17 GWh diarios (como la que se presentó el 28 de septiembre) y se mantuvieran los aportes promedio de lo corrido del mes (85% de la media histórica). Se observa que en este escenario el embalse llega a niveles cercanos al 60%, nivel considerablemente bajo para asegurar la generación de seguridad en alguna contingencia adicional, tales como el retraso del mantenimiento de Quimbo, reducción de los aportes por cuenca propia y el aumento de la generación de seguridad.

(...)

*En virtud de esta sensibilidad del embalse, durante estos días se continuó presentando ofertas de precio altas por la CHB para evitar que una generación en mérito consumiera las reservas de agua destinadas a la generación de seguridad. También es importante considerar que se podrían presentar retrasos en la fecha final de la ejecución del mantenimiento de las unidades de la planta El Quimbo, lo que se conoce en el sector como colas del mantenimiento, al tratarse de un mantenimiento anual complejo en una unidad de gran tamaño. La parada total de la central Quimbo ejecutada del 17 al 22 de octubre se programó entre otros para la inspección y mantenimiento del sistema de inyección de oxígeno, el cual permanece sumergido en la descarga de las unidades de generación y solo hasta tener la central completamente detenida, el canal de fuga desocupado y las condiciones de seguridad apropiadas, se puede evaluar el alcance definitivo de la intervención, lo que implica que aun cuando la ventana de mantenimiento se programa con holguras, pueden presentarse situaciones no previstas que implican una cola de mantenimiento. **El principal objetivo considerado en la oferta de CHB durante los días 17 al 22 de octubre era mantener la máxima cantidad de agua almacenada, para garantizar la generación por seguridad y por ende la continuidad del servicio, que como menciona la SSPD presenta restricciones.***

Es necesario recordar que el embalse de CHB al ser de baja regulación, en un solo día de alta generación, como estaban siendo los despachos por seguridad recientemente atendidos, combinado con bajos aportes por la referida indisponibilidad total de El Quimbo, se calcula que pueden disminuir hasta 10 puntos porcentuales. Esto implica que en un horizonte de 5 días y ante la ausencia de aportes significativos, el embalse de Betania podía pasar del 100% a menos del 60% repitiendo la situación ocurrida a finales de septiembre.

Por lo anterior manifestamos que de ninguna manera se puede asegurar que durante los días 17 al 22 de octubre, el costo de oportunidad del agua embalsada en Betania fuera cero, ni era la principal variable para configurar las ofertas por la CHB. La SSPD debe tener en cuenta que la planeación de las ofertas de la CHB, conforme al Anexo 4 de la Resolución CREG 24 de 1995 interiorizó los riesgos e incertidumbres de las altas expectativas de generación por seguridad y el 100% de certeza de recibir muy bajos aportes toda vez que al encontrarse en mantenimiento El Quimbo, no se iban a recibir sus descargas de generación, limitándose las afluencias al embalse de CHB exclusivamente al caudal ecológico descargado por El Quimbo más la serie natural Betania Cuenca Propia, que para la fecha venía presentando un comportamiento deficitario.

El concepto de costo de oportunidad hace referencia al mejor uso alternativo que se le puede dar a un recurso. Entre los días 17 y 22 de octubre el sistema colombiano contaba con más de 14 TWh embalsados, recursos suficientes para atender la demanda de energía de mediano plazo, sin embargo, solo se disponía de 120 GWh embalsados en la CHB para atender el requerimiento de seguridad. En ese sentido, concluir que, por tener el embalse al 100%, el costo de oportunidad debió ser cero es incorrecto, porque no considera más variables, como el riesgo e incertidumbre al que se refiere el Anexo 4 de la Resolución CREG 24 de 1995. Si se considera todo lo mencionado ampliamente, en especial la necesidad imperativa de asegurar la disponibilidad de recurso para atender generaciones de seguridad definitivamente justifica que Enel Colombia tuviera una percepción absolutamente superior del valor del recurso.

Adicionalmente, si se quiere una operación segura, confiable y económica del sistema sería imprudente esperar que la Central Hidroeléctrica Betania, el único recurso hidráulico con capacidad de atender la generación de seguridad requerida para atender la demanda en ese tramo del SIN como lo reflejaban los análisis eléctricos del CND, incluidos en el pliego de cargos de la SSPD, entrara a competir por la generación de mérito con otros recursos de diferente percepción de valor del agua.

(...)

En la gráfica tipo "PIE" anterior se observa que el sistema disponía en ese momento de 14 TWh de energía embalsada, siendo las reservas de Betania menos el 1% de la energía total disponible almacenada del sistema. Estas escasas reservas de Betania eran las únicas que podrían atender con energía hidráulica, el requerimiento de seguridad mencionado. El uso de las reservas de Betania para generar en mérito habría puesto en riesgo la continuidad de la operación del sistema y por ende el abastecimiento de la demanda. En caso de haberse presentado llamados a seguridad superiores y Betania encontrarse sin reservas hubiera podido llegar a ser necesario programar racionamientos de demanda sectorizados, que de acuerdo con el reporte del costo incremental de racionamiento publicado por la UPME fue de valor es para CRO 1 COP\$1.993,7.

Queremos reiterar que las ofertas de la CHB entre los días 17 al 22 de octubre buscaban asegurar la continuidad en la prestación del servicio mediante la preservación del recurso hidráulico que podía atender las generaciones de seguridad que se estaban necesitando en esos días en cumplimiento del artículo 6 de la ley 143 y bajo los criterios de gestión de riesgos que exige la Resolución CREG 080 de 2019.

(...)

Por lo explicado, Enel Colombia actuó conforme al Reglamento de Operación y acatando los criterios de gestión del riesgo del artículo 22 de la Resolución CREG 80 de 2018, pues mediante la oferta en el mercado spot gestionó de manera diligente el riesgo operativo de preservar el recurso de la CHB para asegurar la disponibilidad de la oferta y la continuidad de la prestación del servicio en particular el asociado a la generación de seguridad requerida en esos momentos.

No es dable concluir que Enel Colombia incurrió en un incumplimiento del artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995, pues con los

argumentos expuestos queda claro que la formación de ofertas se hizo conforme al Anexo 4 de la Resolución CREG 24 de 1995, e interiorizó riesgos e incertidumbres de la operación, que propendía por preservar el escaso recurso almacenado en la CHB para atender la generación de seguridad requerida por el sistema, renunciando incluso a los ingresos que hubiera recibido si la CHB se hubiera despachado en mérito¹⁵³. (Énfasis propio del texto).

En este acápite, de nuevo, ENEL sostiene que el precio formulado para los días objeto de investigación obedeció a una valoración interna de riesgos e incertidumbres derivadas de condiciones operativas del sistema, en atención al principio del costo de oportunidad reconocido por la regulación vigente; dicha afirmación, si bien invoca genéricamente las previsiones contenidas en el numeral 1.2 del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, así como en el literal a) del artículo 6 y el Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995, no se encuentra respaldada ni permite verificar cómo se realizó la valoración de tales riesgos, ni cuál fue el valor económico atribuido al uso del recurso hídrico embalsado en las condiciones específicas del despacho analizado.

En efecto, la mera invocación del concepto de costo de oportunidad no resulta suficiente para justificar una señal de precio que se aparta significativamente de los costos variables de una central hidroeléctrica, sin que se acredite un ejercicio riguroso de estimación que atienda a parámetros objetivos, verificables y concordantes con las condiciones operativas del sistema durante el periodo comprendido entre el 17 al 22 de octubre de 2022.

Debe recordarse que, si bien el marco regulatorio permite que los agentes internalicen en sus estrategias de oferta ciertos elementos de riesgo e incertidumbre, no significa atribuir un valor indeterminado al recurso hidráulico, máxime cuando no se acreditan eventos extraordinarios o imprevisibles que condicionarán su disponibilidad. En otras palabras, el principio del costo de oportunidad no exime al agente del deber de ofrecer precios consistentes con los costos de operación reales de sus unidades de generación, ni ampara conductas que, por su opacidad o falta de correspondencia con la realidad operativa, puedan distorsionar el funcionamiento eficiente del mercado.

Se reitera entonces que, en la oferta presentada por la INVESTIGADA se advierte una marcada desconexión entre la señal de precio formulada y los costos variables de generación, sin que medie justificación suficiente para ello.

Ahora bien, en relación con la justificación adicional presentada por ENEL, según la cual el precio de oferta habría incorporado un análisis prospectivo del nivel de embalse requerido para atender generación de seguridad en un horizonte cercano, este Despacho considera necesario realizar las siguientes precisiones.

En primer lugar, si bien es cierto que la gestión responsable del recurso hídrico embalsado puede justificar decisiones prudentiales en la estrategia de oferta —en especial ante escenarios de incertidumbre o generación no prevista—, ello no habilita a los agentes para trasladar a cada día del despacho el riesgo acumulado de toda una semana, como si la decisión de ofertar no estuviera sujeta a revisión y actualización diaria. La lógica operativa del MEM implica que el proceso de oferta y despacho se realiza de manera diaria, de modo que cada agente cuenta con información nueva y actualizada sobre las condiciones del sistema, los niveles de embalse, las demandas previstas y las posibles restricciones técnicas, lo que le permite ajustar sus ofertas con base en datos concretos y no sobre proyecciones acumuladas que suponen un escenario de riesgo continuo sin matices.

En este sentido, la gráfica aportada por la INVESTIGADA, en la cual se ilustra un supuesto descenso progresivo del nivel del embalse bajo un escenario de generación diaria constante de 11,17 GWh, parte de un supuesto teórico que no refleja la lógica real del despacho. Cada día, ENEL tuvo la posibilidad de observar el nivel actualizado del embalse, valorar los riesgos reales y formular su oferta en atención a la situación concreta de las 24 horas siguientes, tal como lo permite el marco regulatorio y como lo exige el principio de eficiencia en la participación en el mercado mayorista.

De hecho, al analizar el documento denominado “*Instructivo de operación No. 1743*”¹⁵⁴, versión 2 del 15 de diciembre de 2020¹⁵⁵, se constata que ENEL era plenamente consciente

¹⁵³ Cfr. Folios 205 a 209 de la carpeta pública No.1, reiterado en los mismos términos en los folios 421 revés al 423 revés y 437 revés al 439 revés de la carpeta pública No. 3 del expediente.

¹⁵⁴ El cual, según se dispone en el mismo documento “*es de aplicación, de la forma más extensiva posible, en Colombia, y de conformidad con cualquier ley, regulación y normas de gobierno corporativo aplicables, incluyendo cualquier disposición relacionada con el mercado de valores o separación de actividades, que en cualquier caso prevalecen sobre las disposiciones contenidas en el presente documento*”. (Cfr. Folio 318 revés de la carpeta pública No. 2 del expediente).

¹⁵⁵ Cfr. Folios 318 a 324 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

de esta circunstancia. En dicho instructivo se establece expresamente que los términos oferta y preoferta deben entenderse de la siguiente forma:

“Oferta: Hace referencia al **envío diario** (antes de las 8.00 am según la resolución regulatoria vigente) de la oferta para la operación del día siguiente. La oferta se envía al operador del mercado colombiano (XM) mediante aplicativo electrónico (CND net) ó mediante otros formatos (ej. fax) contemplados en la regulación. La oferta contiene el precio de oferta de los recursos (mercado mayorista y mercado de AGC), la oferta de AGC y la declaración de la disponibilidad.

Preoferta: Análisis diario que se lleva a cabo en la división de bolsa de energía, un día antes de la oferta definitiva de los recursos de generación. Tiene en cuenta la información más reciente de corto plazo (ej. Nivel de los embalses del sistema, hidrología reciente, disponibilidad de los recursos de generación, plan mantenimientos propios y de la competencia, comportamiento reciente de los agentes y su nivel de contratación, despacho de generación días anteriores, indisponibilidades de la red de transmisión, previsión de demanda día siguiente, etc.).

En el análisis de la pre oferta, se construyen diferentes escenarios que se simulan con un modelo de mercado. Como resultado de la pre oferta se define la oferta por cada recurso para cumplir las consignas de la estrategia mensual (consecución del margen, generación esperada, etc.).

Se deja soporte de los análisis realizados (tales como escenarios modelados, estimaciones de Margen Variable, orden de mérito con los precios de oferta de los recursos del Sistema (despacho pre ideal), aportes hidráulicos de las principales cuencas de EMGESA, pronósticos hidrológicos de corto plazo, precios de oferta de los recursos del SIN, oferta AGC, comportamiento y generaciones de la competencia)¹⁵⁶. (Énfasis agregado).

Pretender justificar un precio elevado, que se mantuvo por seis (6 días), bajo el argumento de que se estaba protegiendo el recurso ante contingencias aún no ocurridas —como el retraso de un mantenimiento o la reducción de aportes hídricos— implica desconocer el carácter dinámico, flexible y ajustable del mecanismo de ofertas en el MEM, y supone, además, una externalización anticipada del riesgo hacia el precio, sin una evaluación real de su magnitud ni una explicación sobre cómo se determinó el valor económico asociado a su mitigación.

La misma lógica resulta aplicable frente a la presunta incertidumbre asociada al mantenimiento de la central El Quimbo, pues dicho mantenimiento tuvo lugar entre los días 17 al 22 de octubre de 2022, ello no implicaba que la INVESTIGADA estuviera enfrentando una incertidumbre absoluta o inmodificable durante los seis (6) días en los que ofreció un precio de 900 \$/kWh a la bolsa de energía. Por el contrario, el desarrollo del mantenimiento y la eventual identificación de retrasos operativos podían ser monitoreados y conocidos por el agente en tiempo real, lo cual le permitía reevaluar diariamente sus condiciones de operación y ajustar en consecuencia sus ofertas para cada jornada, de acuerdo con la información efectiva disponible y no con una simple proyección de máxima incertidumbre.

