



Unidad de Planeación
Minero Energética

RESOLUCIÓN No. 000139 de 2026



2026-03-09

Radicado: 202601500001395

Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, *"Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

**LA DIRECTORA GENERAL DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA
– UPME**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por el Decreto 2121 de 2023, la Resolución MME 40311 de 2020, la Resolución CREG 075 de 2021 y sus modificaciones, la Resolución UPME 528 de 2021, el numeral 2 del artículo 74 de la Ley 1437 de 2011 y,

CONSIDERANDO:

Que la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante "UPME" o la "Unidad") fue creada mediante la Ley 143 de 1994 como una unidad administrativa especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, y en su artículo 16 dispone que la Unidad tiene entre otras, las siguientes funciones:

- "a) Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;*
- b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;*
- c) Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo (...)."*

Que mediante el Decreto 2121 de 2023, se modificó la estructura de la Unidad, y en su artículo 3 se estableció como objeto de la entidad:

"(...) planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas."

Que, el numeral 19 del artículo 4 ibidem, entre otras, atribuyó a la Unidad la función de emitir conceptos sobre las conexiones al Sistema Interconectado Nacional (en adelante el "SIN"), en el marco de la expansión de generación y transmisión de energía, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

Que, de acuerdo con lo señalado en el numeral 19 del artículo 16 del Decreto 2121 de 2023, corresponde a la Subdirección de Energía Eléctrica de la Unidad conceptuar sobre la viabilidad de conexiones de generadores al Sistema Interconectado Nacional (SIN), de conexiones de usuarios al Sistema de Transmisión Nacional (en adelante el "STN"), de obras de nivel de tensión IV para remuneración de activos y de interconexiones internacionales, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Que mediante la Resolución 40311 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía (en adelante el "Ministerio" o el "MME") estableció los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el SIN, delegando en la Unidad la emisión de los conceptos de conexión, conforme al inciso segundo del numeral 10 del artículo 4 de la norma en cita y su modificación a través de la Resolución 40042 de 2024 de la misma Cartera Ministerial.

Que, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante la "CREG" o la "Comisión") expidió la Resolución CREG 075 de 2021 "*Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional*", modificada por la Resolución CREG 101 023 DE 2023, en la cual se fijaron las reglas para la asignación de capacidad de transporte para generadores, cogeneradores, autogeneradores o usuarios finales, al Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Que, la Unidad expidió la Resolución 528 de 2021 "*Por la cual se establece el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se establecen disposiciones sobre la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 por parte de la UPME y se definen los parámetros generales de la Ventanilla Única*", mediante la cual se definieron los parámetros generales para el uso y funcionamiento de la Ventanilla Única (VU).

Adicionalmente, la precitada Resolución establece el procedimiento para el trámite de las conexiones al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para proyectos clase 1 y se establecen algunas disposiciones asociadas a la asignación, modificación y reserva de la capacidad de transporte de proyectos clase 1 teniendo en cuenta la regulación prevista en la Resolución CREG 075 de 2021.

Que, el artículo 16 de la Resolución UPME 528 de 2021, establece los requisitos y el procedimiento de evaluación para la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1.

Que, en desarrollo de lo anterior, la Unidad expidió la Circular Externa No. 000057 de 2022 mediante la cual se estableció el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1, donde se definieron esencialmente dos etapas para la realización de la evaluación por parte de la Unidad, las cuales son: (i) la priorización por parte del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (en adelante el "MACC") y (ii) la validación eléctrica.

Que el numeral 2 del artículo 74 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo establece que contra los actos administrativos procede el recurso: "*(...) de apelación, ante el inmediato superior administrativo o funcional con el mismo propósito.*", es decir, para que aclare, modifique, adicione o revoque, la decisión apelada.

Teniendo en cuenta que el acto administrativo apelado fue expedido por el Subdirector de Energía Eléctrica (E), le corresponde a la Directora General, en su calidad de superior jerárquico, para resolver los recursos de apelación presentados.

I. ANTECEDENTES

- 1.1. En el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, la UPME recibió un total de 103 solicitudes de conexión, correspondientes a 190 alternativas de conexión para la subárea Atlántico.
- 1.2. Que, concluido el procedimiento administrativo de evaluación de solicitudes de conexión, la Unidad a través de la Resolución No. 000332 del 4 de abril de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325, emitió la resolución "*Por me-*

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

dio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea de Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

- 1.3. En ejercicio del derecho de defensa y contradicción, se recibieron 19 recursos de reposición de los promotores interesados para la subárea operativa de Atlántico; 11 de estos presentaron, subsidiariamente, recursos de apelación.
- 1.4. Considerando los argumentos propuestos por los recurrentes en los recursos de reposición interpuestos, la Subdirección de Energía Eléctrica mediante Resolución No. 001051 del 10 de diciembre de 2025 (radicado UPME No. 20251020010515), resolvió los recursos de reposición con sustento en el memorando con radicado UPME No. 20251520079423 del 11 de noviembre de 2025"; mediante el cual se incluyó la verificación y validación de la información inicialmente aportada por los promotores en sus solicitudes de conexión, atendiendo a la rigurosidad técnica del proceso de asignación de capacidad, determinando que no existen proyectos viables y, por ende, tampoco proyectos priorizados en la subárea eléctrica Atlántico. Por tanto, ningún proyecto resultó viable para proceder con la validación eléctrica.
- 1.5. En la misma Resolución No. 001051 de 2025 (con radicado UPME No. 20251020010515 del 10 de diciembre de 2025), la Unidad determinó en el artículo QUINTO de la parte resolutive conceder en efecto suspensivo los siguientes recursos de apelación:

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Fecha de notificación	Fecha de presentación de recurso	Radicado
SC_2023_51 73	Solar Costa 1 9.9 MW	GENERADORA DEL VALLE S.A.S	9/04/2025	21/04/2025	20251110092432 20251110209702
SC_2024_59 93	4G Energía	4G ENERGÍA S.A.S	7/04/2025	22/04/2025	20251500095352 20251110095472
SC_4084	GALAPA 19.9 MW	SUNLI S.A.S	7/04/2025	23/04/2025	20251500097672 20251110097602
SC_2985	PARQUE EÓLICO FLUVIAL RIO GRANDE DE LA MAGDALENA	GRAND ENERGY S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251110096122 20251500095832
SC_2023_53 74	EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1	Sol de las Ciénagas S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	23/04/2025	20251110096852 20251500096712
SC_4046	CENTRO SOLAR FOTOVOLTAI CO SABANALAR GA II 9.9 MW	Ingenierías Aliadas S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251500097502
SC_4124	CENTRO SOLAR FOTOVOLTAI CO SABANALAR GA I 9.9 MW	Generadora Cantayús S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	24/04/2025	20251500097512
SC_3143	ASTROLEO	Edelmira Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097682

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Fecha de notificación	Fecha de presentación de recurso	Radicado
SC_2641	LUMICA	MG17 S.A.S.	8/04/2025	24/04/2025	20251500097692
SC_2935	OASIS	Edelmira Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097702
SC_2901	RUGIDO A UN SOL	Don Jesús Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097722

- 1.6. Mediante memorando con radicado UPME No. 20251020098713 del 24 de diciembre de 2025, la Subdirección de Energía Eléctrica, remitió a la Dirección General el escrito contentivo de los recursos de reposición y en subsidio de apelación, así como los antecedentes administrativos que dieron origen a la decisión adoptada en instancia para dar trámite al recurso de alzada.

Así las cosas, corresponde a la Directora General, en su calidad de superior inmediata estudiar y resolver los recursos de apelación interpuestos por los promotores contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025, y Resolución No. 001051 del 10 de diciembre de 2025, mediante la cual se resolvieron los recursos de reposición.

II. PROCEDENCIA DE LOS RECURSOS DE APELACIÓN INCOADOS

1.1. Verificación de los requisitos de los recursos

La verificación se hizo de los requisitos respecto de la presentación, oportunidad y legitimación de los recursos a la luz de la Ley 1437 de 2011. Considerando que los recursos de reposición y apelación tienen el mismo contenido y, en efecto, se cumplen los requisitos de ley, es procedente emitir el pronunciamiento de fondo de los recursos de alzada.

1.2. De la extemporaneidad del alcance al recurso presentado por el promotor del proyecto Costa 1 de 9,9 MW mediante escrito con radicado UPME No. 20251110209702 de fecha 26 de agosto de 2025.

Una vez revisado el recurso presentado, se observa que el promotor del proyecto Costa 1 de 9,9 MW, presentó escrito con asunto "(...) Alcance al recurso de reposición con radicado UPME 20251110092432", con el que pretende que la unidad tuviera en cuenta un error cometido por el mismo promotor en materia de aportes de corto circuito en su solicitud de conexión, así como la extensión de algunos argumentos ya propuestos en el recurso presentado con radicado UPME No. 20251110092432 del 21 de abril de 2025.

Dado que la notificación de la Resolución UPME No. 000332 de 2025, se surtió el 9 de abril de 2025 conforme con lo dispuesto en el artículo 76 del CPACA, el promotor tenía hasta el 25 de abril de 2025, para presentar los recursos de ley. No obstante, se observa que el recurso fue presentado el 26 de agosto de 2025, esto es, cuatro (4) meses después del vencimiento del término legal establecido. Por tanto, se rechaza el alcance presentado mediante comunicación con radicado No. 20251110209702 de fecha 26 de agosto de 2025, por extemporáneo. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 78 del CPACA.

III. FUNDAMENTOS LEGALES DE LA DECISIÓN

La Resolución CREG 075 de 2021, en su artículo 4 establece de forma expresa que:

"La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, será la responsable de recibir y resolver las solicitudes de asignación de capacidad de transporte en el SIN de los proyectos clase 1, con base en las disposiciones establecidas en la presente resolución (...)"