En ese sentido, no se configura una restricción sobreviniente o imprevisible que justificara la adopción de un precio significativamente superior al costo variable, como si el agente careciera de mecanismos de control o seguimiento de la evolución del mantenimiento. Aceptar este tipo de argumentación implicaría legitimar la formulación de precios bajo escenarios estáticos de riesgo acumulado, sin tener en cuenta que el diseño del MEM permite y exige una evaluación dinámica, flexible y actualizada de los factores que inciden en las decisiones de oferta.

Dicho ello, en segundo lugar, corresponde a este Despacho señalar que reconoce que la percepción de riesgo influye en las decisiones de oferta de los agentes del MEM, y reitera que en el marco del presente procedimiento no se está cuestionando la existencia de incertidumbres operativas o la necesidad de adoptar medidas prudenciales por parte de la INVESTIGADA, lo que se controvierte es la ausencia de una justificación, que permita comprender cómo dichas variables se tradujeron en el precio finalmente ofertado al CND.

De forma particular, resulta significativo que la propia INVESTIGADA haya manifestado que el precio de referencia para su oferta fue el de TermoValle, una central térmica cuyas condiciones técnicas, riesgos operativos y costos variables son sustancialmente distintos a los de la Central Hidroeléctrica de Betania. Esta afirmación refuerza la conclusión de que el precio ofertado no respondió, en lo fundamental, a un análisis de costos propios, sino a una estrategia comercial que tuvo como consecuencia afectaciones en la eficiencia del mercado.

En tercer lugar, es preciso aclarar que la definición de costo de oportunidad no puede entenderse de forma libre o subjetiva por parte de los agentes generadores, como lo sugiere ENEL al afirmar que este concepto se refiere al “*mejor uso alternativo*” que se le puede dar a un recurso. Por el contrario, la regulación aplicable en el MEM establece expresamente cómo

¹⁵⁶ Cfr. Folio 319 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

debe entenderse este concepto en el contexto de las ofertas de precio. En efecto, el numeral 1.2 del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 dispone que:

“Artículo 6. Ofertas de precio en la Bolsa de Energía. 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:

(...)

1.2. 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”.

De esta disposición se desprende que el costo de oportunidad del agua debe reflejar el valor económico de utilizarla en el momento de la oferta, en función de la operación económica del sistema, y no una valoración unilateral basada en apreciaciones genéricas de riesgo o escasez futura.

Asimismo, debe recordarse que el diseño del MEM parte del principio de centralización del despacho económico por parte del CND, a quien le corresponde configurar diariamente el despacho ideal conforme a la información de precios y disponibilidades reportadas por los agentes. Es decir, no es la INVESTIGADA quien define cómo se cubrirá la demanda, ni cómo se estructurará la generación por seguridad. Su responsabilidad, en los términos de la regulación vigente, consiste en declarar de manera transparente la disponibilidad de sus unidades y el precio representativo de sus costos variables, incluyendo el valor económico del agua cuando se trate de hidroeléctricas.

En este sentido, las afirmaciones según las cuales ENEL buscaba “asegurar la disponibilidad del recurso para atender generaciones de seguridad” o que su percepción del valor del agua era “absolutamente superior” carecen de sustento, y trasladan a la empresa obligaciones que no le corresponden.

De este modo, no se desvirtúa el reproche formulado por este Despacho. Por el contrario, la argumentación presentada refuerza la conclusión de que el precio ofertado no se corresponde con los costos variables del recurso, ni obedece a una lógica plenamente coherente con la realidad operativa del sistema durante los días analizados.

3.2.4.5. Respecto al argumento según el cual en el presente caso “(...) no se demuestra la distorsión del mercado de energía, por ende, no logra establecer el incumplimiento del artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019”

Centrándose específicamente en la afectación al funcionamiento eficiente del mercado, ENEL manifestó:

“Respecto del apartado del cargo único que afirma que las ofertas de la CHB del 17 al 22 de octubre de 2022, tuvieron como efecto la distorsión del funcionamiento eficiente del mercado de energía, en contravención del artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, encontramos que las afirmaciones y análisis de mercado aportados en los Anexos del pliego de cargos, carecen de solidez para demostrar los efectos que se pretenden derivar la situación presentada.

En el análisis del cargo, la Superservicios afirma que Enel Colombia contravino el artículo 23 de la Resolución CREG 80 de 2019, al distorsionar el funcionamiento eficiente del mercado de energía por incrementar los precios de bolsa entre el 17 y 22 de octubre de 2022. Sin embargo, el pliego de cargos no refiere haber utilizado una técnica o procedimiento para cuantificar la supuesta distorsión del mercado que sea aceptado por el ordenamiento jurídico o la doctrina especializada;(…)

Esta falta de aplicación de una metodológica aceptada por el ordenamiento jurídico o la doctrina especializada, se refleja en una falta de fundamentación en los análisis aportados por la SSPD como anexos al pliego de cargos, que contienen desde errores de transcripción de los datos fuente reportados por XM hasta hipótesis y conclusiones que no son claras ni demostrables, pues desde su génesis contienen errores de fondo en los valores de los datos, e ignoran aspectos fundamentales de la operación de los embalses, de la formación del despacho y del real efecto que puede tener la formación del precio en bolsa en la demanda. Para entender en detalle esta afirmación, presentamos las siguientes razones que demuestran que las conclusiones de distorsión del mercado son erróneas y por ende, desde la sana crítica, carecen de mérito para demostrar una afectación en el mercado de energía.

Las diferentes pruebas elaboradas durante el proceso y en especial las presentadas por la empresa XM, no lograron demostrar de manera inequívoca el eventual impacto en el precio spot que dichas ofertas pudieron haber causado, teniendo en cuenta lo siguiente:

(...)

Por lo tanto, se concluye que la decisión de la autoridad administrativa, con las pruebas aportadas, no tiene elementos que demuestren de manera clara y sin errores, cual es el presunto impacto en el precio spot que pudo haber causado las ofertas de precio de CHB, que incluyeron elementos de priorizar la operación confiable y segura del sistema, como se ha explicado reiteradamente.

(...) Sobredimensionamiento del efecto de una hipotética sobrevaloración del costo de oportunidad de la central Betania

El costo de oportunidad de la CHB durante el periodo en cuestión no era cero teniendo en cuenta la importancia de la central para la gestión de la operación segura del sistema interconectado nacional, la baja capacidad de regulación del embalse, y otras condiciones operativas explicadas en el numeral 4.1.

Las ofertas de esta central estuvieron alineadas con el numeral 1.2. del artículo 6 del a Resolución CREG 55 de 1994, el Anexo 4 de la Resolución CRE40100638G 26 de 1995 y los artículos 22 "Gestión de riesgos" y 24 "Riesgo en la prestación del servicio" de la resolución CREG 080 del 2019. Sin embargo, adicional a este error conceptual que presenta la acusación de la SSPD de asumir que el costo de oportunidad es cero únicamente porque se presentaban vertimientos, la valoración del supuesto efecto que tuvo sobre el mercado también tiene varios errores en lo que se refiere al efecto de una hipotética sobrevaloración del costo de oportunidad de la CHB, como explicaremos a continuación.

(...) El Control de los vertimientos simulado por la SSPD resulta imposible en la operatividad del embalse de la CHB

Aunque ha quedado ampliamente demostrado que el recurso embalsado en Betania para esos días tenía un costo de oportunidad diferente de cero, por tratarse de reservas destinadas a atender llamados de generación por seguridad, y condicionadas por los aspectos técnicos y operativos relatados. Solo en gracia de discusión y para demostrar los errores de fundamentación de los análisis de la SSPD, en este apartado, analizamos una eventual operación bajo una oferta como la que sugiere la SSPD en su acusación y los anexos que la soportan.

Para este caso, bajo las hipótesis de la SSPD y sin aceptar que estas conclusiones puedan ser ciertas, simulamos una oferta en la base para el día 17 de octubre, que supondría una generación máxima. En este escenario y por la baja capacidad de regulación de la central y la condición particular de ausencia de descargas de generación de El Quimbo vemos como la CHB saldría inmediatamente y durante 4 días de la condición de embalse lleno y sin vertimientos, argumentos empleados equivocadamente por la SSPD en su cargo.

Es así como vemos que hubiese bastado generar 2 días para evitar vertimientos, y por lo tanto el efecto de la hipotética sobrevaloración del costo de oportunidad de la CHB debería calcularse sólo para 2 de los 6 días del periodo en cuestión. Insistimos en que este análisis solo lo hacemos para fines ilustrativos y en ningún modo pretenden sugerir que la oferta de Betania debió haber sido diferente, porque hubiera puesto en riesgo la generación de seguridad y por consiguiente la continuidad en la prestación del servicio público de energía en una zona en particular del SIN.

(...)

No sobra aclarar que el tratar de controlar los vertimientos ofertando en la base a la CHB durante algunos días como lo sugiere la Superservicios, habría puesto en riesgo la capacidad de la central para soportar un llamado de seguridad del Sistema Interconectado Nacional - SIN, e incluso hubiese desconocido los criterios de operación segura del embalse"¹⁵⁷

"4.3.1.2. Cálculo de la afectación sobre el precio de bolsa es errado

Revisando los archivos de la SSPD que soportan los cálculos de afectación de los días 17 al 21 de octubre (no se allegó por la SSPD, ni reposa en el expediente soporte del día 22 de octubre), Enel Colombia encontró las siguientes graves inconsistencias en la tabulación de los datos y por ende en la de fundamentación de las conclusiones de la SSPD, situación que desvirtúa el valor de la afectación calculada por la SSPD:

- *El Máximo Precio de oferta (MPO) en versión TX1, utilizado para el cálculo de la afectación, no corresponde con lo publicado por XM: La SSPD coloca precios por encima de lo anunciado oficialmente por XM, lo que hace que la valoración obtenida tenga una afectación ficticia que no corresponde a la realidad operativa de los días mencionados.*
- *Una mala aplicación de la metodología de cálculo teórico del Máximo Precio de Oferta con el supuesto de una alta generación de CHB: La SSPD no contempló que la planta CHBe con la generación del mínimo operativo ya estaba aportando generación ideal en la curva de formación del MPO, esto ocasiona que en los cálculos de la SSPD se utilice una generación ideal de Betania mayor a su disponibilidad, aumentando así el delta precio de afectación calculada.*
- *No se contempla dentro de los cálculos la disminución de la disponibilidad de Betania por nivel de embalse; Al simular que la planta genera a plena carga durante 5 días y considerando que la planta El Quimbo esta fuera de servicio, el nivel de embalse de Betania se disminuye drásticamente, esto ocasiona que el factor de conversión se deteriore y disminuya la disponibilidad*

¹⁵⁷ Cfr. Folios 209 a 211 de la carpeta pública No. 2, reiterado en el mismo sentido en los folios 424 a 425 revés y 440 a 441 revés de la carpeta pública No. 3 del expediente.

a ofertar, colocar una disponibilidad mayor a la condición real de la planta aumenta el delta precio calculado.

4.3.1.3. Generación Ideal

Analizando el cálculo de afectación realizado por la Superservicios entre los días 17 al 21 de octubre, encontramos que no se tuvo en cuenta que la inflexibilidad de Betania (60 MW) que estaba en el primer despacho ideal (aunque Betania estuviera fuera de mérito) y eso afectó el cálculo del máximo precio de oferta (MPO) tal como se mencionó anteriormente. Esto hace, que se duplique la generación del mínimo operativo de la central y por lo tanto se exagere el efecto de simular la generación plena con Betania (precio de oferta igual a precio base). Esta duplicidad del mínimo operativo se reprodujo en el cálculo de la afectación al precio de bolsa en todos los periodos (todas las horas de todos los días).

(...)

En general podemos concluir que la estimación elaborada por la SSPD del supuesto efecto en el precio spot por no haber ofertado a la CHB en el precio base contiene errores tanto en los precios iniciales empleados (un 28% de los periodos) como en la metodología empleada al ignorar que Betania a pesar de estar ofertada fuera de mérito ya estaba aportando a la generación ideal 60 MW de su capacidad. Esto, supone una sobreestimación de la variación en precios marginales, que desde la sana crítica, amerita concluir que los anexos llevan a resultados erróneos e indebidamente fundamentados¹⁵⁸.

Frente a los diferentes cuestionamientos formulados por la INVESTIGADA en su escrito de descargos y alegatos, en relación con la supuesta falta de rigor metodológico de los análisis de mercado aportados en los anexos del Pliego de cargos, el material probatorio que integra el expediente, y la alegada inexistencia de una técnica aceptada por el ordenamiento jurídico para cuantificar la afectación al mercado, es necesario precisar lo siguiente:

- i) En el marco del procedimiento administrativo sancionatorio, el pliego de cargos tiene como finalidad poner en conocimiento del investigado los hechos, normas presuntamente vulneradas y las conductas reprochadas, sin que ello implique la exigencia de contar con una cuantificación cerrada y definitiva del impacto económico del comportamiento atribuido. Como es natural, la determinación precisa de la afectación generada por la conducta investigada corresponde a esta etapa procesal, con base en el análisis probatorio integral del expediente.

En consecuencia, los análisis presentados en el pliego de cargos —como los desarrollados en el MESI— tienen un carácter meramente ilustrativo y preliminar, orientados a contextualizar el alcance de la conducta investigada y motivar razonablemente el inicio del procedimiento. En ningún caso puede exigirse que dichos anexos contengan una modelación económica definitiva o validada por el ordenamiento jurídico, pues tal exigencia desbordaría la naturaleza jurídica del acto de formulación de cargos.

Y en ese mismo sentido lo ratifica el Honorable Consejo de Estado:

“El pliego de cargos puede decirse que es una relación o resumen de las faltas o infracciones que concreta la imputación jurídico fáctica enrostrada al funcionario público o particular que cumple funciones públicas sometido a investigación, y de otro lado, que es la pieza que delimita el debate probatorio y plantea el marco de imputación para su defensa y al investigador para proferir congruentemente y conforme al debido proceso el fallo correspondiente.

En ese contexto, dentro de la clasificación de los actos administrativos, el pliego de cargos es un acto de preparatorio, que se define como “...aquellos que adopta la administración para tomar una decisión final o definitiva sobre el fondo de un asunto (...).

(...)

El debido proceso como derecho fundamental está referido en materia procesal disciplinaria, a que el inculpado conozca los cargos en forma clara, concisa y oportuna para que pueda ejercer todos los medios de réplica, pedir las pruebas, obtener su decreto y práctica, así como controvertir las que lo inculpan, presentar alegatos y en general, participar de modo activo en todo el proceso, lo que implica un gran debate con el agotamiento de las instancias a que haya lugar y las garantías que las mismas ofrecen”¹⁵⁹ (Énfasis nuestro)

- ii) Durante el presente procedimiento se han recaudado múltiples elementos técnicos y documentales que permiten constatar que la conducta desplegada por ENEL entre los días 17 al 22 de octubre de 2022 generó, efectivamente, un impacto relevante en la formación del precio de bolsa, afectando la eficiencia del mercado eléctrico colombiano. Tales elementos reposan en el expediente y han sido evaluados por este Despacho en el

¹⁵⁸ Cfr. Folios 211 a 216 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

¹⁵⁹ Consejo de Estado, Sección Segunda. Sentencia del 16 de febrero de 2012, expediente No. 11001-03-25-000-2010-00048-00(0384-10). Consejero Ponente Doctor Gustavo Eduardo Gómez Aranguren.

marco del principio de sana crítica, atendiendo criterios de objetividad, razonabilidad y conexidad fáctica.

- iii) En cuanto a la afirmación de la INVESTIGADA según la cual el efecto de la sobrevaloración del costo de oportunidad de la Central Hidroeléctrica de Betania habría sido “*sobredimensionado*”, resulta necesario precisar que el análisis efectuado por la SSPD no parte de una estimación simplista ni desconoce las particularidades operativas del embalse. Por el contrario, se basa en la constatación objetiva de que las ofertas presentadas en ese periodo fueron reiteradamente superiores a las que corresponden, dadas las condiciones hidrológicas y el contexto sistémico de abundancia de recurso hídrico.

Por ello, en esta etapa procesal, el Despacho reitera que como resultado del análisis de todo el ejercicio probatorio que integra el expediente, el precio de bolsa nacional simulado resulta inferior al precio de bolsa nacional real en los siguientes períodos:

- Los 24 períodos de los días 17, 18, 19 y 22 de octubre de 2022.
- 7 períodos del día 20 de octubre de 2022 (6, 7, 8, 12, 13, 14, y 24).
- 14 períodos del día 21 de octubre de 2022 (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 21, 22, y 24).

También es a lugar destacar que, utilizando la misma metodología de estimación del impacto usada inicialmente por la UMMEG en el MESI, incluyendo el impacto del día 22 de octubre de 2022 y ajustando la generación ideal del día 18 de octubre de 2022 reportada en la simulación, los precios de bolsa nacional reales (versión TX6) y los precios de bolsa nacional simulados por XM S.A. E.S.P., el impacto estimado total se establece en \$56.500 millones de pesos colombianos.

- iv) El argumento según el cual ofertar en la base podría haber implicado un riesgo para la atención de llamados por seguridad no desvirtúa el deber regulatorio de ofertar de conformidad con el numeral 1.2 del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, el cual impone a los agentes la obligación de reflejar en sus precios el valor económico del agua embalsada, conforme con la operación eficiente del sistema a mediano y largo plazo. En todo caso, el cumplimiento de este deber no es discrecional ni puede sustituirse por valoraciones empresariales *ex post* que supongan, en abstracto, un riesgo futuro o hipotético de afectación a la seguridad del sistema.
- v) La simulación presentada por ENEL —aún si se aceptara solo en gracia de discusión— no desvirtúa la existencia de un comportamiento reiterado de ofertas elevadas, ni elimina el efecto acumulado que éstas ejercieron sobre la formación del precio de bolsa durante el periodo bajo análisis. La evidencia obrante en el expediente permite establecer que, los vertimientos efectivamente se produjeron pese a las ofertas en precios elevados, lo que revela una pérdida de eficiencia en el uso del recurso hídrico, y por tanto, una afectación directa a uno de los principios estructurales del MEM.

Conforme con el análisis precedente, este Despacho considera acreditado que, durante el periodo comprendido entre el 17 al 22 de octubre de 2022, la INVESTIGADA, en su calidad de agente generador del MEM, presentó ofertas de precio para la Central Hidroeléctrica de Betania que no corresponden con el valor económico del recurso hídrico disponible, dadas las condiciones técnicas, hidrológicas y operativas del SIN en ese momento.

Tales ofertas —reiteradamente ubicadas en niveles altos, a pesar de la existencia de vertimientos y de una condición sistémica de abundancia— no reflejaron una gestión eficiente del recurso, ni fueron consistentes con los deberes de oferta definidos por la regulación vigente. Por el contrario, afectaron el precio al que cerró la bolsa durante el periodo objeto de investigación, alterando la eficiencia en la asignación de recursos.

Estas circunstancias permiten concluir que la conducta desplegada por ENEL es subsumible en el supuesto previsto en el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, el cual establece:

"Los agentes del mercado deberán actuar en forma leal, objetiva y eficiente en todas sus actuaciones en el mercado de energía mayorista, de tal forma que sus acciones no afecten ni distorsionen la libre formación de precios, ni atenten contra el funcionamiento eficiente del mercado".

En ese sentido, se advierte que la conducta atribuida se adecua material y jurídicamente a la infracción de dicho precepto, en tanto que se presenta una acción que —por su reiteración, contexto y efectos— generó una distorsión real y verificable en el funcionamiento eficiente del

mercado de energía, contrariando los principios de transparencia, eficiencia y competencia que lo rigen, afectando el sistema en un impacto estimado total de \$56.500 millones de pesos colombianos .

Ahora bien, frente a los supuestos yerros en los mencionados cálculos de afectación señalados por Enel Colombia, este Despacho considera que esas objeciones no logran desvirtuar la solidez del análisis efectuado. En primer lugar, en relación con la presunta inconsistencia entre los valores del Máximo Precio de Oferta (MPO) empleados en el análisis de esta Superintendencia y los reportados por XM S.A. E.S.P. en su publicación oficial, se aclara que los cálculos realizados se basan en series horarias reales de despacho y precios, extraídas del Sistema de Información del Mercado (SIMEC), y no en tabulados de resumen, por lo cual las diferencias observadas podrían deberse al uso de fuentes o cortes diferentes, sin que ello implique error metodológico o alteración de los datos fuente.

En segundo lugar, frente al señalamiento de que la simulación habría asignado a Betania una generación ideal superior a su disponibilidad real, cabe precisar que el análisis parte del supuesto de un mayor despacho de la planta hasta su disponibilidad máxima, sin alterar sus mínimos técnicos, bajo la hipótesis contra-factual de un comportamiento eficiente y competitivo.

Como bien se indicó, dicha simulación sólo es válida en tanto la generación adicional considerada no haya sido efectivamente ofertada como generación flexible en la curva original. En este sentido, si parte de la capacidad de Betania fue ofrecida a precios altos y quedó por fuera del despacho (merit-order), su consideración como generación ideal no implica un exceso o sobreestimación, sino un ejercicio de contraste entre el comportamiento real del agente y el que habría correspondido bajo condiciones de eficiencia, de acuerdo con los fundamentos del artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019.

Finalmente, en cuanto a la supuesta omisión del efecto de agotamiento del embalse y su impacto sobre la disponibilidad futura de generación, se observa que el análisis se enmarca en un horizonte de corto plazo —concretamente, un periodo de seis días—, en el que el nivel de embalse de Betania no presentaba restricciones críticas o impedimentos de una oferta eficiente. Además, la simulación no asume una operación a plena carga permanente durante todo el periodo, sino una oferta competitiva dentro de los límites operativos razonables para ese horizonte. En consecuencia, los señalamientos efectuados no afectan sustancialmente las conclusiones sobre la distorsión generada en el precio de bolsa y su correspondencia con el principio de eficiencia.

En consecuencia, los argumentos presentados no tienen asidero jurídico y en tal sentido serán rechazados por este Despacho.

3.2.4.6. Respecto al argumento según el cual “Enel Colombia no obtuvo un beneficio económico derivado de los precios en bolsa del 17 al 22 de octubre de 2022”

Sobre este particular, la INVESTIGADA indicó como parte de sus consideraciones del acápite denominado “Culpabilidad”:

“Al margen de la discusión, sobre si hubo o no un incremento en el precio de bolsa como consecuencia de la oferta de precio de la CHB, cosa que no pudo probar la SSPD, es necesario tener en cuenta que los días 17 al 22 de octubre, Enel Colombia en su actividad de generación se encontraba en una situación comercial en la que sus compras en bolsa eran superiores a sus ventas en bolsa, como se puede observar en la gráfica 9 siguiente, lo que significa que, ante incrementos del precio de bolsa, enfrentaría costos de compra superiores.

Esto implica que no existiría un elemento de juicio racional e intencional para que Enel Colombia intentara subir artificialmente el precio del mercado resultante toda vez que dicho aumento de precio le causaría un costo y no un beneficio. Enel Colombia finalmente, en aras del cumplimiento de la ley, garantizó la confiabilidad del suministro (generación de seguridad) para que la demanda fuera atendida con generaciones de seguridad mientras el mantenimiento de Quimbo se realizaba. La gráfica 9 muestra las transacciones spot de Enel Colombia -Generación durante octubre, evidenciando que la transacción neta (barra verde) fue negativa durante el periodo en cuestión (...)

*La posición compradora de Enel Colombia Generación y el hecho que **la mayoría de la remuneración de generación de seguridad de CHV fue a costos OCV (costo cero) y no a precio spot como afirma la SSPD**, hace evidente que Enel Colombia Generación no obtuvo un beneficio económico por sus ofertas en bolsa, y demuestra que priorizó la operación confiable y segura del sistema por encima de sus intereses económicos.*

(4.4.2. o 4.5.) La generación por seguridad de la CHB no fue remunerada a precio spot de bolsa, sino a costos como contempla la Regulación.

La Superservicios afirma que las ofertas de la CHB de los días 17 a 22 de octubre, pudieron tener afectaciones en el precio pagado por las necesidades de generación de seguridad, y que el precio de oferta presentado por la empresa incidió en el aumento del precio de la generación por seguridad. Para desvirtuar la afirmación que se distorsionó el precio de la generación de seguridad, podemos afirmar con base en la liquidación de seguridad del Anexo 3 Liquidación Seguridad, que el precio recibido por Enel Colombia en relación con la generación por seguridad de la CHB se limitó al costo variable OCV (margen cero) y no al precio spot pagado en la bolsa para los días 18 a 22 de octubre, pues, se aplicó el artículo 38 de la Resolución CREG 060 de 2019 que indica que los embalses que se encuentran en nivel igual o superior al Nivel de Probabilidad de Vertimiento su precio de reconciliación positiva será igual a la suma de CERE, FAZNP, aportes de Ley 99 de 1993 y costo unitario por servicio de AGC, lo que equivale los OCV (Otros Costos variables - margen cero).

Para el caso de CHB entre los días 18 al 22 de octubre la planta se encontraba fuera de mérito y se le asignó generación de seguridad, por lo tanto, esa seguridad es remunerada con reconciliación positiva, pero adicionalmente el nivel de embalse era igual al NPV de la planta que en el mes de octubre es del 100%, en consecuencia, el costo al SIN de la seguridad prestada es igual a los OCV y la remuneración a Enel Colombia de esa seguridad es igual a cero contemplando que la empresa debe devolver al SIN los OCV. Por lo anterior no es cierta la afirmación de la Superservicios que responsabiliza a Enel Colombia de subir el precio spot al cual se le remunera la generación de seguridad, pues desconoce que la regulación ya contempla remuneración a costos y no a precio spot para los casos de embalses con nivel superior al NPV, junto con el hecho que la liquidación del Anexo 3 refleja que la mayoría de la generación se liquidó a OCV (margen cero)¹⁶⁰. (Énfasis propio del texto).

En sus descargos y alegatos, ENEL afirmó que no obtuvo un beneficio económico derivado de las ofertas elevadas presentadas por la planta Betania entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, en tanto que la energía generada por seguridad fue remunerada conforme a lo dispuesto en el artículo 38 de la Resolución CREG 060 de 2019, es decir, a costos OCV (Otros Costos Variables) y no al precio spot del mercado. También señaló que, durante ese mismo periodo, su portafolio presentaba una posición netamente compradora en bolsa, por lo que un eventual aumento del precio de bolsa le habría resultado perjudicial.

Al respecto, este Despacho considera pertinente aclarar que, si bien se reconoce que la generación de seguridad fue efectivamente remunerada a OCV, en los términos regulatorios citados por la empresa, y que dicha remuneración no representó para la INVESTIGADA un ingreso adicional derivado del aumento del precio spot, ello no desvirtúa la conducta imputada ni elimina los efectos nocivos que esta tuvo sobre el funcionamiento eficiente del mercado.