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Ahora bien, el artículo 9 de la Resolución CREG 075 de 2021, establece el procedimiento para la asignación de la capacidad de transporte:

"ARTÍCULO 9. RADICACIÓN DE LA SOLICITUD: Para radicar una solicitud de asignación de capacidad de transporte de un proyecto clase 1, el interesado deberá cumplir los requisitos que se establecen en este artículo.

(...)

La radicación de una solicitud de asignación de capacidad de transporte de un proyecto clase 1 deberá hacerse a través de la ventanilla única siguiendo el procedimiento que para tal fin defina el responsable de la asignación. Junto con la solicitud se deberá incluir el estudio de conexión y el estudio de disponibilidad de espacio físico para la conexión del proyecto al SIN.

(...)

El responsable de la asignación de capacidad de transporte deberá informar, dentro del plazo que defina en el procedimiento de asignación de capacidad de transporte y a través de la ventanilla única, sobre la completitud de la documentación del proyecto o, en caso de ser necesario, solicitar, por una única vez, la entrega de documento(s) faltante(s) o incompleto(s).

El plazo para la entrega de documentación faltante o incompleta por parte del interesado será definido por el responsable de la asignación de capacidad de transporte en el procedimiento que implemente para tal fin. No obstante, todas las actividades efectuadas durante el proceso de asignación de capacidad de transporte deben realizarse y quedar registradas en la ventanilla única.

Cumplido el plazo para la entrega de los documentos faltantes o incompletos, el responsable de la asignación de capacidad de transporte a través de la ventanilla única informará al interesado si se ha completado la documentación con las características y en los plazos previstos y notificará al (los) transportador(es) para que descargue los documentos y con base en esta fecha se cuente el plazo para sus comentarios. Ante el incumplimiento del plazo de entrega de la documentación solicitada, o si la entrega es insuficiente, se entenderá que el interesado desiste de la solicitud.

Una solicitud de asignación de capacidad de transporte tendrá como fecha de radicación formal el día en que, cumplidos los requisitos y el procedimiento, haya sido entregada la documentación completa (...)."

A su vez, el artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, definió los principales criterios a tener en cuenta para la asignación de la capacidad de transporte, en los siguientes términos:

"ARTÍCULO 12. CRITERIOS PARA LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Para la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 se deberá tener en cuenta, entre otros, los siguientes criterios.

Para proyectos de conexión de generación:

a) Los lineamientos previstos en los numerales 1 y 2 del artículo 4 del Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía.

b) Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada al sistema. Para este cálculo se tendrán en cuenta, entre otros, los beneficios incrementales por disminución de restricciones y pérdidas de energía y/o por mejoras en la confiabilidad y seguridad de la operación, debido a la conexión del proyecto, descontando los costos de la expansión requerida.

c) Obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas.

Para proyectos de conexión de usuarios finales:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

d) Obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas.

e) Menor efecto para la operación del sistema, en términos de afectación de la calidad y confiabilidad del servicio.

El responsable de la asignación de capacidad de transporte determinará si considera necesario incluir criterios de priorización adicionales en concordancia con lo dispuesto en esta resolución. Los criterios que defina el responsable de la asignación de capacidad de transporte estarán publicados junto con el procedimiento de asignación establecido.

Si realizados los análisis de un año calendario, dos o más proyectos quedan con resultados iguales en la evaluación, y se necesita priorizar alguno de ellos, deberá considerarse la posición que haya obtenido cada proyecto en la fila. En este sentido, se deberá dar mayor prioridad al proyecto que se encuentre más cerca al primer puesto en la fila."

Por su parte, la Resolución UPME 528 de 2021 reglamentó el procedimiento de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, acorde con los lineamientos de la Resolución CREG 075 de 2021.

En este sentido, el artículo 17 de la Resolución UPME 528 de 2021, establece el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional – SIN, y específicamente en relación con la evaluación prevé:

"ARTÍCULO 17. PROCEDIMIENTO PARA LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE A PROYECTOS CLASE 1. Una vez radicada la solicitud de (i) asignación de capacidad de transporte, (ii) asignación de capacidad de transporte con uso compartido de activos de conexión, o (iii) la opción para proyectos que requieran capacidad mayor a la disponible, se agotará el siguiente procedimiento:

(...)

5. Emisión del concepto: La evaluación de la solicitud tendrá como resultado un concepto de conexión o de un concepto sin capacidad aprobada, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 de la presente Resolución. La UPME tendrá los siguientes plazos para resolver las solicitudes en la correspondiente anualidad:

a. Para proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN. A más tardar, el 31 de octubre de la respectiva anualidad.

b. Para proyectos que requieren obras de expansión en el SIN. A más tardar, el 20 de diciembre de la respectiva anualidad.

El concepto se notificará a través de la Ventanilla Única (VU) y contra el mismo proceden los recursos establecidos en los artículos 74 y siguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA). La Ventanilla Única (VU) estará habilitada para que se puedan interponer recursos a través de dicho medio, sin perjuicio de las disposiciones aplicables en el CPACA. (...)."

IV. PRUEBAS

Conforme a la postulación efectuada en recursos de instancia, la Subdirección de Energía Eléctrica adoptó las decisiones concernientes frente al decreto y negación de las pruebas solicitadas por los recurrentes.

Conforme a lo anterior, en instancia de apelación se determinará si los medios de prueba aportados satisfacen las exigencias de conducencia, pertinencia y utilidad, para su admisibilidad y valoración de las pruebas que pretenden incorporar, siendo preciso indicar lo establecido por la Sala Plena del Consejo de Estado, que ha, señalado:

"i) en la pertinencia de una prueba se debe revisar que la misma guarde relación con los hechos que se pretenden demostrar; ii) en la conducencia de una prueba se debe revisar

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*que el medio probatorio propuesto sea adecuado para demostrar el hecho; para lo cual: a) el medio probatorio respectivo debe estar autorizado y no prohibido expresa o tácitamente por la ley; y b) el medio probatorio no debe estar prohibido en particular para el hecho que con él se pretende probar; iii) en la utilidad de una prueba se debe revisar que no sea manifiestamente superflua, es decir, que no tenga razón de ser, porque ya están probados los hechos o porque el hecho está exento de prueba; y iv) en la licitud de la prueba se debe revisar que no haya sido obtenida con violación de derechos fundamentales."*¹

Considerando lo anterior, frente al petitorio del promotor del proyecto Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW, solicito la inclusión de una prueba de oficio, así:

"Se solicita a la UPME oficiar a Transelca, para que esta, en su calidad de transportador propietario del punto de conexión del Proyecto, para que certifique si dentro de su plan de inversiones de mejora de calidad de sus activos se encuentra el aumento de capacidad de interrupción del cortocircuito de la Subestación Nueva Barranquilla aprobadas en el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica, Tomo 1 Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional elaborado por la UPME; y la fecha estimada en que se realizaría la misma."

Al respecto, encontré esta Dirección debe precisar que las pruebas de oficio son una facultad de la autoridad administrativa y no una obligación derivada de la solicitud de las partes, en ese entendido se tiene que la a prueba no cumple con el requisito de pertinencia al no *guardar relación con los hechos que se pretenden demostrar, esto en razón a que* el promotor pretende con este medio probatorio demostrar que el proyecto Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW, debió haber sido priorizado para una eventual conexión por parte de la UPME, si esta última hubiera considerado las obras de expansión identificadas en el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Eléctrica, Tomo 1 para otorgar la conexión del proyecto de generación supeditada a la obra de expansión de la Subestación Nueva Barranquilla.

La prueba no resulta pertinente, dado que no es cierto que esta Unidad tenga la facultad para tener en cuenta la obra de expansión referenciada por el promotor. Esto, dado que, si bien fue identificada en el mencionado Plan Maestro, la misma debe ser debidamente adoptada por el Ministerio de Minas y Energía antes de que la UPME pueda incluirla en los análisis de respuestas de las solicitudes de conexión presentadas. Esto, según lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012 y en desarrollo de lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 143 de 1994. Por lo anterior se considera que no resulta necesario decretar la prueba de oficio solicitada, por lo que el recurso puede decidirse de plano de conformidad con lo dispuesto en el artículo 79 del CPACA.

V. ANÁLISIS DE LOS RECURSOS DE APELACIÓN

De los argumentos de impugnación, los recurrentes tuvieron reparo respecto a la motivación de la Resolución UPME No. 000332 de 2025, que decidió no solo emitir concepto sin capacidad aprobada para algunos proyectos, sino que, también determinó los proyectos viables priorizados y viables no priorizados

Siendo necesario entrar a realizar un análisis técnico y jurídico frente a los argumentos presentados por los recurrentes, conforme al material probatorio aportado allegado, así:

1.3. De la viabilidad de la asignación de capacidad cuando no se encuentran restricciones y de los comentarios del transportador

RADICADO	PROYECTO
20251110092432	COSTA 1 de 9,9 MW

¹ CONSEJO DE ESTADO, SALA PLENA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO, SALA QUINCE ESPECIAL DE DECISIÓN, CP: GUSTAVO EDUARDO GOMEZ ARANGUREN, Bogotá, D.C., diecisiete (17) de enero de dos mil once (2011). Radicación número: 25000-23-25-000-2007-01109-02(1732-10)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Frente a los argumentos propuestos por la sociedad Generadora del Valle S.A.S., es preciso indicar que:

De expuesto por el recurrente, su inconformidad radica en la decisión de priorizar dos proyectos en la subárea Atlántico que suman la misma capacidad del proyecto en el mismo punto de conexión, cuestionamiento que busca la aplicación del principio de igualdad, y en relación con los comentarios hechos por el transportador frente a la solicitud de conexión. Al respecto, es preciso indicar que mediante la Resolución UPME No. 001051 de 2025, la Subdirección de Energía Eléctrica (E) concluyó que, en el procedimiento implementado para tomar las decisiones previstas en la resolución recurrida frente al proyecto Costa 1 de 9,9 MW, fue adoptada conforme a los principios de legalidad, equidad y transparencia.