En efecto, la alteración al funcionamiento eficiente del mercado NO requiere que el agente haya obtenido un beneficio económico directo o inmediato, sino que basta con acreditar que su actuación impidió la asignación óptima de los recursos disponibles y generó un sobre costo para el sistema. En el presente caso, está acreditado que la planta Betania ofertó a un precio elevado (900 \$/kWh), apartándose del costo variable de generación propio de una central hidroeléctrica, para adoptar como referencia el precio de una planta térmica (Termovalle). Esta decisión contraviene abiertamente el principio de eficiencia que deben orientar la formulación de las ofertas en el MEM, y tuvo como efecto directo la exclusión de una unidad eficiente del despacho económico, lo que incrementa innecesariamente los precios de la energía en el mercado spot.

La validez de esta conclusión se refuerza con los resultados del ejercicio de simulación realizado por XM S.A. E.S.P., quienes informan que el cálculo del despacho ideal para los días 17 al 22 de octubre de 2022, que se hubiera dado si la empresa ENEL para la represa Betania hubiera ofertado un precio de 101.123 \$/MWh (101,123 \$/kWh), entendido este valor como el precio mínimo de oferta que un agente hidroeléctrico hubiera podido realizar durante los días mencionados para cubrir sus costos variables, considerando como \$0 el costo de oportunidad del agua al encontrarse realizando vertimientos en su embalse por exceso de aportes hídricos, habría sido incorporada al despacho económico, lo que habría permitido suplir la demanda con recursos más eficientes y a un menor costo.

Las mencionadas simulaciones realizadas por XM S.A. E.S.P. revelaron un impacto negativo significativo en el valor promedio diario de la bolsa de energía debido a la exclusión voluntaria de la planta de Betania. La ausencia de la planta de Betania del sistema de generación provocó una disminución en la oferta disponible, lo que, a su vez, generó un aumento en los precios de la energía en el mercado spot. Este incremento en los costos afecta necesariamente el valor promedio diario de la bolsa y por ende la economía de las transacciones energéticas durante esos días. Los resultados de estas simulaciones son cruciales para entender la sensibilidad del mercado eléctrico a la disponibilidad de sus

¹⁶⁰ Cfr. Folios 216 a 218 de la carpeta pública No. 2, reiterado en el mismo sentido en los folios 425 revés a 426 revés y 441 revés al 442 revés de la carpeta pública No.3 del expediente.

principales activos de generación y subrayan la importancia de la estabilidad y previsibilidad en la operación de plantas clave como Betania.

Lo anterior, se puede visualizar en la siguiente tabla:

Tabla 15 – Precio promedio de bolsa nacional reales (versión TX6) y los precios de bolsa nacional simulados por XM

Día	Concepto	Promedio \$/kWh
17 de octubre	Real	\$ 315,60
17 de octubre	Simulado XM	\$ 301,69
18 de octubre	Real	\$ 356,79
18 de octubre	Simulado XM	\$ 321,11
19 de octubre	Real	\$ 500,87
19 de octubre	Simulado XM	\$ 397,61
20 de octubre	Real	\$ 442,56
20 de octubre	Simulado XM	\$ 422,77
21 de octubre	Real	\$ 414,76
21 de octubre	Simulado XM	\$ 368,25
22 de octubre	Real	\$ 342,64
22 de octubre	Simulado XM	\$ 303,32

Fuente: XM – Elaboración: DIEGC¹⁶¹

Por tanto, si bien la generación de seguridad fue liquidada a costo (OCV) y no produjo beneficio económico para ENEL, el precio ofertado por Betania sí incidió en el aumento del precio de bolsa y en el costo total del servicio, afectando negativamente a los usuarios y al sistema en su conjunto. Así, la imputación formulada no se dirige a cuestionar la remuneración recibida, sino el efecto sistémico de haber excluido, sin justificación técnica, una unidad eficiente del despacho económico.

En esa medida, este Despacho concluye que los argumentos de defensa presentados por la INVESTIGADA no resultan suficientes para desvirtuar la conducta imputada, en tanto no logran explicar ni justificar conforme a la regulación vigente las razones por las cuales se formuló una oferta que desconoció el costo de oportunidad del recurso hidráulico, distorsionó la operación eficiente del sistema, y trasladó un mayor costo a los agentes y, a los usuarios finales del servicio.

3.2.4.7. Respecto a “Comentarios frente a las pruebas presentada por XM”

Al analizar el recálculo del despacho ideal de energía eléctrica de los días 17, 18, 19, 20, 21 y 22 de octubre de 2022, XM S.A. simuló en varios escenarios el comportamiento de la bolsa de energía si durante dichos días ENEL hubiera ofertado a un precio base con la Central Hidroeléctrica Betania; por ello la INVESTIGADA expuso lo siguientes puntos de inconformidad:

1. Falta de Consideración de Costos Adicionales en la Oferta de Despacho: La SSPD solicita a XM que se simule el despacho ideal si la planta Betania hubiera ofertado en precio base los días 17, 18, 19, 20, 21 y 22 de octubre de 2022, esto con la intención de poder simular el despacho con valor cero, el costo de oportunidad de la planta, sin embargo, al solicitar a XM que se calcule el despacho ideal en precio base no se cumple la premisa de la intención de la SSPD, dado que el precio base solo considera los conceptos CERE + FAZNI, que si bien es cierto es el precio mínimo regulatorio establecido para una oferta en el mercado de energía para no ser intervenida, una planta de despacho central como Betania o cualquier otro generador hidráulico con capacidad mayor a 20 MW, debe incurrir en sus costos variables de operación los conceptos CERE+FAZNI+LEY99+Responsabilidad Comercial de AGC, por cada kilovatio entregado a la red; por lo anterior, desconocer dichos conceptos en la estructura de costos para la oferta, implicaría que un generador estaría dispuesto a generar a pérdida.

2. Importancia de la Precisión en los Valores de CERE y CEE para la Simulación del Despacho Ideal y no utilización de liquidaciones oficiales en el ejercicio: De acuerdo con la respuesta de XM, se indica "Para la simulación del Despacho Ideal se consideró la regulación vigente para los días del 17 al 22 de octubre de 2022, así como toda la información de los precios de oferta de los demás recursos de generación, los cuales corresponden a los valores reales utilizados en su momento, donde el único que fue modificado es el correspondiente al recurso de

¹⁶¹ Respuesta oficial recibida de XM S.A. E.S.P. registrada el 21 de julio de 2025, con radicado SSPD No. 20255292895282 Cfr. Folio 399 (medio magnético/ carpeta denominada "Anexo_Puebas_XM_SSPD_20255292895282" archivo en formato Excel denominado "Precios de Bolsa Nacional") de la carpeta reservada del expediente.

generación de la central hidroeléctrica de Betania, identificado con el código SIC CHBG.”, en virtud de esta respuesta, vemos que XM ha ejecutado a la fecha varias modificaciones a los despachos ideales y liquidaciones del mes de octubre 2022 y en su última versión TX6, publicada el 23 de abril de 2023, indica que el valor CERE = 98.05 \$/kWh, este valor no es tomado en cuenta para los cálculos presentados y XM considero el CEE = 83.93 \$/kWh; es muy importante en caso de valorarse impactos, tomar en cuenta el valor CERE, dado que la diferencia entre CEE y CERE es de aproximadamente 14 \$/kWh, por tal razón, los ejercicios realizados con esta variable, no tendrían la rigurosidad requerida para valorar efectos, porque no son valores que correspondan con la realidad de las liquidaciones oficiales.

3. Impacto de la Oferta en Base y la Disponibilidad de Potencia de Betania por Nivel de Embalse: El ejercicio de colocar la oferta en base durante todos los días propuestos por la SSPD carece de sentido, teniendo en cuenta que, si bien Betania se oferta en base 5 días seguidos, desde el tercer día no sería necesario valorar un impacto, pues la central estaría fuera de una situación de vertimiento, tal como se hizo saber en los descargos presentados por Enel mediante radicado 20235290259832 del 20 de enero de 2023. En esta misma línea no se contempla dentro de los cálculos la disminución de la disponibilidad de potencia de Betania por nivel de embalse, teniendo en cuenta que es una central "pie de presa" que ve afectada su eficiencia y capacidad de producción, a medida que disminuye el nivel de embalse producto del ejercicio que busca la SSPD, al simular que la planta genera a plena carga durante seis (6) días y considerando que la planta El Quimbo esta (sic) fuera de servicio. En este escenario, se desencadena una disminución drástica del embalse, ocasionando que el factor de conversión se deteriore y disminuya la disponibilidad de producción a ofertar. Los parámetros de producción, factor de conversión acorde al nivel, son parámetros oficiales requeridos en el marco normativo de operación de las plantas, y son de conocimiento del operador de mercado para sus análisis energéticos en la planeación del sistema.

4. Discrepancias en las Inflexibilidades y su Impacto en los Cálculos de Liquidación: Aunque el documento de respuesta no menciona la versión de liquidación utilizada como base para los cálculos presentados, entendemos que por la fecha de ejecución de los mismos, se utilizó la última versión publicada el 23 de abril de 2023, la cual corresponde a una versión TX6, en donde se pudo observar que en dicha versión de liquidación, en algunas horas entre los días del 17 al 22 de octubre 2022, las inflexibilidades indicadas en los archivos GRIP variable INFL son distintos a la prueba del archivo aportado por XM (DESPACHO_IDEAL_20221017-20221022 XM), por ejemplo:

- Día 18 de Octubre 2022, planta Salvajina hora14 inflexibilidad GRIP = 0 MWh vs archivo XM = 176 MWh
- Día 19 de Octubre 2022, planta Salvajina hora10 inflexibilidad GRIP =0 MWh vs archivo XM = 176 MWh
- Día 20 de Octubre 2022, planta Salvajina hora11, hora 13, hora14 y hora15 inflexibilidad GRIP =0 MWh vs archivo XM = 176 MWh

Dada estas diferencias queda la duda si los caculos tengan los datos correspondientes, que en cuyo caso cambiarían el comportamiento del precio de mercado, o los archivos de la versión TX6 oficial tenga errores en publicación¹⁶².

“1. No se contempla dentro de los cálculos la disminución de la disponibilidad de potencia de la Central de Generación Betania (en adelante Betania) por nivel de embalse, teniendo en cuenta que es una central pie de presa que ve afectada su eficiencia y capacidad de producción, a medida que disminuye el nivel de embalse producto del ejercicio que busca la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, al simular que la planta genera a plena carga durante seis días y considerando que la planta de generación El Quimbo estaba fuera de servicio. Este escenario desencadena una disminución drástica del volumen del embalse, ocasionando que el factor de conversión se deteriore y disminuya la disponibilidad de producción a ofertar. Los parámetros de producción, factor de conversión acorde al nivel, son parámetros oficiales requeridos en el marco normativo de operación de las plantas, y son de conocimiento del operador de mercado (XM) para sus análisis energéticos en la planeación del sistema. Esta consideración afecta drásticamente en el calculo del precio de bolsa que ejecutó XM.

2. Una vez aclarado que la información base para el calculo de las simulaciones de XM son en versión TX62 , observamos algunas inconsistencias desde el despacho original que hace dudar si los cálculos pudieron ser afectados por las imprecisiones, como, por ejemplo:

a. El día 18 de octubre la planta de generación Salvajina en el archivo GRIP.TX6 (archivo de XM) en la hora 14 (H14)se reporta Generación Total Ideal (variable GITU) 172 000 kWh, una Generación Ideal Internacional (variable GITI) 1 000 kWh, Generación Ideal Nacional (variable GINA) 171 000 kWh con una inflexibilidad3 (INFL) 0 kWh. La imprecisión se encuentra en que la planta Salvajina tiene un precio de oferta (714 \$/kWh) por encima del Máximo Precio de Oferta Nacional (MPON) de la hora 14 (MPON= 395.12 \$/kWh) por lo tanto la planta debe tener inflexibilidad y GINA.

b. Esto se repite el día 19 de octubre hora 10 con el mismo recurso Salvajina, el 20 de octubre con la planta Betania en la H12 al H15 y con la planta Salvajina el mismo día H11 y H13 al H15.

3. En concordancia a las inconsistencias indicados en el punto anterior vemos que por ejemplo la planta Salvajina el 18 de octubre declaro en su oferta un Mínimo Operativo por inflexibilidades fitosanitarias que no se respeta en el cálculo de despacho ideal con Betania en la base, en la siguiente tabla se muestra las diferencias:
(...)

¹⁶² Cfr. Folios 377 revés a 379 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

4. XM no entregó información de detalle sobre los supuestos utilizados en sus cálculos, tomando en cuenta que simular a la planta Betania en la base es un despacho de energía (ideal) totalmente distinto al despacho original¹⁶³, y el uso de un supuesto u otro puede incidir en la determinación del precio de bolsa. Un ejemplo de lo anterior es que en varios de los días simulados por XM desaparecieron algunas de las inflexibilidades térmicas y para validar si son acertados estos supuestos se deben conocer los costos de las plantas térmicas e indicar las razones económicas que sustenten el resultado. Adicionalmente se debía entregar las cantidades de exportaciones asignadas a cada planta en despacho ideal para confirmar los distintos MPO simulados por XM”
163

Pues bien, en primer lugar, ENEL cuestionó la validez técnica del ejercicio de simulación realizado por el operador del sistema —XM—, en tanto, a su juicio, este no habría incluido en el análisis los costos asociados a la responsabilidad comercial por AGC. Sin embargo, este Despacho advierte que dicha afirmación no solo resulta técnicamente improcedente, sino además contradictoria frente a las propias actuaciones de la INVESTIGADA, según se explica a continuación.

1. Obran en el expediente los correos electrónicos mediante los cuales ENEL remitió la preoferta de los días 17 a 22 de octubre de 2022, en el que se indicó expresamente que la planta Betania ofertaría a 900 \$/kWh sin AGC. Veamos:

Ilustración No. 1 – Preofertas relacionadas en correos electrónicos de la INVESTIGADA

Preoferta de 17/10/2022

Concepto	Valor
Margen Variable Esperado (Mill COP)	5636.41
Pbol Esperado (\$/kWh)	288.48

Planta	Oferta (\$/kWh)	AGC
PAGUA	94.30225	Todo el día
SALTOII	102.091	Sin AGC
ZIPAEMG2	398.327	Sin AGC
ZIPAEMG3	404.518	Sin AGC
ZIPAEMG4	435.139	Sin AGC
ZIPAEMG5	427.301	Sin AGC
RN_SELPASO	94.30225	Sin AGC
RN_LALOMA	350.0	Sin AGC
MLAGUNETA	94.30325	Sin AGC
BETANIA	900.0	Sin AGC
CTGEMG1	1595.934	Sin AGC
CTGEMG2	1572.725	Sin AGC
CTGEMG3	1687.969	Sin AGC
DARIOVS	102.09	Sin AGC
ELQUIMBO	300.0	Sin AGC
GUAVIO	308.0	Sin AGC

Preoferta de 18/10/2022

Concepto	Valor
Margen Variable Esperado (Mill COP)	9230.96
Pbol Esperado (\$/kWh)	315.2

Planta	Oferta (\$/kWh)	AGC
PAGUA	94.302	Todo el día
SALTOII	102.091	Sin AGC
ZIPAEMG2	398.327	Sin AGC
ZIPAEMG3	404.518	Sin AGC
ZIPAEMG4	435.139	Sin AGC
ZIPAEMG5	427.301	Sin AGC
RN_SELPASO	94.30225	Sin AGC
RN_LALOMA	338.0	Sin AGC
MLAGUNETA	102.092	Sin AGC
BETANIA	900.0	Sin AGC
CTGEMG1	1595.934	Sin AGC
CTGEMG2	1572.725	Sin AGC
CTGEMG3	1687.969	Sin AGC
DARIOVS	102.09	Sin AGC
ELQUIMBO	300.0	Sin AGC
GUAVIO	320.0	Sin AGC

Preoferta de 19/10/2022

Concepto	Valor
Margen Variable Esperado (Mill COP)	7916.69
Pbol Esperado (\$/kWh)	353.56

Planta	Oferta (\$/kWh)	AGC
PAGUA	94.302	Todo el día
SALTOII	102.091	Sin AGC
ZIPAEMG2	398.327	Sin AGC
ZIPAEMG3	404.518	Sin AGC
ZIPAEMG4	435.139	Sin AGC
ZIPAEMG5	427.301	Sin AGC
RN_SELPASO	94.30225	Sin AGC
RN_LALOMA	730.308	Sin AGC
MLAGUNETA	102.092	Sin AGC
BETANIA	900.0	Sin AGC
CTGEMG1	1595.934	Sin AGC
CTGEMG2	1572.725	Sin AGC
CTGEMG3	1687.969	Sin AGC
DARIOVS	102.09	Sin AGC
ELQUIMBO	300.0	Sin AGC
GUAVIO	370.0	Sin AGC

Preoferta de 20/10/2022

Concepto	Valor
Margen Variable Esperado (Mill COP)	-2134004.45
Pbol Esperado (\$/kWh)	386.48

Planta	Oferta (\$/kWh)	AGC
PAGUA	94.30225	Todo el día
SALTOII	200.001	Sin AGC
ZIPAEMG2	300.0	Sin AGC
ZIPAEMG3	300.1	Sin AGC
ZIPAEMG4	435.139	Sin AGC
ZIPAEMG5	427.301	Sin AGC
RN_SELPASO	94.30225	Sin AGC
RN_LALOMA	730.0	Sin AGC
MLAGUNETA	94.30225	Sin AGC
BETANIA	900.0	Sin AGC
CTGEMG1	1595.934	Sin AGC
CTGEMG2	1572.725	Sin AGC
CTGEMG3	1687.969	Sin AGC
DARIOVS	200.0	Sin AGC
ELQUIMBO	700.0	Sin AGC
GUAVIO	451.0	Sin AGC

¹⁶³ Cfr. Folios 403 a 404 de la carpeta pública No. 3 del expediente.

Preoferta de 21/10/2022		
Concepto	Valor	
Margen Variable Esperado (Mill COP)	-2629081.39	
Pbol Esperado (\$/kWh)	397.97	

Planta	Oferta (\$/kWh)	AGC
PAGUA	94.29925	Sin AGC
SALTOII	94.30225	Sin AGC
ZIPAEMG2	398.327	Sin AGC
ZIPAEMG3	404.518	Sin AGC
ZIPAEMG4	435.139	Sin AGC
ZIPAEMG5	427.301	Sin AGC
RN_SELPADO	94.30225	Sin AGC
RN_LALOMA	481.005	Sin AGC
MLAGUNETA	94.30225	Sin AGC
BETANIA	900.0	Sin AGC
CTGEMG1	1595.934	Sin AGC
CTGEMG2	1572.725	Sin AGC
CTGEMG3	1687.969	Sin AGC
DARIOVS	94.30225	Sin AGC
ELQUIMBO	700.0	Sin AGC
GUAVIO	451.005	Sin AGC

Preoferta de 22/10/2022		
Concepto	Valor	
Margen Variable Esperado (Mill COP)	3297.86	
Pbol Esperado (\$/kWh)	354.28	

Planta	Oferta (\$/kWh)	AGC
PAGUA	94.30225	Sin AGC
SALTOII	102.5	Todo el día
ZIPAEMG2	398.327	Sin AGC
ZIPAEMG3	404.518	Sin AGC
ZIPAEMG4	435.139	Sin AGC
ZIPAEMG5	427.301	Sin AGC
RN_SELPADO	94.30225	Sin AGC
RN_LALOMA	481.005	Sin AGC
MLAGUNETA	94.30225	Sin AGC
BETANIA	900.001	Sin AGC
CTGEMG1	1595.934	Sin AGC
CTGEMG2	1572.725	Sin AGC
CTGEMG3	1687.969	Sin AGC
DARIOVS	102.499	Sin AGC
ELQUIMBO	900.0	Sin AGC
GUAVIO	451.005	Sin AGC

Fuente: Folio 287 de la carpeta única reservada del expediente¹⁶⁴

Nótese que, esta decisión operacional, tomada de manera previa al envío de la oferta definitiva, excluyó voluntariamente a dicha planta de la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Adicionalmente a lo expuesto, en la respuesta emitida posteriormente por XM S.A. E.S.P., se corrobora lo anterior, así:

"De acuerdo con lo solicitado por la SSPD en la comunicación SSPD 20242405079971, con respecto a la utilización de un precio de oferta base, desde el ASIC, considerando que en la normatividad no se encuentra definido dicho precio, hizo uso de lo indicado por la CREG en la Resolución CREG 232 de 2015, y por ello, dentro de la respuesta emitida por XM con cítese XM 202544002150-1 el 29 de junio de 2025, se informó a la SSPD la consideración que tuvo el ASIC para determinar el precio de oferta base de la Central Hidroeléctrica Betania, así:

"a) Para el precio base en la oferta de la Central Hidroeléctrica Betania, se tuvo en consideración lo definido en el Parágrafo del Artículo 3 de la Resolución CREG 232 de 2015, en la cual se establece lo siguiente:

"Parágrafo. En ningún caso el Precio de Bolsa será inferior al CEE más el FAZNI. Cuando el Precio de Oferta de un Generador sea inferior al CEE más el FAZNI, se asumirá como Precio de Oferta, el correspondiente al Precio de Oferta más alto reportado para la hora respectiva más 1 \$/MWh." (Subrayado fuera de texto).

En ese orden de ideas, el ASIC para calcular el precio de oferta base Central Hidroeléctrica Betania en lo ordenado por la SSPD, utilizó la suma del valor del FAZNI y el CEE, y no incluyó elementos como el impuesto previsto en la Ley 99 de 1993, ni la responsabilidad comercial del AGC. Lo anterior, dado que estos valores no hacen parte de la base del precio de bolsa definido en la norma antes citada."¹⁶⁵

- Conforme a los reportes oficiales del operador del sistema para el día 16 de octubre de 2022, se corrobora que la planta no fue despachada como AGC, ni registró asignaciones de energía asociadas a dicho servicio, lo cual es consistente con la decisión de excluirla expresamente de esa función.

Aunado a ello, en el procedimiento interno de "Aprobación de la Estrategia de Oferta en la Bolsa de Energía" de ENEL¹⁶⁶, se encuentra previsto que la INVESTIGADA puede realizar cambios en la oferta definitiva —respecto a la preoferta inicialmente definida— el mismo día del cargue ante XM, sin requerir aprobación adicional (actividad 8.10). No obstante, en ese evento, el profesional responsable del turno debe dejar soporte de la modificación realizada y comunicar al responsable de la Unidad de SSTM Colombia la justificación correspondiente (actividad 8.11).

En ese contexto, no obra en el expediente evidencia alguna que indique que la preoferta sin AGC para Betania fue modificada el día del cargue, ni que se haya dejado soporte o registro de dicha alteración. Por tanto, la afirmación posterior del agente en la que alude a una supuesta omisión de la responsabilidad AGC carece de sustento técnico y documental, y se configura como una contradicción directa con la decisión operacional adoptada por el mismo agente en la construcción de su estrategia diaria de oferta.

¹⁶⁴ Carpeta ZIP denominada "ENEL 13-07-2023-20250612T124455Z-1-001" / carpeta denominada "ENEL 13-07-2023" / carpeta denominada "PREOFERTAS 17 AL 30 -OCT-2022"

¹⁶⁵ Respuesta oficial recibida de XM S.A. E.S.P. registrada el 21 de julio de 2025, con radicado SSPD No. 20255292895282 Cfr. Folio 399 (medio magnético/ carpeta denominada "Anexo_Pruebas_XM_SSPD_20255292895282" archivo en formato PDF denominado "202544014039") de la carpeta reservada del expediente.

¹⁶⁶ Cfr. Folios 318 a 324 de la carpeta pública No. 2 del expediente.

En consecuencia, esta Dirección otorga plena validez técnica y objetiva al análisis de simulación realizado por XM, en tanto fue construido sobre los elementos reales y disponibles al momento de la operación, y desestimar las objeciones de ENEL te por no estar debidamente acreditadas ni en hechos ni en procedimiento.

3.2.4.8. Respecto a la presunta “Vulneración al debido proceso y los principios que rigen las actuaciones administrativas sancionatorias”

Al respecto, ENEL argumentó:

“Los principios que rigen las actuaciones administrativas tienen como objetivo el de garantizar a los asociados en el estado social de derecho dentro de las actuaciones administrativas, el actuar de la administración y sus funcionarios públicos sin discriminación alguna, evitando así, decisiones arbitrarias y subjetivas, es decir, constituye uno de los principios de la función administrativa a los que se refiere el artículo 209 de la Constitución Política. También este principio lo encontramos en el artículo 3° del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo - CPACA cuyo objetivo es la aplicación de la igualdad a los procedimientos administrativos

En ese orden de ideas, no es coherente con el respeto de estos principios que los funcionarios de la entidad en la etapa inicial del procedimiento administrativo, sin haber conocido la respuesta de la empresa, haber agotado el término probatorio y demás etapas propias de la actuación, servidores públicos anuncien anticipadamente una sanción contra la empresa investigada.

Son hechos notorios y de público conocimiento los pronunciamientos del señor Orlando Velandia Superintendente Delegado para Energía y Gas, en diferentes medios de comunicación en los que anticipadamente y sin que se trate de un pronunciamiento dentro de la administración administrativa que adelanta la entidad, considera a Enel Colombia como responsable de las conductas acá investigadas por la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible.

Sumado a lo anterior, es actualmente la Dirección de Investigaciones, quien conforme lo establece el Decreto 1369 de 2020, debe “Adelantar el procedimiento administrativo sancionatorio frente al incumplimiento de las leyes, contratos y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos domiciliarios” y, por consiguiente, estos pronunciamientos o conceptos emitidos anticipadamente por fuera de la actuación administrativa, no se encuentran acorde con los principios mencionados¹⁶⁷.

Cabe indicar que las referidas manifestaciones alegadas por la INVESTIGADA en medios de comunicación, atribuibles al Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible de la época, se realizaron en el marco normativo vigente —en particular el artículo 16 del Decreto 1369 de 2020— y no le atribuía competencia para instruir o direccionar el procedimiento sancionatorio que nos ocupa, pues esta función corresponde de manera privativa a la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible. Esta circunstancia ha sido incluso reconocida por ENEL, quien sostuvo, en su defensa, que dicha Dirección es la competente para llevar a cabo la instrucción del procedimiento.

En este contexto, las manifestaciones en medios de comunicación realizadas por esta Superintendencia son informaciones generales sobre el avance de la gestión, como parte de la obligatoriedad que tienen los servidores públicos de rendir cuentas y permitir el acceso a la información pública, por lo cual, no pueden ser valoradas como expresión de voluntad de la administración de manera arbitraria ni de algún tipo de prejuicio como manifiesta la INVESTIGADA, razón por la cual, carecen de virtualidad para comprometer los principios de imparcialidad, objetividad y debido proceso que rigen las actuaciones administrativas, conforme a lo previsto en el artículo 209 de la Constitución Política y en el artículo 3 del Ley 1437 de 2011.