Conforme a lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, la cual fija los lineamientos regulatorios para la asignación de capacidad de transporte, estableciendo que los procedimientos de asignación deben ejecutarse con base en criterios verificables y medibles, aplicables a todos los solicitantes sin distinción alguna. En desarrollo de dichos lineamientos y, con base en las competencias allí dispuestas, la UPME, emitió el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1 (Procedimiento de Evaluación) con el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), el cual fue publicado mediante Circular UPME No. 057 de 2022. Modelo permitió optimizar la capacidad de conexión disponible en el sistema y, a su vez, maximizar los beneficios que percibirá el Sistema Interconectado Nacional – SIN con la entrada de nuevos proyectos de generación.

En este punto, es preciso mencionar que el principio de igualdad ha sido adoptado como fundamento esencial en el modelo MACC, el cual ha sido diseñado para garantizar la igualdad de condiciones en la asignación de capacidad de transporte dentro del SIN, modelo que implementa y asegura que todos los proyectos de generación sean evaluados bajo los mismos criterios técnicos y metodológicos, sin ventajas arbitrarias o tratamientos diferenciados.

Por tanto, los resultados previstos en la resolución recurrida frente a la priorización de ciertos proyectos, obedece directamente a la información proporcionada a la UPME por los promotores en sus solicitudes de conexión. Esto, con base en lo dispuesto en la misma Circular ibidem, según la cual, el principio de veracidad de la información² debe ser un elemento esencial para garantizar la confiabilidad y equidad en la asignación de capacidad de transporte, postulado reforzado en la Circular CREG No. 047 de 2023, que estableció los requisitos específicos sobre la información que debe incluirse en los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de los proyectos de generación, lo que permitió que cada solicitante proporcionara datos precisos y comprobables, lo que evitaría distorsiones en el proceso de asignación y fortalece la transparencia del mismo.

Así las cosas, es responsabilidad de los solicitantes proporcionar la información precisa y verídica, dado que es una premisa esencial del Procedimiento de Evaluación de asignación de capacidad de transporte. En virtud de lo anterior, la igualdad de condiciones en la asignación de capacidad de transporte ha sido plenamente respetada, toda vez que las decisiones adoptadas se han basado en información técnica verificada y en procedimientos previamente definidos en la regulación vigente.

² "4.2.1 Veracidad de la información:

Debido a que el resultado del proceso de evaluación para la asignación de la capacidad de transporte puede otorgar derechos al promotor sobre dicha capacidad, es indispensable que la información presentada en los estudios de conexión sea verídica y se encuentre dentro del marco regulatorio vigente al momento de realizar la solicitud. Además, el presentar información no verídica puede implicar que los resultados de evaluación no sean confiables y afecten el proceso de evaluación de los demás solicitantes.

En este sentido, una de las premisas consideradas en el desarrollo de este documento es que las solicitudes de conexión presentaron información veraz y confiable".

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Es preciso indicar que las decisiones adoptadas en instancia, fueron decididas en atención al deber de la debida diligencia, eficiencia e imparcialidad que rigen la función se realizó el análisis técnico de los argumentos, comentarios y pruebas presentados, concluyendo que la verificación arrojó como resultado de que no se encontraron proyectos viables para conexión en la subárea eléctrica Atlántico, por lo que tampoco resultaron proyectos priorizados, tal como fue expuesto en la Resolución UPME No. 001051 de 2025.

En consecuencia, las decisiones adoptadas por la administración han sido conforme a los principios de legalidad, equidad y transparencia, garantizando que la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional se lleve a cabo en un marco de competencia justa y reglas claras, en el que cada agente sea evaluado exclusivamente con base en información que se presume real y comprobable. Lo anterior, asegurando que el proceso de asignación de capacidad de transporte responda a los principios de eficiencia, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, como quedo establecido en las decisiones de instancia, por tanto, no le asiste razón al recurrente frente a las inconformidades planteadas.

1.4. De la supuesta falta de motivación de la Resolución No. 332 de 2025 y el desconocimiento del derecho al debido proceso

RADICADO	PROYECTO
2025111009243 2	COSTA 1 de 9,9 MW
2025150009583 2	Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW
2025111009685 2 2025150009671 2	Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW
2025150009768 2	Astraleo de 100 MW
2025150009769 2	Lumica de 19,9 MW
2025150009770 2	Oasis de 9,9 MW
2025150009772 2	Rugido a un sol de 19,9 MW
2025150009767 2 2025111009760 2	Galapa de 19,9 MW

El promotor del proyecto COSTA 1 de 9,9 MW, postuló la **FALTA DE MOTIVACIÓN DEL ACTO ADMINISTRATIVO**. Por su parte, el promotor del proyecto Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW, argumentó la **motivación de los actos administrativos y la vulneración del derecho al debido proceso, el principio de motivación de los actos administrativos y sus implicaciones, la falta de información relevante y su impacto en la defensa y la necesidad de la protección de los derechos procesales y la validez del acto administrativo**.

El promotor del proyecto Galapa de 19,9 MW, postuló la **motivación de los actos administrativos y el ejercicio de facultades discrecionales**.

"- Consideraciones sobre la motivación de los actos administrativos y el ejercicio de facultades discrecionales:

La motivación adecuada y suficiente constituye un elemento esencial de validez de los actos administrativos en el ordenamiento jurídico colombiano. Este requisito fundamental se deriva del principio de legalidad consagrado en el artículo 121 de la Constitución Política y se

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

concreta en el deber de las autoridades administrativas de expresar los fundamentos fácticos y jurídicos que sustentan sus decisiones.

(...)

Esta obligación de motivación adquiere especial relevancia cuando se trata de actos administrativos desfavorables o que afectan negativamente los intereses de los administrados, como ocurre con la decisión de no priorizar un proyecto para la asignación de capacidad de transporte. En estos casos, la motivación debe ser particularmente clara, completa y congruente, permitiendo al afectado comprender plenamente las razones técnicas y jurídicas que fundamentan la decisión."

El promotor del proyecto Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW postuló la **FALTA DE MOTIVACIÓN POR DESCONOCIMIENTO DEL DERECHO DE DEFENSA Y DEL DEBIDO PROCESO** afirmando lo siguiente:

- "FALTA DE MOTIVACIÓN: DESCONOCIMIENTO DEL DERECHO DE DEFENSA Y DEL DEBIDO PROCESO:

(...) Los Actos Impugnados fueron expedidos desconociendo el derecho de defensa, el debido proceso y derecho de contradicción de mi representada, por cuanto la UPME desconoció manifiesta y abiertamente el procedimiento para la asignación de la capacidad de transporte (...)."

Los promotores de los proyectos Astraleo de 100 MW, Lumica de 19,9 MW, Oasis de 9,9 MW, Rugido a un sol de 19,9 MW, postularon la **Vulneración al Debido Proceso Administrativo, Garantías al debido proceso en el procedimiento administrativo.**

Frente a las afirmaciones postuladas por los recurrentes en las cuales afirman que el concepto sin capacidad asignada emitido por la UPME, carece de motivación, debe decirse que, en relación con el cargo de falta e indebida motivación, la jurisprudencia del Consejo de Estado ha sostenido que la motivación se entiende cumplida cuando el acto expresa las razones fácticas, técnicas y jurídicas que permiten comprender el sentido de la decisión, sin que se exija una extensión argumentativa ilimitada.

Ahora bien, revisado el acto impugnado, se advierte que la Subdirección de Energía Eléctrica, identificó el marco normativo aplicable al procedimiento de asignación de capacidad, expuso las reglas de evaluación, calificación y priorización previstas en la normatividad regulatoria, señaló las razones técnicas que condujeron a la decisión adoptada de no aprobar la capacidad de transporte para los proyectos.

En consecuencia, la motivación no es aparente ni inexistente. Por el contrario, el acto administrativo recurrido contiene una fundamentación suficiente que permitió conocer las razones determinantes de la decisión y ejercer adecuadamente el derecho de contradicción como en efecto ocurrió con la interposición de recursos

El desacuerdo de los recurrentes con la decisión emitida no convierte la decisión en inmotivada, pues se trata de un proceso reglado y no caprichoso que garantizó a la totalidad de promotores que presentaron solicitudes de asignación de capacidad de transporte, se publicaron los resultados de cada una de las etapas. Por ende, se garantizó el debido proceso de implementación que comporta una necesidad para la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional, garantizando la entidad las fechas de corte para la publicación de los datos relevantes, para contar con la información más actualizada posible, dado que la misma puede incidir en el proceso y sus decisiones se basen en parámetros técnicos. En ese sentido, el Procedimiento de Evaluación para el ciclo 2 se ciñó a lo dispuesto en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022 y lo decidido en la Resolución No. 000332 de 2025, es el resultado de la aplicación del procedimiento.

Así las cosas, la Dirección General evidencia que no existe la falta de motivación de los actos administrativo, propuesta por los promotores, por cuanto, tanto la resolución

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

recurrida (Resolución No. 000332 de 2025), la resolución que resuelve los recursos de reposición (Resolución No. 001051 de 2025) y su correspondiente concepto técnico, contienen la debida motivación contentiva de la metodología implementada durante el procedimiento de asignación de capacidad, los razonamientos constitucionales, legales, técnicos y de equidad necesarios para fundamentar la respectiva conclusión, así como la explicación de los resultados relacionados con los proyectos aquí referenciados, incluida la totalidad de las operaciones matemáticas, iteraciones del modelo o cálculos algorítmicos del MACC.

En consecuencia, la motivación prevista en los actos impugnados es adecuada, suficiente y compatible con los estándares constitucionales de publicidad, razonabilidad y transparencia. Finalmente, no sobra recordar toda la información que esta Unidad puso a disposición de los solicitantes de conexión con anterioridad al inicio de los análisis de cada solicitud para que tuvieran en cuenta todos los parámetros con los cuales sus solicitudes serían evaluadas.

En todo caso, debe recordarse que la motivación de los actos administrativos **no** sólo comprende el contenido del documento de la decisión, al contrario, dicha motivación obedece a la integración de otros factores sumidos en información técnica, científica y metodológica, lo que convierte la decisión en un "acto administrativo complejo" y, sobre el cual, la jurisprudencia del Consejo de Estado ha señalado que es una construcción conjuntiva que, permite determinar la decisión plena de la administración, así como observar el cumplimiento del debido proceso, así:

*"Los motivos son entonces el soporte fáctico y jurídico que justifican la expedición del acto administrativo y el sentido de su declaración y, por lo general, cuando por disposición legal deben ponerse de manifiesto, aparecen en la parte considerativa del acto. En todo caso, aunque no se mencionen expresamente los motivos, **debe existir una realidad fáctica y jurídica que le brinde sustento a la decisión administrativa, que normalmente está contenida en los "antecedentes del acto" representados por lo general en distintos documentos, como estudios, informes, actas, etc.**"³ (Negrillas fuera de texto)*

Ahora bien, respecto de la afirmación de los recurrentes según la cual el enlace que contiene los informes técnicos no se encontraba disponible al momento de la notificación de los actos, se indica que la entidad cumplió con su obligación de publicar en la Ventanilla Única los resultados del análisis y priorización, tal como lo ordena el procedimiento de regulación. La eventual indisponibilidad temporal de un enlace electrónico no afecta la validez del acto administrativo, en tanto, la información se encontraba alojada en el repositorio oficial dispuesto para tal fin y estuvo disponible con antelación suficiente para permitir el derecho de contradicción y debido proceso.

La Unidad efectuó la publicación de mediante la Circular UPME 057 de 2022 que establece la metodología aplicada al proceso de solicitud y asignación de capacidad de transporte y expidió el documento denominado "Informe Resultados obtenidos en la Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para la subárea Atlántico", lo cual da cuenta de los resultados obtenidos en la aplicación del procedimiento de evaluación de solicitudes del proyecto, como de su comparación con los otros proyectos que participaron por capacidad, bien sea en la misma barra, zona y subárea a fin de garantizar la mayor optimización de recursos y activos simulando el escenario con la información suministrada por los operadores de red y todos los promotores que expresaron el interés para la asignación de capacidad de transporte surtida.

Dicha información se encuentra alojada en el sitio web de la Unidad, conforme a lo establecido en la Circular CREG 014 de 2022, y en el módulo alterno a la Ventanilla Única (VU), en donde los interesados tuvieron la oportunidad de observar información como la de demanda reportada por el operador de red, aclarándosele a los promotores que, la

³ Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Primera. Sentencia del 20 de febrero de 2014. C.P. María Elizabeth García González. Exp. 2012-00292-00.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

UPME no ha modificado el procedimiento con los que se lleva a cabo el análisis de la información suministrada para la asignación de la capacidad de transporte, conforme lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, la Resolución CREG 075 de 2021 y la Circular UPME 057 de 2022.

Conforme a lo anteriormente indicado, no son de recibo los argumentos presentados por los promotores a quienes la administración ha garantizado, en todo momento, el debido proceso, el derecho de contradicción y defensa que le les asiste a los recurrentes. En consecuencia, la actuación de la UPME se ajustó plenamente a la regulación aplicable, a los principios constitucionales que orientan la función administrativa y a las exigencias del debido proceso administrativo

Por lo anterior, la Dirección considera que la motivación contenida en la resolución recurrida tiene los soportes técnicos y jurídicos suficientes para ratificar lo allí decidido, sin que se evidencia vulneración alguna a los derechos que le asisten a los recurrentes.

1.5. De la falsa motivación

RADICADO	PROYECTO
20251500095352 20251110095472	4G Energía de 6,5 MW
20251500097682	Astraleo de 100 MW
20251500097692	Lumica de 19,9 MW
20251500097702	Oasis de 9,9 MW
20251500097722	Rugido a un sol de 19,9 MW

El promotor del proyecto 4G Energía de 6,5 MW, postula la **EXPEDICIÓN IRREGULAR DEL ACTO ADMINISTRATIVO POR FALSA DE MOTIVACIÓN**. Los promotores de los proyectos Astraleo de 100 MW, Lumica de 19,9 MW, Oasis de 9,9 MW y Rugido a un sol de 19,9 MW, postulan la **Falsa Motivación**.

La Dirección encuentra que la motivación del acto administrativo frente a la naturaleza de autogenerador de la planta *Unibol* corresponde a la postulación efectuada frente a la diferenciación que existe entre la relación que tiene un autogenerador con el SIN versus proyectos de generación, postulando que se trata de figuras regulatorias con naturaleza y finalidad distintas dentro del marco normativo. Un proyecto de autogeneración implica una relación diferente con el sistema en comparación con proyectos de generación. Por lo tanto, para el presente ciclo de asignación de capacidad, es necesaria la evaluación del proyecto bajo los lineamientos establecidos en la Resolución CREG No. 075 de 2021, con sus 6,5 MW solicitados, los cuales corresponden a la capacidad total requerida por el proyecto 4G Energía. Las condiciones actuales de operación de la planta *Unibol*, con relación a su evaluación y por consiguiente su operación, no corresponden a las condiciones de requeridas por el proyecto 4G, la cual no se corresponde a una ampliación de capacidad sino a una solicitud de capacidad de generación.

De otro lado, no son de recibo los argumentos presentados por los recurrentes en relación con los comentarios del operador de red, puesto que estos comentarios fueron tenidos en cuenta en el análisis realizado por la Unidad, al ser responsabilidad de la autoridad administrativa realizar el análisis completo de todas las solicitudes, no solo en el punto de conexión sino en toda el área de influencia del proyecto. Para ello se consideraron factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en la fecha de Puesta en Operación (FPO), la aprobación de obras de expansión y, por supuesto, los comentarios del transportador. Este análisis integral se hizo en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 10 de la Resolución CREG No. 075 de 2021.

Siendo pertinente señalar en el análisis de solicitudes de conexión la Unidad debe regirse por lo dispuesto en el Procedimiento de Evaluación vigente, esto de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

y en cumplimiento de la mencionada normativa, y, con el propósito de avanzar en la asignación de capacidad de transporte y optimización de la disponibilidad, la Unidad solicitó a los transportadores y operadores de red (OR), a través de la Circular que, actualizaran la información en la Ventanilla Única (VU), antes del 20 de agosto de 2024, en cumplimiento del artículo 7 de la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular CREG No. 014 de 2022. Por tanto, se estableció dicha fecha como corte de información, precisando que cualquier información reportada después de esta fecha no sería considerada en el presente ciclo de asignación. Esto, con el objetivo de iniciar la construcción de la parametrización de la red con la cual se modelarían los escenarios eléctricos actuales y determinar si se emitiría un concepto con o sin capacidad aprobada como respuesta a las solicitudes de conexión allegadas a esta Unidad como parte del ciclo 2.

La información mencionada anteriormente con los parámetros de líneas, transformadores, subestaciones, compensaciones reactivas y demás elementos del sistema, puede ser consultada por medio del siguiente enlace:

<https://app.upme.gov.co/InfoEstudiosConexion/home/Login> > Parámetros de sistema y disponibilidad física.

En ese sentido, la Unidad no podía desconocer que la planta *Unibol* es un autogenerador y, como tal, su relación con el sistema sería distinta a la de los proyectos de generación, como quedo plasmado en párrafos anteriores.

Frente al argumento de los recurrentes, si bien en es cierto que la administración argumentara la resolución recurrida en hechos inexistentes o con una interpretación errónea, al contar ó con la debida justificación derivada de los análisis técnicos y jurídicos realizados por la Subdirección de Energía Eléctrica, los cuales se realizaron con base a la información proporcionada por los interesados a través de sus solicitudes de conexión. Dichos análisis permitieron evaluar las condiciones del sistema y la viabilidad de las solicitudes conforme al marco regulatorio vigente, permitiendo la expedición de la Resolución No. 000332 de 2025, la cual siguió el procedimiento cuyo génesis es la Resolución CREG No. 075 de 2021 y sustentado técnicamente en la Resolución CREG No. 025 de 1995, la Resolución UPME No. 528 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022.

Adicionalmente, con el propósito de garantizar los principios de publicidad y acceso a la información, la entidad dispuso un microsítio de consulta pública dirigido al público en general y especialmente a los promotores interesados en el seguimiento del Procedimiento de Evaluación para la asignación de capacidad, y en el que se publicaron los resultados de los análisis que cada una de las etapas del proceso evaluadas, con la inclusión de los parámetros que llevaron a los resultados de carácter técnico.

En consecuencia, no se evidencia que la decisión administrativa se encuentre sustentada en hechos inexistentes ni en una interpretación errónea del marco normativo aplicable, por lo cual no se configura el vicio de falsa motivación alegado por el recurrente.

1.6. De la supuesta existencia de un vacío regulatorio

RADICADO	PROYECTO
20251500095352	4G Energía de 6,5 MW
20251110095472	

En este punto, el recurrente postulo la **Existencia de un vacío regulatorio para aumento de capacidad asignada.**

Frente a este argumento, la Subdirección de Energía Eléctrica, en ejercicio de sus competencias técnicas, determinó que el proyecto 4G Energía de 6,5 MW debía ser evaluado conforme a los lineamientos establecido en la Resolución CREG No. 075 de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

2021, de acuerdo con lo previsto en el parágrafo 2 del artículo 10 de la Resolución UPME 528 de 2021.

Por tanto, la Dirección encuentra que la decisión adoptada por la instancia es acertada teniendo en cuenta que la naturaleza, ya sea de generador o de autogenerador de los proyectos necesariamente determina los procedimientos que deben seguirse para la respectiva asignación de capacidad de transporte y no por ello se puede predicar que existe un vacío regulatorio, ya que la Resolución CREG 174 de 2021, regula la actividad de autogeneración y la Resolución CREG 075 de 2021, regula las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional.