Es decir, no se advierte acreditada afectación alguna a los principios orientadores de la función administrativa ni se configura una causal objetiva de irregularidad en la presente actuación, por cuanto las manifestaciones en cuestión no interfirieron con el ejercicio de las funciones conferidas a la DIEGC, ni influyen o comprometen el contenido decisorio de la presente providencia, la cual se fundamenta exclusivamente en los hechos probados, las disposiciones aplicables y las garantías del procedimiento.

Otro alegato que esboza el apoderado de la INVESTIGADA en este acápite, es el siguiente:

“Adicionalmente, Enel Colombia cuenta con serias dudas sobre el procedimiento adelantado el 13 de julio de 2023, en donde la DIEG practicó la inspección judicial que tuvo lugar en las oficinas administrativas de Enel Colombia, dado que la notificación de la inspección se envió el día anterior pero por fuera del horario laboral de la empresa, por lo que su inicio tomó desprevenida a Enel Colombia, vulnerando su derecho al debido proceso.”¹⁶⁸.

¹⁶⁷ Cfr. Folios 218 a 219 de la carpeta pública No. 2, reiterado en los folios 427 y 443 de la carpeta pública No.3 del expediente.

¹⁶⁸ Cfr. Folios 427 y 443 de la carpeta pública No.3 del expediente.

Este Despacho considera fundamental recordar al togado que las Superintendencias, en el ejercicio de sus funciones de inspección, control y vigilancia, están facultadas para acceder a los medios de prueba contemplados en el Código General del Proceso, por remisión expresa del CPACA en el proceso administrativo sancionatorio. En este sentido, la Honorable Corte Constitucional ha ratificado la viabilidad jurídica de las inspecciones administrativas que, en aras de la eficacia de la investigación y la recopilación fidedigna de información, deben contar con el factor sorpresa. Ello, lejos de vulnerar el debido proceso, pues en todo momento se debe garantizar la transparencia y la objetividad en la obtención de pruebas, impidiendo la alteración o sustracción de elementos relevantes para la actuación administrativa.

“(…)la práctica de visitas de inspección sin previo aviso persigue una finalidad legítima, en el sentido de permitir recaudar las pruebas necesarias para definir si las entidades investigadas están dando cumplimiento a sus obligaciones legales. Dicha finalidad se vería obstaculizada si no se garantizara el “factor sorpresa” pues el aviso permitiría que el sujeto investigado ocultara información relevante”¹⁶⁹.

Con ello, la Honorable Corte Constitucional reitera que el factor sorpresa es una ponderación razonable entre el interés general (la capacidad del Estado para hacer cumplir la ley) y el derecho particular del investigado (su debido proceso). Permitir la inspección sin aviso previo garantiza una investigación veraz, sin que ello impida que el investigado tenga todas las garantías para controvertir los resultados posteriormente, conforme como se ha realizado en el desarrollo del presente proceso sancionatorio administrativo.

Además, es fundamental recalcar que, durante el desarrollo de la inspección administrativo, se garantizó plenamente el derecho a la defensa de la INVESTIGADA, permitiéndole participar activamente en la diligencia, aportar documentos, formular observaciones y dejar constancia de sus objeciones, tal como consta en las grabaciones del procedimiento. Estos elementos confirman que la actuación administrativa se llevó a cabo con estricto apego a las garantías procesales, sin que la inmediatez de la notificación pudiera menoscabar el debido proceso.

Por lo tanto, la objeción sobre una vulneración al debido proceso por el aviso de la inspección administrativo carece de fundamento, ya que el factor sorpresa es una herramienta legítima y necesaria para la eficacia de las funciones de las Superintendencias, y en ningún momento impidió el ejercicio de los derechos de defensa y contradicción de la INVESTIGADA, toda vez que no hay en la Ley un término legal que debiera ser cumplido por la SSPD para comunicar el acto y hacer la visita.

Así las cosas, los argumentos presentados en este acápite no tienen vocación de prosperar y serán despachados desfavorablemente.

3.2.4.9. Respecto a los conceptos de Tipicidad, Antijuridicidad y Culpabilidad planteados en los alegatos.

Al respecto, ENEL concluyó que:

“En aplicación al caso concreto que nos ocupa, se desvirtúa cada uno de los elementos de la responsabilidad en los siguientes términos:

i. Tipicidad: *En el pliego de cargos se afirma que Enel Colombia incumplió el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994 y disposiciones de las Resoluciones CREG 055 de 1994, 024 de 1995 y 080 de 2019, por supuestamente desconocer el costo de oportunidad del agua en sus ofertas. Sin embargo:*

a. Ninguna de las normas citadas establece que el costo de oportunidad sea la variable principal y obligatoria para determinar el precio de oferta, ni que las plantas con embalses al 100% deban ofertar al menor precio económico del despacho ideal.

b. El Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995 reconoce la flexibilidad en la formación de precios, permitiendo considerar riesgos e incertidumbres.

Por tanto, la conducta imputada no se adecua a un tipo normativo claro y previo, lo que vulnera el principio de tipicidad.

ii. Antijuridicidad: *No se acreditó que las ofertas de la CHB entre el 17 y el 22 de octubre de 2022 hayan afectado el funcionamiento eficiente del mercado:*

a. Las decisiones de oferta respondieron a la necesidad de preservar el recurso hídrico para atender requerimientos de generación por seguridad, en un contexto de mantenimiento de El Quimbo y baja capacidad de regulación de Betania.

b. Las simulaciones presentadas por la SSPD y XM, carecen de precisión técnico, presentan errores

¹⁶⁹ Corte Constitucional, Sentencia C-165 del 10 de abril de 2019, Magistrado Ponente: Dr. Alejandro Linares Cantillo.

en datos y supuestos, y no demuestran un impacto real en el precio de bolsa.
 c. La operación se ajustó al Reglamento de Operación y a los criterios de gestión de riesgos previstos en la Resolución CREG 080 de 2019, por lo que no hay ilicitud sustancial.

iii. Culpabilidad: No se probó la existencia dolo ni culpa por parte de Enel Colombia, en la intención de beneficiarse de su conducta bajo algún supuesto beneficio:

- a. La empresa actuó de buena fe, bajo criterios técnicos y regulatorios, priorizando la confiabilidad del sistema.
- b. No existió beneficio económico: la posición neta en bolsa era compradora y la generación por seguridad se remuneró a costos (OCV), no a precio spot.
- c. La decisión de ofertar precios altos respondió a la gestión prudente del recurso, no a un ánimo de distorsionar el mercado.

Al no concurrir los elementos esenciales de tipicidad, antijuridicidad y culpabilidad, no se configura responsabilidad administrativa sancionatoria. Por el contrario, las pruebas demuestran que Enel Colombia actuó conforme a la normativa, garantizando la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico."¹⁷⁰

La aplicación de los principios de tipicidad y antijuridicidad se realiza en toda actuación administrativa sancionatoria confiada a la Administración, recordándose que no se trata de la misma que se realiza en el Derecho penal, dado que deben adecuarse a las particularidades de dicha actuación. A su vez, la construcción general de una teoría de la infracción administrativa no implica desconocer que cada ámbito de la administración presenta especificidades que conllevan a la necesidad de un análisis sectorial de los mencionados principios.

La Corte Constitucional en la Sentencia C-506 de 2002, determinó acerca del derecho administrativo sancionador:

“El derecho administrativo sancionador, como nueva rama del derecho, supone de cierta manera una ruptura del principio clásico de la tridivisión de poderes, conforme al cual la represión de los ilícitos competía exclusivamente al poder judicial, más concretamente a la justicia penal. Este modelo de separación absoluta de funciones se reveló como insuficiente ante el significativo aumento del catálogo de infracciones, producto a su vez de la complejidad de las relaciones sociales en el Estado moderno y del comentado aumento de sus actividades. Las diferencias entre las infracciones que empezaron a ser sancionadas directamente por la Administración, y aquellas otras que se reservaron a la justicia penal, estribaba en los intereses que se protegían al castigar la conducta. Las sanciones administrativas, usualmente correspondieron al incumplimiento de deberes para con la Administración. A la base de este proceso, se reconocía, como lo afirma la doctrina, que «en un Estado social que requiere de una Administración interventora, la potestad sancionadora en manos de la administración le permite, en muchos casos, un ejercicio más eficaz de sus potestades de gestión”.

Y cuando llega el momento de referirse a su relación con el derecho penal, la Corte en la misma sentencia, reiterando jurisprudencia previa, destaca las diferencias que deben tenerse en cuenta:

“(…) reiterada jurisprudencia ha afirmado que si bien tanto la actividad sancionadora en lo administrativo como el proceso penal son expresiones de la facultad punitiva del Estado, y en ambas deben respetarse las garantías del debido proceso, unas y otra persiguen fines diferentes; en especial, esta diferente teleología se ha puesto de presente en relación con la potestad disciplinaria de la Administración como expresión de la facultad administrativa sancionadora” (citado de la misma sentencia)

Igualmente, en el año de 1994, mediante la Sentencia C-214 de 1994, la Corte indicó lo siguiente sobre la facultad sancionatoria de la Administración:

“La naturaleza jurídica de dicha potestad es indudablemente administrativa, y naturalmente difiere de la que le asigna la ley al juez para imponer la pena, con motivo de un ilícito penal. La potestad administrativa sancionadora constituye un instrumento de autoprotección, en cuanto contribuye a preservar el orden jurídico institucional, mediante la asignación de competencias a la administración que la habilitan para imponer a sus propios funcionarios y a los particulares el acatamiento, inclusive por medios punitivos, de una disciplina cuya observancia contribuye indudablemente a la realización de sus cometidos”.

i. Tipicidad

Como se explicó en el numeral 3.2.4.2. y siguientes de este acto administrativo, ya se desvirtuaron los alegatos de la INVESTIGADA en relación con el planteamiento argumentativo sobre que *“la conducta imputada no se adecua a un tipo normativo claro y previo, lo que vulnera el principio de tipicidad.”*

Donde se deja en evidencia que el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, el artículo 25 de la Ley 143 de 1994, en armonía con el artículo 6 (numeral 1.2) de la Resolución CREG 055 de

¹⁷⁰ Cfr. Folios 427 revés al 428 y 443 revés al 444 de la carpeta pública No.3 del expediente.

1994, el literal a) del artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, consagran de manera expresa y precisa los deberes de los agentes del mercado frente a la conformación eficiente de precios, la observancia del Reglamento de Operación y la prohibición de distorsionar el funcionamiento del mercado eléctrico.

Estas disposiciones no solo satisfacen el criterio de legalidad formal mediante su consagración escrita, sino que además delimitan con claridad el marco normativo aplicable a la conducta analizada, descartando cualquier alegación de indeterminación o ausencia de previsión normativa. En consecuencia, el juicio de tipicidad se apoya en una base normativa que respeta plenamente el principio de *lex scripta*.

Asimismo, observa este Despacho que, el elemento de *lex certa* se satisface en este caso, toda vez que, la conducta y la sanción a imponer están determinadas de manera clara y precisa en la normativa vigente aplicable.

Queda entonces claro que en el presente caso, a través del Pliego de cargos, esta Superintendencia formuló un cargo único a la INVESTIGADA, a través del cual: (i) identificó la conducta presuntamente incumplida y predeterminada por el regulador¹⁷¹; (ii) citó las normas presuntamente vulneradas; (iii) motivó debidamente el cargo y (iv) dio un término de quince días hábiles para que la ENEL ejerciera su derecho de defensa, con lo cual se satisfacen los requisitos que se desprende de este principio.

Se concluye así, que la tipicidad de la conducta en este caso se sustenta en la existencia de un deber específico, claro y predeterminado, aplicable a la actuación de los generadores en el mercado, por tanto, en ningún caso se vulnera como equívocamente argumenta el apoderado de la INVESTIGADA.

ii. Antijuridicidad

Frente a la antijuridicidad manifestada por **ENEL**, donde argumenta la falta de configuración en la conducta desplegada, como en la oferta realizada ante el CND entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, dado que no afectó el funcionamiento eficiente del MEM, debemos tener en cuenta los siguientes aspectos:

En primer lugar, es fundamental recordar que, en un proceso sancionatorio, la antijuridicidad no siempre exige la lesión efectiva de un bien jurídico. Basta con que exista una puesta en peligro o la simple transgresión de una norma. Esto se explica porque el derecho administrativo sancionador, a diferencia del derecho penal que se centra en la afectación de bienes jurídicos protegidos, tiene un carácter predominantemente preventivo, correctivo y de salvaguarda del orden público e interés general.

En segundo lugar, se debe entender que la antijuridicidad formal se configura por la simple violación de la norma, mientras que la material, exige un análisis de si esa conducta realmente afectó o puso en riesgo el bien jurídico protegido por la norma.

Al respecto, el Honorable Consejo de Estado, frente a la antijuridicidad como presupuesto de la sanción administrativa estableció:

“El segundo presupuesto para imponer una sanción administrativa es que el comportamiento además de ser típico sea antijurídico. En la construcción tradicional del derecho penal se ha exigido que la conducta no sólo contradiga el ordenamiento jurídico (antijuridicidad formal) sino que además dicha acción u omisión lesione de manera efectiva un bien jurídico o por lo menos lo coloque en peligro (antijuridicidad material). Esta construcción constituye el punto de partida para la delimitación de este presupuesto en el derecho administrativo sancionatorio, sin embargo como ocurre con otras instituciones y principios es inevitable que sea objeto de matización y por ende presente una sustantividad propia”.