Concuera este despacho con la decisión de instancia, en la medida en que estos dos tipos de proyectos tienen impactos diferentes en el SIN, y su integración debe ser evaluada teniendo en cuenta sus respectivas características, más aún cuando el promotor señala que su solicitud consiste en **"un aumento en la capacidad de asignación de transporte y de una migración de Autogenerador a Generador"**, es decir, el promotor solicita un cambio de características de Autogenerador a generador, situación que lo coloca en las disposiciones señaladas en la Resolución CREG 075 de 2021, tal y como fue decidido.

Finalmente, y como lo afirmó la Subdirección en su decisión, no es posible limitar el análisis a las condiciones de operación previas bajo las cuales opera el autogenerador, pues debe tenerse en cuenta que el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico y evoluciona constantemente debido a cambios en las fechas de puesta en operación, la entrada o liberación de proyectos de generación o carga, y modificaciones estructurales del sistema de transmisión. Por ello, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la Seguridad del Sistema Eléctrico colombiano, es fundamental analizar el impacto de los nuevos proyectos bajo las condiciones actuales y futuras del sistema, no siendo acogido el argumento de la existencia de un vacío regulatorio.

1.7. De los aportes de corriente de cortocircuito

RADICADO	PROYECTO
20251500095352 20251110095472	4G Energía de 6,5 MW
20251110096852 20251500096712	Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW
20251500097502	Centro Solar Fotovoltaico Sabana Larga 1 de 9,9 MW
20251500097512	Centro Solar Fotovoltaico Sabana Larga 2 de 9,9 MW
20251500097672 20251110097602	Galapa de 19,9 MW
20251500097682	Astraleo de 100 MW
20251500097692	Lumica de 19,9 MW
20251500097702	Oasis de 9,9 MW
20251500097722	Rugido a un sol de 19,9 MW

En este punto, el recurrente del proyecto 4G Energía de 6,5 MW, postula lo siguiente:

"(c) El aumento de la capacidad asignada y el cambio de tipo de conexión no implica aportes incrementales de corriente de cortocircuito"

- El aumento de capacidad de 4.99 MW a 6.5 MW no significa automáticamente que se generen aportes incrementales de corriente de cortocircuito que puedan afectar el Sistema Interconectado Nacional. Por el contrario, en el Anexo 26 el Promotor allega un Concepto Técnico, el cual evidencia que el incremento de capacidad propuesto por el Promotor no genera efectos incrementales sobre los niveles de cortocircuito existentes, ya que no se trata de una planta nueva que introduce una nueva topología o componentes técnicos diferentes, sino de un ajuste marginal sobre una infraestructura en operación. Adicionalmente, como se evidenció en los antecedentes, este tuvo degeneración venía realizando aportes de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

excedentes al sistema por el equivalente de 6,5MW de manera temporal, que es la misma capacidad que se buscaba ser aprobada bajo la Resolución Recurrída.

(...)

Así las cosas, no es cierto, como lo evaluó la UPME que el Proyecto no satisfaga las condiciones de 'excedentes de la capacidad de cortocircuito', porque el aporte de cortocircuito ya era un hecho preexistente que estaba siendo cumplido por parte del Proyecto, cuando se le asignó capacidad temporal adicional a la autorizada por el OR, y que incluso como refiere el Concepto Técnico referenciado en líneas arriba, se debió tener en cuenta que el activo de generación dentro del análisis actual del sistema. La UPME debió, entonces, limitarse a analizar el efecto marginal que el aumento de 1.6 MW representa en el sistema, y no recalcular o reevaluar el total de aportes, incurriendo en una argumentación que no obedece o al menos no contempla la actual realidad del Proyecto."

Por su parte, el promotor del proyecto Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW, postula lo siguiente:

"- Para la priorización del proyecto, la UPME no tuvo en cuenta que este satisface la capacidad de barra

De acuerdo con la propia UPME, este proyecto cuenta con suficiente capacidad de barra para su conexión al SIN. Sin embargo, no fue priorizado debido a los resultados del cálculo de cortocircuito, excluyéndose así una iniciativa que presenta beneficios evidentes al tratarse de la expansión de una planta existente con una capacidad instalada de 50 MW, en operación desde diciembre de 2024 y con licencia ambiental aprobada.

Este tipo de proyectos, por su nivel de avance y aporte al sistema, debería haber sido priorizado para su modelación mediante el MACC y, en todo caso, evaluado técnicamente por la UPME con el fin de asegurar una valoración integral y técnica. Dicha evaluación debe considerar los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021, la cual busca que los requisitos técnicos aplicables a las conexiones de generadores al SIN promuevan efectivamente la expansión de la capacidad de generación y transmisión, garantizando la sostenibilidad, seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico.

(...)

En conclusión, la UPME debe emitir decisión a la luz de respeto del debido proceso administrativo y las garantías fundamentales del interesado y considerando que existe capacidad de barra suficiente en la barra CARACOLÍ 110 kV con la entrada del proyecto EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1. Una vez realizados los ajustes en el MACC, deberá determinar que el proyecto debe ser priorizado y que se agote el estudio propio de validación eléctrica que realiza la UPME con sus propios cálculos, para concluir que su inclusión al SIN cumple con las disposiciones establecidas por la CREG para garantizar la seguridad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

(...)

Falta de consideración de algunos aspectos en relación con el cálculo de la capacidad de cortocircuito.

La UPME fundamenta la no priorización del proyecto, exclusivamente, en el exceso de capacidades de cortocircuito de algunas subestaciones aledañas al punto de conexión propuesto, según los datos que fueran reportados por los propietarios de los equipos en las subestaciones cercanas.

Este exceso se refiere a la diferencia entre la capacidad de interrupción de corriente de cortocircuito de la subestación y el aporte de corriente de cortocircuito del sistema en dicha subestación. Los escenarios de generación y la capacidad de interrupción de corriente de cortocircuito de las subestaciones son variables indispensables para realizar el análisis en el estudio de conexión, en el que se concluyó que, según las simulaciones eléctricas realizadas la conexión del proyecto es técnicamente viable.

(...)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Esto fue confirmado por AIR-E, como OR de la zona, quienes indicaron:

AIR-E S.A.S. E.S.P. en escenarios de Máxima generación térmica en la sub rea del Atlántico, se evidencian restricciones en el SDL y STR operado por AIR-E S.A.S. E.S.P. No obstante, con la entrada en operación de la alternativa 1 de conexión (subestación Caracol 110 kV) del proyecto de generación EXPANSION PS CARACOL 1 DE 9,9 MW, NO se presentan aumentos en las sobrecargas del SDL y STR en condiciones de contingencia N-1, por lo cual consideramos QUE ES UNA ALTRENTATIVA VIABLE De conformidad con lo expresado anteriormente, AIR-E S.A.S. E.S.P., considera que es viable técnicamente la conexión del proyecto de generación EXPANSION PS CARACOL 1. de acuerdo con la alternativa de conexión presentada por el interesado.

Se resalta que AIR-E, responsable de la zona de influencia del proyecto, indicó que el proyecto es viable, es decir, que según sus simulaciones eléctricas no se presentan aumentos en las sobrecargas del SDL y STR que puedan implicar un riesgo para el sistema, pues los flujos de carga, las contingencias, la estabilidad e incluso los análisis de aporte de cortocircuito del proyecto permiten concluir que el posible aporte no es relevante, sin esperar que todos los indicadores estén bajo el parámetro CERO. (...)."

Los promotores de los proyectos Centro Solar Fotovoltaico Sabanalarga 1 y 2, postularon inconformidades en relación con:

"- La UPME desestimó proyectos con aportes insignificantes a la capacidad de cortocircuito de diferentes subestaciones:

De acuerdo con la información técnica considerada para emitir la resolución recurrida, el proyecto Sabanalarga (...) ⁴ formulado por Ingenierías Aliadas, fue desestimado por la UPME por sus aportes de cortocircuito.

El proyecto Sabanalarga (...) ⁵ no fue priorizado (es decir, no continúa la siguiente fase) en ninguna de sus dos alternativas pues no satisface la capacidad excedente de cortocircuito en las siguientes subestaciones:

(...)

Como se observa en la tabla, los aportes de cortocircuito para la A1 y A2 del proyecto a las subestaciones con capacidad de cortocircuito excedida, son en promedio de cero punto cero uno por ciento (0.01%) y de cero punto cero catorce por ciento (0.014%) respectivamente.

Lo anterior demuestra que los tres proyectos realizarían aportes insignificantes o casi nulos a las capacidades de cortocircuito de las subestaciones analizadas. Estos aportes, en todo caso, pueden ser reducidos con el uso de tecnologías y/o configuraciones que permiten mitigar los excedentes de capacidad de cortocircuito sin la necesidad de realizar adecuaciones físicas a la infraestructura eléctrica existente."

El promotor del proyecto Galapa de 19,9 MW, postula:

"- Fundamentos Técnico-Regulatorios:

La evaluación técnica del Proyecto ha identificado inconsistencias metodológicas en el análisis de cortocircuito que merecen ser reconsideradas. Estas observaciones se fundamentan en los principios técnicos establecidos en la normativa internacional IEC 60909, referente estandarizado para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos, y en las prácticas técnicas que la propia UPME ha implementado en casos análogos recientes.

(...)

Según dicha normativa técnica, las plantas fotovoltaicas con convertidores de tamaño completo, como las empleadas en sistemas fotovoltaicos modernos, deben modelarse en el sistema de secuencia positiva como fuentes de corriente, no como fuentes de tensión detrás de una impedancia, que es el modelo tradicional para generadores sincrónicos. Esta

⁴ Sabanalarga 2 (SC_4046_A1 y SC_4046_A2) y Sabanalarga 1 (SC_4124_A1 y SC_4124_A2)

⁵ Sabanalarga 2 (SC_4046_A1 y SC_4046_A2) y Sabanalarga 1 (SC_4124_A1 y SC_4124_A2)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

distinción técnica resulta fundamental, pues implica que la corriente de cortocircuito aportada por estos sistemas depende directamente de las características del convertidor y su estrategia de control implementada por el fabricante.

(...) en la norma IEC 60909 indica que cuando la contribución de una fuente fotovoltaica es menor al 5% de la corriente de cortocircuito inicial sin considerar dicha fuente, esta contribución puede ser técnicamente despreciada en los cálculos, sin que esto implique inviabilidad técnica del Proyecto.

En este contexto, se observa que el aporte de corriente de cortocircuito del Proyecto, analizado para sus alternativas de conexión SC_4084_A1 y SC_4084_A2, se encuentra significativamente por debajo de las capacidades excedentes de cortocircuito publicadas por la UPME para las correspondientes subestaciones del área de influencia.

Resultados concretos del análisis técnico, el cual anexamos a este recurso, revelan que el Proyecto presenta aportes máximos de 0,102 kA en la subestación Tebsa 110 para la alternativa SC_4084_A1, y de 0,055 kA para la alternativa SC_4084_A2 en la misma subestación.

La revisión de los procesos de evaluación aplicados a proyectos análogos evidencia inconsistencias metodológicas que requieren reconsideración. Específicamente, en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3", se identificaron proyectos como SC_2023_5484_A2 y SC_20245883_A2 que, a pesar de reportar un aporte de corriente de cortocircuito de 0,000 kA en todas las subestaciones evaluadas, incluidas aquellas sin capacidad excedente disponible, fueron priorizados para asignación de capacidad de transporte.

(...)

Es importante destacar el caso específico del proyecto con solicitud SC_20245883_A2, que reportó 0,000 kA incluso en su propia subestación de conexión (Sabanalarga 500 kV) y solicitó una capacidad de 80 MW, significativamente superior a los 19,9 MW del Proyecto. A pesar de estas circunstancias, su alternativa fue priorizada, evidenciando un tratamiento técnico diferenciado que merece revisión.

(...)

Las obras de modernización propuestas para las subestaciones mencionadas contemplan: para Bolívar 220 kV, una repotenciación a 63 kA; para Sabanalarga 220 kV, también una repotenciación a 63 kA; y para Silencio 110 kV, una repotenciación a 40 kA. Estas intervenciones técnicas, ya contempladas en la planificación del sector, resuelven precisamente las limitaciones de capacidad excedente que motivaron la no priorización del Proyecto. (...)."

"- Sobre la interpretación y aplicación de normas técnicas en el marco del procedimiento administrativo:

La Resolución UPME 332 de 2025 incurre en una indebida interpretación y aplicación de la normativa técnica específica que rige el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, particularmente en lo relacionado con la metodología para evaluar los aportes de corriente de cortocircuito de proyectos de generación fotovoltaica.

(...)

En el caso concreto, la norma IEC 60909, referenciada en la Circular CREG 47 de 2023 como metodología obligatoria para los análisis de cortocircuito, establece disposiciones específicas sobre el tratamiento de fuentes de generación fotovoltaica en los estudios de conexión. Como se detalló en el capítulo técnico, esta norma reconoce que las plantas fotovoltaicas con convertidores de tamaño completo deben modelarse como fuentes de corriente y establece que cuando su contribución es menor al 5% de la corriente de cortocircuito inicial sin esta fuente, puede ser despreciada en los cálculos."

Los promotores de los proyectos Astraleo de 100 MW, Lumica de 19,9 MW, Oasis de 9,9 MW y Rugido a un sol de 19,9 MW, postulan:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

"Por último, es importante analizar la evaluación realizada por la UPME en cuanto a la capacidad excedente de cortocircuito, ya que resulta fundamental examinar en detalle los resultados del cálculo específico en las subestaciones a las cuales se reportan aportes. En este contexto, la clasificación de "No Satisface" asignada a la alternativa de conexión representa una restricción significativa para los proyectos que buscan conectarse a estas subáreas y que son evaluados con base en sus aportes de cortocircuito.

Desde una perspectiva técnica y normativa, se considera adecuado excluir de la evaluación aquellas subestaciones cuya capacidad excedente de cortocircuito esté agotada o cercana a agotarse. Algunos casos de las subestaciones que presentan una capacidad excedente de cortocircuito de 0 kA son Bolívar 220 kV, Bosque 66kV, Candelaria 220kV, Cartagena 66 kV Cospique 66 kV y Ternera 66 kV, lo que implica que no cumple con los aportes requeridos de cortocircuito para el proyecto.

Esto se debe a que las subestaciones con estas características no disponen de margen operativo para absorber aportes adicionales de corriente de cortocircuito (monofásica o trifásica), ya que sus valores máximos superan las capacidades de interrupción, lo que constituye su límite operativo. La inclusión de estas subestaciones en el análisis genera resultados predecibles y repetitivos, conduciendo automáticamente a la clasificación "No Satisface". Esta situación introduce un sesgo técnico irreversible en la evaluación, ya que la restricción no radica en los proyectos en sí, sino en la infraestructura existente, la cual requiere actualizaciones y modernización previa en el sistema.

(...)

Por otro lado, la evaluación de solicitudes debe garantizar alternativas que permitan a los proyectos implementar soluciones técnicas viables (por ejemplo, ajustes en la topología de la red o instalación de dispositivos limitadores de corriente). Incluir subestaciones con capacidad agotada contradice el principio de eficiencia del proceso de asignación, ya que obliga a los desarrolladores a presentar alternativas inviables en la práctica, incrementando costos y tiempos sin generar un beneficio real para el sistema.

El agotamiento de la capacidad de cortocircuito es un problema estructural del sistema existente, no atribuible a los nuevos proyectos. Su solución requiere acciones coordinadas entre el operador de red y la UPME, como el refuerzo de subestaciones y la actualización de equipos. Mientras estas limitaciones no sean resueltas, resulta técnicamente inconsistente evaluar solicitudes bajo criterios que penalizan a los desarrolladores por fallas sistémicas ajenas a su control.

Es importante resaltar que dentro de los proyectos de expansión que tiene la UPME considerados, como se muestra en el documento "Plan Maestro de Modernización y Expansión de la infraestructura de Transmisión Eléctrica - Tomo I" se consideran obras para expansión de cortocircuito, teniendo como obras candidatas para la subárea Bolívar que buscan atender el problema de capacidad de interrupción de algunas de las subestaciones que presentan agotamiento de capacidad de cortocircuito, estas obras que se muestran a continuación no fueron consideradas por la UPME al momento de evaluar la capacidad de cortocircuito en el horizonte de tiempo evaluado."

Conforme a los argumentos presentados por los recurrentes, es preciso indicar que la decisión adoptada se fundamentó en los resultados arrojados por la herramienta MACC, los cuales surgieron de la consideración de todas las condiciones del sistema. Por tanto, esto difiere de lo argumentado por los promotores en materia de aportes de cortocircuito. Esta Dirección concurre con las conclusiones de la Subdirección, especialmente en lo relacionado con la evaluación de excedente de cortocircuito que se realizó en cumplimiento de la normativa vigente y, por ende, con una visión integral que tuvo en cuenta un horizonte de análisis de 2024 a 2037.

Cabe resaltar que, para garantizar la rigurosidad del análisis, la UPME aplicó la metodología que sigue la norma IEC 60909:2016, la cual establece un escenario de generación en el que se simulan todas las unidades en línea para determinar el máximo nivel de cortocircuito. Así mismo, se modela la topología de la red bajo condiciones normales de operación, considerando todos los elementos en servicio con el objetivo de evaluar el mayor enmallamiento posible. En este contexto, los resultados de cortocircuito

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

publicados por la UPME en el proceso de asignación 2023-2024 reflejan la evolución del sistema eléctrico; y los factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en su FPO, así como la definición, y aprobación de obras de expansión alteran la configuración de la red, impactando los niveles de cortocircuito en distintas subestaciones. Dado que estos cambios son inherentes a la dinámica del sistema, la UPME estableció un corte para la información, fijando el 20 de agosto de 2024, como la fecha de referencia para garantizar que el análisis reflejara el estado más actualizado posible de la red.

En relación con lo anterior, la metodología empleada por la UPME para calcular la capacidad remanente de cortocircuito se encuentra publicada en el documento "Capacidad cortocircuito excedente SIN", donde la capacidad de interrupción en el nodo corresponde a la reportada por los transportadores conforme a la Circular CREG 014 de 2022, y la corriente de cortocircuito máxima, se determina como el máximo entre la corriente de falla monofásica y trifásica, como se muestra a continuación:

Circular CREG 014 de 2022 en la cual se presenta por parte de los transportadores la información necesaria para la elaboración de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico.

Por otra parte, en relación con el cálculo de la corriente máxima ($CC_{b,t}^{max}$) esta corresponderá al máximo valor entre la corriente de falla monofásica y la corriente de falla trifásica tal y como se presenta en la siguiente fórmula.

$$CC_{b,t}^{max} = \max(CC_{b,t}^{1F}, CC_{b,t}^{3F}) \forall b, t,$$

donde:

$CC_{b,t}^{1F}$ Corriente de cortocircuito monofásica en el nodo b para el periodo de tiempo t (kA).
 $CC_{b,t}^{3F}$ Corriente de cortocircuito trifásica en el nodo b para el periodo de tiempo t (kA).

$$CCE_{b,t} = CI_{b,t} - CC_{b,t}^{max} \forall b, t,$$

donde:

$CI_{b,t}$ Capacidad de interrupción en el nodo b , en el periodo de tiempo t .
 $CC_{b,t}^{max}$ Corriente de cortocircuito máxima calculada en nodo b para el periodo de tiempo t .