Siempre se ha sostenido que el derecho penal reprocha el resultado, incluso en los denominados delitos de peligro, comoquiera que se requiere una puesta efectiva en riesgo del bien jurídico objeto de protección. Esta situación no se presenta en el ámbito administrativo en el que por regla general la “esencia de la infracción radica en el incumplimiento de la norma”, de allí que se sostenga que el reproche recae sobre “la mera conducta”. En derecho sancionatorio, interesa la potencialidad del comportamiento, toda vez que el principal interés a proteger es el cumplimiento de la legalidad.

¹⁷¹ Se resalta que, en el presente caso, tal como se ha desarrollado a detalle a lo largo de la presente actuación administrativa sancionatoria, la normativa que soportó el cargo único imputado es clara en señalar las cargas obligacionales que debe satisfacer un prestador, en lo que tiene que ver con la estructuración del precio ofrecido para la bolsa de energía y en cumplimiento del reglamento de operación y acuerdos adoptados para la operación del sistema interconectado nacional (SIN).

de forma tal que tiene sustancialidad (antijuridicidad formal y material) “la violación de un precepto que se establece en interés colectivo, porque lo que se sanciona es precisamente el desconocimiento de deberes genéricos impuestos en los diferentes sectores de actividad de la administración.

Así las cosas, el derecho administrativo sancionador se caracteriza por la exigencia de puesta en peligro de los bienes jurídicos siendo excepcional el requerimiento de la lesión efectiva. Cosa distinta, es que el peligro del cual se habla pueda ser concreto (se pide en la norma la efectiva generación de un riesgo) o abstracto; en el último caso, el carácter preventivo de la potestad punitiva confiada a la administración conduce a una construcción no concebible en derecho penal: cobran importancia conductas que “...si consideradas singularmente pueden no ser perjudiciales, en el supuesto en el que se generalicen afectarían con toda probabilidad el bien jurídico protegido, lesionándolo.

Por esta razón la doctrina ha afirmado: “...Se diferencia, además, el delito de la contravención [ilícito administrativo] en sus efectos jurídicos, pues el primero termina con la violación de un bien jurídico, y en la contravención con la posibilidad del peligro de violarse el bien jurídico. En el delito hay un daño real, en la contravención un daño potencial, indeterminado”¹⁷². (Énfasis agregado)

Frente a las afirmaciones se considera conveniente precisar que en el presente caso, la antijuridicidad formal se configuró cuando la INVESTIGADA ofreció un precio tan alto en bolsa, con la intención de no ser despachada en mérito, contraviniendo el principio de eficiencia establecido en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, el numeral 1.2. del artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 y literal a) del artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 1995. En cuanto a la antijuridicidad material, también se configuró al ofertar en 900 \$/kWh, a pesar de las condiciones de generación de la hidroeléctrica para los días 17 al 22 de octubre de 2022, lo que devino, además de no salir despachada para esos días, que se tomarán las ofertas de otras generadoras sin condiciones hídricas eficientes, en los términos del artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019.

Conforme a lo anterior, ENEL sí incurrió en una conducta antijurídica, por cuanto, encontrándose vigente y con plena aplicabilidad de los principios y normas establecidos en las resoluciones de la CREG y demás normas tan ampliamente discutidas a lo largo de este acto, puesto que decidió actuar contraviniendo tanto la regulación como el mercado, por consiguiente, este Despacho considera que sus argumentos no lograron desvirtuar el cargo imputado.

iii. “Culpabilidad”

El apoderado de la INVESTIGADA incurre en un error fundamental al enfocar su argumentación en la necesidad de un análisis de la “culpabilidad”. Esta posición desconoce un principio esencial que rige la actuación de este Despacho en el marco del proceso administrativo sancionatorio, el cual, como se ha reiterado en diversas ocasiones y se fundamenta en la normativa vigente, se circunscribe exclusivamente al estudio de la responsabilidad objetiva.

La justificación de esta aproximación radica en la naturaleza misma de la función de la administración en estos procedimientos. El objetivo primordial no es determinar el grado de intencionalidad o negligencia del infractor, sino verificar si la conducta desplegada se ajusta a los presupuestos fácticos y normativos que configuran la infracción. En otras palabras, la administración busca que la mera configuración de la conducta infractora sea el elemento suficiente y determinante para la imposición de una sanción.

Este enfoque se aparta de la lógica del derecho penal, donde la culpabilidad —entendida como el juicio de reproche personal que se le hace al autor de un delito por haber actuado de forma contraria al ordenamiento jurídico cuando le era exigible una conducta diferente— es un elemento indispensable para la configuración de la responsabilidad. En el ámbito administrativo sancionatorio, por el contrario, la sanción se impone como consecuencia directa de la verificación objetiva de la infracción, con miras a garantizar el cumplimiento de las normas y la efectividad de la función pública, así como a proteger el interés general que se ve afectado por la conducta antijurídica.

La responsabilidad objetiva, por tanto, se configura con la simple ocurrencia de la conducta tipificada como infracción, sin que sea necesario indagar sobre el fuero interno del sujeto, sus motivaciones o su capacidad de prever las consecuencias. Basta con que el

¹⁷² El Consejo de Estado. Sentencia 05001-23-24-000-1996-00680-01(20738) del 22 de octubre de 2012. Mag. Ponente: Enrique Gil Botero.

comportamiento encaje en el supuesto de hecho previsto en la norma sancionatoria para que se active la potestad punitiva de la administración. Cualquier argumento que pretenda introducir elementos de culpabilidad en este análisis desvirtúa la esencia del proceso administrativo sancionatorio y contraviene los principios que lo rigen.

Además, dentro de esta aparte de la defensa, también resulta erróneo afirmar que “*No se probó la existencia dolo ni culpa por parte de Enel Colombia, en la intención de beneficiarse de su conducta bajo algún supuesto beneficio: (...)*”, pues lo cierto es que se encuentra debidamente probado que la oferta presentada al CND para los días 17 al 22 de octubre de 2022, presentó fallas en su estructuración, tal y como se expuso ampliamente en la presente Resolución Sancionatoria.

Al respecto, es importante precisar que el objeto de la presente actuación administrativa recae en determinar si las ofertas, constituyeron una trasgresión al régimen de los servicios públicos domiciliarios, concretamente a lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, artículo 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, numeral 1.2. del artículo 6 de la CREG 055 de 1994, literal a del artículo 6 de la CREG 024 de 1995 y artículo 23 de la CREG 080 de 2019, concluyendo que efectivamente, está ampliamente probado a lo largo del presente acto, así como en el material probatorio recaudado en la actuación administrativa, que ENEL en primera instancia, reconoció haber incrementado el precio de oferta entre los días 17 al 22 de octubre, sin pensar en las consecuencias que esta acción acarrearía en el mercado de energía, lo cual se constituye en una infracción a la normativa y principios aplicables.

De manera que, se aclara que no se investiga, reprocha y sanciona el beneficio económico que con dicha conducta haya podido obtener o no ENEL, así como tampoco es un criterio que se tendrá en cuenta para la dosificación de la multa a imponer, dado que, el artículo 81 de la Ley 142 de 1994 no estipula dicha circunstancia como factor de agravación o atenuación de la sanción.

3.2.5. Conclusión

Con fundamento en el análisis efectuado frente al cargo único formulado, y una vez valorado los argumentos de defensa expuestos por la INVESTIGADA, los cuales no lograron desvirtuar los hallazgos que dieron lugar al inicio de la presente actuación, este Despacho concluye que ENEL incurrió en la siguiente conducta sancionable:

“CARGO ÚNICO: La empresa **ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.** presuntamente incumplió lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, toda vez que, entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, habría ofrecido un precio al Centro Nacional de Despacho por las unidades de generación de energía de la Planta Betania, que aparentemente desconoció los costos de oportunidad (valor del agua) de generación en el momento de la oferta, distorsionando con ello el funcionamiento eficiente del mercado”¹⁷³.

4. SANCIÓN A IMPONER

4.1. RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE

En relación con la potestad sancionatoria en materia de servicios públicos, por un lado, el Consejo de Estado, en sentencia del año 2016¹⁷⁴, señaló:

“Como ya se explicó, la facultad sancionatoria de la SSPD está delimitada en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, que contempla las sanciones que podrá imponer. En concreto:

“La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios podrá imponer las siguientes sanciones a quienes violen las normas a las que deban estar sujetas, según la naturaleza y la gravedad de la falta:

81.1. Amonestación.

81.2. Multas hasta por el equivalente a Dos Mil (2.000) salarios mínimos mensuales. El monto de la multa se graduará atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público, y al infractor de reincidencia. Si la infracción se cometió durante varios años, el monto máximo que arriba se indica se podrá multiplicar por el número de años. (...) las multas ingresarán al patrimonio de la Nación, para la atención de programas de inversión social en materia de servicios públicos. (...).” (Destaca la Sala).

¹⁷³ Cfr. Folio 16 de la carpeta pública No. 1 del expediente.

¹⁷⁴ Cfr. Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera, Sentencia No. 25000-23-41-000-2013-01041-01 del 10 de noviembre de 2016, Consejero Ponente: Dr. Guillermo Vargas Ayala.

La norma transcrita pone de presente que los factores generales que se deben tener en cuenta para graduar las sanciones son, como ya lo ha dicho esta Corporación:

“1) el impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público; 2) el factor de reincidencia. 3) la prolongación de la infracción durante varios años.”¹⁷⁵

En Sentencia de 10 de julio de 2014¹⁷⁶, se reitera lo dicho y se hace especial énfasis en la discrecionalidad de la SSPD para imponer la sanción:

“(…) las diferentes sanciones que puede fijar la SSPD dependen de la naturaleza y gravedad de la falta cometida. Una de las sanciones que puede imponer la Superintendencia, cuando la naturaleza y gravedad de la falta lo amerite, es la multa, que tiene como límite, el equivalente a 2000 salarios mínimos mensuales. La multa debe graduarse atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público y a si el administrado es reincidente o no.

Así pues, al imponer cualquiera de las sanciones previstas en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, la Administración actúa en ejercicio de su facultad discrecional, que, de acuerdo con el artículo 36 del Código Contencioso Administrativo, implica que la sanción sea adecuada a los fines de la norma que la autoriza y proporcional a los hechos que le sirven de causa.

En Concepto No. 5 de 7 de enero de 2009, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios precisó lo siguiente respecto a la gradualidad de las sanciones que puede imponer con base en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994:

“[...]

3.- ¿Cómo se mide la gravedad de la falta cometida por el prestador?
¿A qué se refiere el criterio de naturaleza de la falta? ¿Qué tipos de falta existen? ¿Cuál es la clasificación según la naturaleza de la falta, cómo se ordenan las faltas según su gravedad, entre qué rangos se mueve la superintendencia para imponer las sanciones pecuniarias para cada falta?

La Ley 142 de 1994 le otorgó en el artículo 81 a la Superintendencia la competencia de sancionar a los prestadores de servicios públicos domiciliarios o actividades complementarias de estos, que violen las normas a las que deben estar sujetas, fijando como criterios únicos de graduación sancionatoria los de la naturaleza y la gravedad de la falta. Se observa que la ley no dosifica las sanciones imponibles para cada falta, sino que faculta al funcionario competente para evaluar en cada caso particular la naturaleza de la falta y la gravedad de la misma.

Corresponde entonces al sancionador, determinar cuál es la sanción adecuada y proporcional de conformidad con las circunstancias probadas en la investigación. En otras palabras, lo que se deduce de la norma en cita es la libertad del sancionador para evaluar la naturaleza y gravedad de la falta, como factores de graduación de la sanción.

En tales condiciones, se tiene que la ley no contiene una dosificación de las sanciones acorde con los tipos de faltas, sino que confiere al funcionario competente la facultad para valorar el impacto de la conducta sobre la prestación del servicio. No obstante, el sancionador debe hacer una valoración racional con base en lo señalado y ceñirse a los esquemas sancionatorios establecidos en el mismo artículo 81.

Por lo tanto, bajo los criterios anotados, la Superintendencia puede imponer las sanciones de amonestación, multas, suspensión de actividades, cierre de inmuebles, orden de separación de administradores y toma de posesión.

(...)

En esta medida, la administración cuenta con criterios generales para la imposición de sanciones contenidos en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, y con criterios particulares para la aplicación de sanciones pecuniarias establecidos en el artículo 81.2 de la misma obra, que en cierta medida pretenden racionalizar la actividad sancionadora de la Superintendencia evitando que ésta desborde su actuación represiva, encauzándola dentro de un criterio de ponderación, medida y equilibrio.

Por lo tanto, corresponderá al sancionador, en cada caso concreto, hacer una valoración racional para determinar cuál es la sanción adecuada y proporcional de conformidad con las circunstancias probadas en la investigación.

¹⁷⁵ Cfr. Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera, Expediente No. 25000-23-24-000-2003-00622-01. Sentencia del 13 de mayo de 2010, Consejera Ponente: Dra. María Claudia Roja Lasso.

¹⁷⁶ Cfr. Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, Expediente No. 76001233100020030352401 (19191), Sentencia del 10 de julio de 2014, Consejera ponente: Dra. Martha Teresa Briceño de Valencia.

De acuerdo con las precisiones anteriores, **toda vez que no existe una reglamentación específica respecto a la gradualidad de la sanción, la ley faculta al funcionario competente para evaluar, en cada caso, la naturaleza de la falta y la gravedad de la misma, para, de esta forma, determinar la sanción de acuerdo con los hechos y pruebas que existan en el expediente.** (Subrayas y negritas de la Sala).”