Es de aclarar que la capacidad de interrupción ($CI_{b,t}$) corresponderá a la capacidad de interrupción reportada por el propietario del punto de conexión en el marco de la Circular CREG 014 de 2022 en la cual se presenta por parte de los transportadores la información necesaria para la elaboración de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico.

A partir de lo expuesto, la UPME para cada ciclo de asignación calcula la capacidad de corto circuito excedente, por lo tanto, las diferencias que pueden tener las subestaciones son el resultado de la dinámica del sistema eléctrico. Estos cambios alteran la configuración del sistema y la distribución de los flujos eléctricos, afectando los niveles de cortocircuito en distintas barras, y la conexión y/o definición de nuevas obras asociadas al SIN puede agotar la capacidad remanente de cortocircuito debido al mayor enmallamiento de la red.

Respecto a los argumentos presentados sobre los comentarios del operador de red, la entidad informó que los comentarios tanto del operador de red o del transportador incumbentes en la zona del proyecto, fueron tenidos en cuenta en el análisis realizado, conforme a lo estipulado en el artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021. Sin embargo, es necesario señalar que los análisis realizados por ellos y sus observaciones son, el resultado de considerar individualmente las solicitudes presentadas en el área administrada por cada uno de ellos. Siendo responsabilidad de la Unidad realizar el análisis completo de todas las solicitudes, no solo en el punto de conexión, sino en toda el área de influencia del proyecto, para lo cual se consideraron los factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en la Fecha de Puesta en Operación (FPO) y la definición, la modificación de la FPO, aprobación de obras de expansión y los comentarios del transportador.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Estando la entidad obligada a garantizar el cumplimiento de los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en el Código de Planeamiento, debe revisar el cumplimiento de todos y cada uno de los criterios técnicos sin excepción, en particular en sede decisoria, aprobar proyectos en subestaciones cuya capacidad de cortocircuito se encuentra excedida, degradaría la situación operativa actual, comprometiendo la seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Tal decisión constituiría una vulneración de los criterios técnicos definidos en el Código de Redes, así como un incumplimiento de la función misional de la UPME como entidad responsable de la planeación del SIN.

En conclusión, la UPME actuó conforme a la normativa vigente y sus evaluaciones se ajustan a las condiciones técnicas actuales para garantizar que cada nueva conexión se integre de manera adecuada al sistema, sin comprometer su eficiencia, seguridad y confiabilidad, que da el análisis integral del sistema que realiza la UPME, conforme lo previsto en el artículo 10 de la Resolución CREG No. 075 de 2021 que señala: "*En todo caso, se entenderá que las conclusiones del responsable de la asignación de capacidad de transporte prevalecen sobre los comentarios que haga el transportador*".

Por otra parte, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022, la validación eléctrica se realiza únicamente con los proyectos que han sido priorizados tras la ejecución del MACC. Esto se detalla en el siguiente extracto:

"(...) Se realizará una validación eléctrica de la asignación obtenida considerando de forma conjunta todos los proyectos que hayan tenido asignación de capacidad de transporte acorde al MACC, con el objetivo de confirmar la capacidad asignada obtenida (...)."

Con base en lo anterior, los proyectos clasificados como No Viables no pueden ser objeto de validación eléctrica, ya que no superan la priorización preliminar establecida por el MACC debido a que incumplen las restricciones individuales del modelo. En este sentido, dichos proyectos quedan automáticamente excluidos del análisis de viabilidad, puesto que, desde el inicio del proceso, se determina que la red se encuentra agotada en las condiciones de expansión consideradas.

Ahora bien, respecto del argumento presentado por el promotor del proyecto Galapa de 19.9 MW, se indica que la totalidad de los proyectos son evaluados de manera uniforme y con los datos suministrados, en la Ventanilla Única, que permiten una evaluación uniforme en las condiciones y en la totalidad de las solicitudes de asignación de capacidad. La UPME, para el estudio de la asignación de capacidad tuvo en cuenta los datos suministrados teniendo en cuenta el documento publicado "*Capacidad excedente de corto circuito SIN*" claramente denotó que la subestación TEBSA 110, no tiene capacidad de cortocircuito que pudiera ser asignada, por lo que, al tener un aporte de cortocircuito, así sea mínimo, hace que técnicamente no pueda ser asignada capacidad de transporte al proyecto Galapa 19.9 MW.

Ahora, el hecho de que algunas obras de expansión hayan sido identificadas en el Plan Maestro no constituye un "derecho" a que se le asigne capacidad de transporte a un proyecto determinado. Dicho Plan Maestro es solamente una herramienta de planeación, pero no tiene el poder de aprobar o adoptar formalmente la ejecución de dichas obras, lo cual depende de decisiones posteriores de otros actores como el adjudicatario, los operadores de red o transportadores, la CREG y de la implementación contractual correspondiente. Así las cosas, el hecho de que estas obras hayan sido identificadas por la UPME no es un criterio que permita asignar capacidad de transporte a aquellos proyectos que, considerando las condiciones actuales del SIN, no resulten viables.

Sin perjuicio de lo anterior, es preciso indicar que la Subdirección de Energía Eléctrica, realizó una verificación técnica de la información proporcionada en materia de aportes al SIN por parte de los promotores de los proyectos que fueron considerados viables. Considerando los argumentos propuestos por los promotores que interpusieron recursos de reposición contra la Resolución No. 332 de 2025, la Subdirección emitió memorando

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

con radicado UPME No. 20251520079423 del 11 de noviembre de 2025 "Alcance a memorando con radicado UPME No. 20251520022223 con asunto: 'Informe Resultados obtenidos en la Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para la subárea Atlántico'; documento que ajustó los resultados como consecuencia del análisis y verificaciones realizados respecto de los argumentos propuestos en el recurso de alzada presentado en contra de la Resolución UPME No. 000332 de 2025.

Es importante mencionar que como sustento del presente acto administrativo la Subdirección de Energía Eléctrica, en el informe, incluyó la verificación y validación de la información inicialmente aportada por los promotores en sus solicitudes de conexión, atendiendo a la rigurosidad técnica del proceso de asignación de capacidad.

En ese sentido, durante el análisis de los recursos de reposición interpuestos por los promotores, la Subdirección de Energía Eléctrica identificó la necesidad de realizar algunos ajustes en la parametrización de los diversos criterios y variables considerados por el MACC, presentando un resumen de dichos ajustes en la siguiente tabla:

Ajuste	Modificante	Justificante
Verificación a los aportes de cortocircuito	Verificación de los valores de los aportes de cortocircuito de los proyectos con números de caso: SC_2023_5484_A2 SC_20245883_A2 SC_2917_A1, SC_2917_A2 SC_2920_A2, SC_2937_A1 SC_2937_A2, SC_2938_A1 SC_2938_A2, SC_2942_A1 SC_2942_A2, SC_2943_A1 SC_2943_A2	Considerando los argumentos referentes a valores de cortocircuito presuntamente incongruentes y/o faltantes dentro de los estudios de conexión de algunos de los proyectos, se desarrolla una verificación de los aportes de cortocircuito por alternativa de estos proyectos, considerando la tecnología y los parámetros técnicos reportados para cada uno de los proyectos.

Como resultado de esta verificación técnica, la Subdirección de Energía Eléctrica determinó que no existen proyectos viables y, por ende, tampoco proyectos priorizados en la subárea eléctrica Atlántico. Por tanto, ningún proyecto resultó viable para proceder con la validación eléctrica.

Conforme a las consideraciones, esta Dirección concluye que no están llamados a prosperar los argumentos formulados por los recurrentes, toda vez que las condiciones técnicas obtenidas del modelo de asignación MACC, herramienta que incorpora las condiciones operativas de manera integral y de planeación del sistema eléctrico.

En ese sentido, el análisis realizado considero no solo las condiciones presentes del sistema, sino también su comportamiento en el horizonte 2024-2037, para garantizar su viabilidad a largo plazo, llevando a los resultados expuestos en la resolución recurrida.

1.8. De la supuesta errónea clasificación en bolsas

RADICADOS	PROYECTO
20251500095352	4G Energía de 6,5 MW
20251500095832	Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW

El promotor del proyecto 4G Energía de 6,5 MW expuso el siguiente argumento:

"- LA UPME CLASIFICÓ ERRÓNEAMENTE LA SOLICITUD DE CONEXIÓN EN LA BOLSA 3.

"En atención a este criterio, la UPME consideró que la Solicitud de Conexión presentada por el Promotor corresponde a la bolsa 3:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2024_5993_A1	3	1	2023-10-23 00:23:00
SC_2024_5993_A2	3	1	2023-10-23 00:23:00

No obstante, dicha clasificación no se ajusta a la realidad del Proyecto y se configura una falsa motivación del acto administrativo, toda vez que el Promotor acreditó al momento de radicación de las Solicitudes de Conexión que no requería de licencia ambiental.

Recordemos que la Planta de Autogeneración Unibol que es equivalente al Proyecto, se encontraba en operación desde el 11 de febrero de 2024, fecha en la que se materializó la FPO planteada para la primera asignación de capacidad ante el OR, por lo que, para la fecha de expedición de la Resolución Recurrída el Proyecto ya se encontraba en operación y contaba con la frontera registrada en XM para ventas en el mercado mayorista, por lo tanto, se evidencia con suficiente sustento que el Proyecto contaba con la consecución de todos los permisos necesarios para su ejecución. Adicionalmente a esto, desde la misma radicación de las Solicitudes de Conexión se evidenciaba, de manera expresa e inequívoca, que el Proyecto/ Planta de Autogeneración Unibol, no requería licencia ambiental así:

Planta:

Pregunta	¿Aplica?
Aplica procedencia de la consulta previa con comunidades étnicas	No
¿Etapa de protocolización finalizada con el 100% de las comunidades?	No
¿Aplica licencia ambiental o permisos ambientales?	No
¿Aplica permiso arqueológico?	No
¿Aplica licencia ambiental?	No

Conexión:

Pregunta	¿Aplica?
Aplica procedencia de la consulta previa con comunidades étnicas	No
¿Etapa de protocolización finalizada con el 100% de las comunidades?	No
¿Aplica licencia ambiental o permisos ambientales?	No
¿Aplica permiso arqueológico?	No
¿Aplica licencia ambiental?	No

Por lo anterior, se demuestra que, al momento de la decisión de la UPME, el Proyecto, de acuerdo con el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, ya contaba con la totalidad de los trámites ambientales finalizados, y debía por tanto ser ubicado en la Bolsa 2, conforme a los criterios reglamentarios."