(...)(Énfasis agregado).”.

Por otra parte, la Corte Constitucional en sentencia C-092 de 2018 sostuvo:

“Los servicios públicos domiciliarios están directamente relacionados con la vida y la dignidad humana en varias esferas. Por un lado, tienen relación directa con la salubridad pública y con el derecho a gozar de un ambiente sano del que son titulares todos los ciudadanos. Es decir, la prestación de servicios públicos domiciliarios hoy en día está inherentemente vinculada con la existencia misma de la vida y la dignidad humana al permitir a los usuarios, por ejemplo, cocinar en condiciones de seguridad y salubridad y gozar de un espacio público limpio y ordenado, así como disfrutar de adelantos tecnológicos que facilitan la vida.

*En ese contexto, la facultad administrativa sancionadora en materia de los servicios públicos domiciliarios es particularmente importante en el ámbito del ejercicio de la función de dirigir la economía que la Constitución en su artículo 333 asigna al Estado. Dicha importancia no es meramente simbólica. Por el contrario, **la existencia de una potestad sancionatoria en un sector con ese nivel de importancia en la protección y materialización del disfrute efectivo de los derechos fundamentales de los ciudadanos implica que esa facultad requiere un poder disuasorio, de manera que confluyan en la sanción también las funciones retributiva y correctiva de la pena que se reconocen en general en todas las esferas del derecho sancionatorio.***

*En múltiples oportunidades, la Corte Constitucional ha señalado que el Congreso tiene un margen amplio de configuración legislativa en materia de la determinación del valor de las multas que pueden ser impuestas por el Estado a los particulares en ejercicio de la potestad administrativa sancionadora. Ese valor tiene una relación directa e intrínseca con las prioridades de política pública que está llamado a establecer el legislador. Adicionalmente, **la Corte encuentra que esa potestad es todavía más amplia cuando la sanción se ejerce sobre actores que operan en sectores intensivos de capital, pues es lesivo para la economía, que una empresa viole la ley, lucrándose de esa vulneración y, que como consecuencia, el valor de la sanción sea tan bajo que pueda simplemente incorporarse como un costo operativo, defraudándose con ello todo el sentido de tener una potestad sancionadora**¹⁷⁷. (Énfasis agregado).*

Es claro entonces que existe discrecionalidad por parte del Despacho para determinar la sanción adecuada y proporcional de conformidad con las circunstancias probadas en la investigación, en los términos del artículo 81 de la Ley 142 de 1994.

Así las cosas, para este Despacho, las infracciones cometidas por la INVESTIGADA soportadas en incumplimientos de naturaleza legal, regulatoria y contractual, revisten la gravedad suficiente para ejercer sus facultades de control e imponer una sanción administrativa en la modalidad de MULTA.

4.2. GRADUACIÓN DE LA SANCIÓN

Con arreglo a lo indicado en el numeral 81.2 del artículo 81 de la Ley 142 de 1994, las sanciones en modalidad de multa que imponga la SSPD deben graduarse de conformidad con los criterios de: (i) impacto de la infracción sobre la prestación del servicio público; (ii) prolongación de la infracción en el tiempo; y (iii) reincidencia en la comisión de la infracción.

● Impacto de la infracción

El análisis exhaustivo del presente caso revela que la INVESTIGADA incurrió en una conducta que perturbó de manera significativa el adecuado desenvolvimiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM), específicamente, entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, pues ENEL presentó ofertas de precio para la Central Hidroeléctrica de Betania que, de forma inequívoca, no guardaron correlación con el valor económico real del recurso hídrico disponible en ese período. Este proceder resulta particularmente anómalo si se consideran las condiciones hidrológicas favorables que imperaban en la cuenca y la evidencia de vertimientos registrados, lo que denota una gestión del recurso que dista de los principios de optimización y eficiencia esperados.

¹⁷⁷ Cfr. Corte Constitucional, Sala Plena, Sentencia C-092 del 18 de marzo de 1998, Magistrado Ponente: Dr. Carlos Gaviria Díaz.

Esta acción no solo contraviene preceptos fundamentales que rigen el Reglamento de Operación del sistema energético, sino que además generó efectos perniciosos y directamente observables en el mercado. En particular, la conducta de la investigada vulnera de forma expresa lo dispuesto en el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, que establece la obligación de operar el sistema bajo criterios de eficiencia, así como el literal a) del artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 1995, el cual enfatiza la necesidad de un comportamiento transparente en las ofertas.

La consecuencia directa de esta desviación en las ofertas fue una incidencia notoria en el aumento del precio de la bolsa de energía. Tal incremento, documentado y cuantificado en el expediente, configura una clara distorsión del mercado, tal como se define en el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019. Esta disposición normativa prohíbe explícitamente cualquier acción que altere artificialmente los precios o condiciones de oferta y demanda.

En virtud de lo anterior, al haberse comprobado la materialización de un incumplimiento normativo evidente y al haberse demostrado los efectos perjudiciales y evidentes en el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista, se concluye de forma contundente que la conducta de la INVESTIGADA justifica plenamente la imposición de una sanción administrativa. Esta medida sancionatoria se erige como una acción necesaria para restablecer la integridad del mercado, disuadir futuras conductas similares y asegurar la observancia de los principios de eficiencia y transparencia que son pilares esenciales para la estabilidad y el desarrollo del sector energético. La aplicación de la sanción busca, en última instancia, salvaguardar el interés general y garantizar que las operaciones en el MEM se desarrollen en un marco de equidad y legalidad.

- **Reincidencia**

A la fecha de expedición del presente acto administrativo, la INVESTIGADA no ha sido sancionada previamente por la misma conducta reprochada en el cargo único sancionado.

- **Prolongación de la infracción en el tiempo**

De conformidad con las pruebas recaudadas en el presente expediente, la conducta reprochada en el cargo único sancionado se materializó entre el 17 y el 22 de octubre de 2022.

4.3. VALOR DE LA MULTA A IMPONER

La imposición de una multa por parte de la SSPD tiene una función disuasiva de la conducta objeto de reproche para el sector. Para ello, el valor de la misma debe corresponder con la cuantía de las sanciones impuestas por parte de la SSPD con anterioridad, asociadas a incumplimientos similares a los acá reprochados, pero sin que con ello se ponga en riesgo la situación financiera de la empresa, al punto tal, que amenace la continuidad en la prestación del servicio que ofrece la empresa.

En ese orden, y en atención a la gravedad de las infracciones demostradas, el Despacho resuelve que el valor de la multa a imponer por la conducta reprochada en el cargo único imputado, corresponderá a la suma de DOS MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y SIETE MILLONES PESOS M/CTE (COP \$2.847.000.000)¹⁷⁸, de acuerdo con la aplicación de los criterios de dosificación establecidos en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, arriba analizados y observando el límite previsto en dicha disposición legal.

4.4. PROPORCIONALIDAD Y RAZONABILIDAD DE LA SANCIÓN A IMPONER

Dentro de los procesos administrativos con fines sancionatorios, resulta un deber de las autoridades ponderar la sanción a imponer bajo los principios de proporcionalidad y razonabilidad, de tal manera que la graduación de la misma, guarde relación con la naturaleza y la gravedad de la infracción cometida por el administrado.

De esta manera, respecto del principio de proporcionalidad en materia de la potestad administrativa sancionatoria de la administración, la Corte Constitucional ha afirmado que:

“(…) éste exige que tanto la falta descrita como la sanción correspondiente a la misma resulten adecuadas a los fines de la norma, esto es, a la realización de los principios que gobiernan la función pública. Respecto de la sanción administrativa, la proporcionalidad implica también que

¹⁷⁸ Equivalentes a 2.000 salarios mínimos mensuales vigentes (SMMLV) y 246.451 en Unidad Básica de Valor (UBV).

*ella no resulte excesiva en rigidez frente a la gravedad de la conducta, ni tampoco carente de importancia frente a esa misma gravedad (...)*¹⁷⁹. (Énfasis agregado).

Así mismo, en cuanto al principio de razonabilidad, la Honorable Corte Constitucional ha indicado que:

*"(...) el contenido mismo del concepto de 'razonabilidad' ha sido explorado por la Corte, que, en sentencia, dijo hace relación a que un juicio, raciocinio o idea esté conforme con la prudencia, la justicia o la equidad que rigen para el caso concreto. Es decir, cuando se justifica una acción o expresión de una idea, juicio o raciocinio por su conveniencia o necesidad"*¹⁸⁰. (Énfasis agregado).

En este contexto, el Despacho considera que el monto de la sanción de MULTA a imponer resulta proporcional y razonable, toda vez que se encuentra en correspondencia con la naturaleza y gravedad de las infracciones comprobadas, así como con el impacto que dichas conductas generaron frente al régimen legal y regulatorio aplicable, y a los derechos de los usuarios; resultando necesaria para que el comportamiento del prestador se adecúe a las disposiciones legales, reglamentarias y contractuales aplicables, así como también para disuadirlo de la comisión de las conductas objeto de reproche, de forma tal que en el futuro no se presenten este tipo de incumplimientos a las disposiciones legales y regulatorias.

En mérito de lo expuesto, el Superintendente Delegado para Energía y Gas,

RESUELVE

ARTÍCULO PRIMERO: DECLARAR probado el incumplimiento endilgado a la empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., identificada con el NIT. 860.063.875-8, en el cargo único formulado mediante el acto administrativo SSPD No. 20222400352436 del 29 de diciembre de 2022.

ARTÍCULO SEGUNDO: En consecuencia, SANCIONAR en la modalidad de MULTA, por valor de DOS MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y SIETE MILLONES PESOS M/CTE (COP \$2.847.000.000), a la empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., identificada con el NIT. 860063875-8, de conformidad con las razones expuestas en la parte motiva de la presente resolución.

Parágrafo: Una vez se encuentre en firme la presente Resolución, el valor de la multa impuesta deberá ser consignada en efectivo o cheque de gerencia. Para ello, el prestador debe descargar el formato de pago disponible en el portal web www.superservicios.gov.co, menú Servicios vigilados > Trámites y Servicios Prestadores > Pagos o acceder al siguiente enlace en un navegador web: (<https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/tramites-servicios/formatos-pago>).

El pago de la sanción deberá acreditarse dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de ejecutoria del presente acto administrativo.

ARTÍCULO TERCERO: NOTIFICAR el contenido del presente acto administrativo a la empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., identificada con el NIT. 860063875-8, a través de su apoderado especial o quien haga sus veces, al correo electrónico notificaciones.judiciales@enel.com¹⁸¹ y rrestrepo601@gmail.com¹⁸² remitiéndole una copia del mismo y advirtiéndole que contra esta resolución procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a su notificación, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 76 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

ARTÍCULO CUARTO: HABILITAR una copia virtual del expediente **2022240380300028E**, a través del siguiente enlace¹⁸³:

¹⁷⁹ Corte Constitucional, Sala Plena. Sentencia C-125/03, Magistrada Ponente: Clara Inés Vargas.

¹⁸⁰ Corte Constitucional, Sala Plena. Sentencia C-1026/01, Magistrado Ponente: Eduardo Montealegre Lynett.

¹⁸¹ Correo electrónico autorizado por la INVESTIGADA para efecto de notificación personal por medio electrónico, según se encuentra registrado en: (i) el Certificado de Existencia y Representación Legal de la empresa emitido por la Cámara de Comercio de Bogotá, cuya última renovación se realizó el 27 de marzo de 2025 (consulta 06/10/2025); (ii) comunicación SSPD 20235290259832 del 20 de enero de 2023 (Cfr. Folios 45 revés, 220 y 273 de la carpeta pública No. 2 del expediente).y (iii) comunicación SSPD 20252402656861 del 8 de septiembre de 2025 (Cfr. Folios 414 y 430 de la carpeta pública No. 3 del expediente)

¹⁸² Correo electrónico autorizado por el apoderado de la INVESTIGADA para efecto de notificación personal por medio electrónico, según se encuentra registrado en comunicación SSPD 20252402656861 del 8 de septiembre de 2025 (Cfr. Folios 414 y 430 de la carpeta pública No. 3 del expediente)






¹⁸³ Lo anterior, sin perjuicio del deber de la INVESTIGADA de consultar el expediente administrativo -físico-, el cual quedará a disposición en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ubicada en la Carrera 18 No. 84-35, piso 7, de la ciudad de Bogotá D.C. En caso de presentar inconvenientes con el acceso al enlace, deberá ponerse dicha situación en conocimiento de la SSPD a través de los correos electrónicos institucionales sspd@superservicios.gov.co y nnonsoque@superservicios.gov.co.

https://drive.google.com/drive/folders/1UcQkuO8adc8OCZk2HAbjZu7XIIT7fQrw?usp=drive_link

ARTÍCULO QUINTO: La presente Resolución rige a partir de la fecha de su firmeza.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE


OMAR CAMILO LÓPEZ LÓPEZ¹⁸⁴
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Aprobó y Revisó: Feiber Alexander Ochoa Jiménez – Director de Investigaciones para Energía y Gas Combustible (E). 
Proyecto y Revisó: Lina Margarita Rojas Camargo – Abogada de la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas combustible 
Margarita Castilla Carvajal - Abogada de la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas combustible 
Nazir Yabor Pascuas - Contratista de la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas combustible 
Myriam Pérez Segura - Abogada de la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas combustible 

¹⁸⁴ Nombramiento efectuado mediante Resolución SSPD No. 20251000347675 del 22 de julio de 2025.