El promotor del proyecto Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW afirmó lo siguiente:

"(...) Erró la UPME al clasificar el Proyecto PARQUE EÓLICO FLUVIAL RÍO GRANDE DE LA MAGDALENA en la Bolsa de Priorización No. 3, por cuanto dicho Proyecto corresponde a la Bolsa de Priorización No. 2, como se explica a continuación. Dentro del proceso de evaluación, los proyectos deben ser clasificados por área operativa, por grupo o bolsa de priorización y por filas. (...)."

En consideración de los argumentos presentados en el recurso interpuesto, la Dirección General está de acuerdo con la conclusión efectuada por la Subdirección de Energía Eléctrica de que no es posible el cambio de bolsa para el proyecto 4G Energía de 6,5 MW, por cuanto, si bien el proyecto no requiere licencia ambiental según la normativa vigente, sí requiere la debida obtención de los permisos ambientales asociados al proyecto. En ese sentido, sin dichos permisos, el proyecto 4G Energía no puede ser objeto de los beneficios otorgados a los proyectos que ya tramitaron todas sus autorizaciones ambientales según el Procedimiento de Evaluación establecido. Circular UPME No. 057 de 2022, que prevé:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

"Para pertenecer a la Bolsa 2, las solicitudes de conexión deben haber finalizado los trámites ambientales asociados a la planta de generación y a la línea de transmisión del proyecto (ambas: planta y conexión). Se entienden como finalizados los trámites ambientales si:

- *El proyecto cuenta con licencia ambiental para la planta de generación y la línea de transmisión de la conexión, otorgada por la autoridad ambiental competente*
- *El proyecto no requiere licencia ambiental para la planta de generación y la línea de transmisión de la conexión, pero cuenta con los permisos ambientales resueltos exigidos por la autoridad ambiental competente."*

Sin embargo, como se evidencia en el registro presentado por el promotor, este indicó al momento de radicación de su solicitud de conexión, que no requería de licencia ambiental, sin que hubiera anexado los documentos requeridos para evidenciar que cuenta con los permisos ambientales exigidos por la autoridad ambiental competente o, en su defecto, una comunicación de la autoridad competente donde se expresara que el desarrollo del proyecto no requería permisos ambientales, circunstancias que hacen inviables el cambio de bolsa del proyecto 4G Energía de 6,5 MW como lo solicitó el promotor.

En atención a lo argumentado por el promotor del proyecto Parque Eólico Fluvial Río Grande de la Magdalena, el Subdirector de Energía Eléctrica afirmó que, si bien el proyecto obtuvo su licencia ambiental mediante Resolución No. 6970 del 13 de diciembre de 2023, el promotor no incluyó esta licencia en su solicitud de conexión. Como lo corrobora la Dirección, puesto que la licencia se aportó con posterioridad a la fecha límite para presentar las solicitudes de conexión ante esta Unidad, esto es, después del 6 de octubre de 2023.

Siendo preciso postular que la clasificación por bolsas debe realizarse con base en la situación documental verificada a la fecha de corte de la evaluación del 6 de octubre de 2023. Permitir que un proyecto acredite extemporáneamente la finalización de trámites ambientales y que tal información modifique retroactivamente la bolsa de priorización desconocería los principios de igualdad, transparencia y trato uniforme entre todos los solicitantes, además de alterar la integridad del modelo de asignación diseñado por la CREG. La jurisprudencia del Consejo de Estado ha reiterado que la administración sólo puede valorar la información efectivamente allegada dentro del expediente y dentro de los plazos definidos normativamente, sin posibilidad de reconstruir de oficio documentos, de investigar fuera del expediente, o de suplir cargas probatorias que corresponden en forma exclusiva al interesado. Los procedimientos de evaluación y priorización de solicitudes de capacidad de transporte están regidos por los principios de autorresponsabilidad del solicitante y deber de diligencia.

En consecuencia, la UPME actuó conforme al procedimiento regulatorio al clasificar el proyecto en la Bolsa de Priorización No. 3, puesto que al momento de la evaluación no se encontraba acreditada la finalización del trámite ambiental, y la licencia sólo fue remitida por el interesado con posterioridad a la expedición de los actos administrativos cuestionados.

1.9. Análisis de viabilidad técnica y beneficios acumulados

RADICADO	PROYECTO
20251500095352 20251110095472	4G Energía de 6,5 MW

Por otro lado, el recurrente planteó el siguiente argumento:

- "ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y BENEFICIO ACUMULADOS.

Por último, de la parte 5 del informe de evaluación, se evidencia que para las Solicitudes de Conexión se realizó un análisis de 'análisis de viabilidad técnica y beneficio acumulados', que evidenció lo siguiente:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Para la alternativa 1: 'Los beneficios acumulados para la alternativa de conexión SC_2024_5993_A1 son de 0 COP dado que no se identifica año viable técnicamente en el cual se puedan materializar los beneficios.'

Después del proceso de optimización mediante el modelo MACC se encontró que la alternativa de conexión SC_2024_5993_A1 no hace parte del grupo óptimo de proyectos que maximizan los beneficios del sistema, por lo tanto, no ha sido priorizada.'

Para la alternativa 2: 'Los beneficios acumulados para la alternativa de conexión SC_2024_5993_A2 son de 0 COP dado que no se identifica año viable técnicamente en el cual se puedan materializar los beneficios.'

Después del proceso de optimización mediante el modelo MACC se encontró que la alternativa de conexión SC_2024_5993_A2 no hace parte del grupo óptimo de proyectos que maximizan los beneficios del sistema, por lo tanto, no ha sido priorizada.'

Sin embargo, olvida la UPME que la conexión procedía al margen del beneficio neto que haya estimado la UPME, porque el Proyecto debía ser priorizado por cumplir con los requisitos ambientales a esa fecha, y adicionalmente porque el Proyecto ya se encontraba realizando aportes al sistema, lo que evidencia sus beneficios en el mismo."

Frente a este argumento, es preciso indicar que la decisión administrativa se fundamentó en la valoración de los beneficios individuales que se realizó mediante la fórmula establecida en la Sección 5.4 de la Circular Externa UPME No. 057 de 2022. Esta Dirección concurre con la argumentación expuesta por la Subdirección, considerando que, de acuerdo con lo establecido en el literal b) del artículo 12 de la Resolución CREG No. 075 de 2021, el proceso de asignación de capacidad de transporte se fundamenta en la evaluación del mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada. Esto implica que el beneficio de cada uno de los criterios analizados en el proceso debe considerar la capacidad total de transporte solicitada, con el objetivo de reflejar el impacto integral del proyecto en el sistema eléctrico.

La aplicación de este criterio de evaluación está reglamentada en el procedimiento descrito en la Circular UPME No. 057 de 2022, en la cual se define la función objetivo que optimiza la asignación de capacidad de transporte. Conforme a dicho procedimiento, esta metodología "busca maximizar el beneficio total obtenido por la conexión de los nuevos proyectos, menos los costos asociados a las obras de expansión que son necesarias para viabilizar dichas conexiones".

A continuación, se presenta la formulación correspondiente:

$$\max \sum_{c \in C} \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} W_c \cdot B_{c,p,t} \cdot u_{p,t} - \sum_{o \in O} C_o \cdot u_o,$$

En este sentido, es importante mencionar que $B_{c,p,t}$ representa el beneficio calculado para cada proyecto p en relación con el criterio c , expresado en pesos colombianos (\$COP). Esta unidad base permite realizar una comparación objetiva entre distintos proyectos, tales como obras de expansión y otros proyectos de generación, asegurando la coherencia en el análisis de los beneficios dentro del proceso de asignación de capacidad de transporte, señalando que la documentación relacionada a este análisis fue sometida a consulta pública mediante las siguientes circulares emitidas por la Unidad de Planeación Minero Energética,

- Circular UPME 037 de 2022
- Circular UPME 047 de 2022
- Circular UPME 051 de 2022
- Circular UPME 057 de 2022

Este proceso está diseñado para maximizar los beneficios totales calculados de cada proyecto, considerando adicionalmente un bono por el estado de avance de los trámites ambientales. Este enfoque permite valorar de manera integral el impacto de cada

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

proyecto en el Sistema Interconectado Nacional y garantizar la eficiencia en la asignación de capacidad de transporte, aplicando el criterio en el cual puede observarse en la parte resaltada de la función objetivo, donde se refleja el peso asignado a los diferentes factores evaluados, así:

$$\max \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} \sum_{c \in C} W_c \cdot B_{c,p,t} \cdot u_{p,t} - \sum_{o \in O} C_o \cdot u_o$$

Teniendo en cuenta que el conjunto C corresponde al grupo de criterios de evaluación establecidos en la Tabla 5-1 del Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1, el término antes mencionado puede expresarse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} B_p^{Totales+Bono} &= \sum_{c \in C} W_c \cdot B_{c,p} \\ &= W_1 \cdot B_p^{Res} + W_2 \cdot B_p^{PB} + W_3 \cdot B_p^{Perd} + W_4 \cdot B_p^{Conf} + W_5 \cdot B_p^{Flex} + W_6 \cdot B_p^{EM} + W_7 \\ &\quad \cdot PBTA_p \end{aligned}$$

Por otro lado, en la Sección 5.4 "Valoración de los Beneficios" del Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1, se establece que la valoración de los beneficios individuales se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{B_p^{netos}}{CP_p} = \left(W_1 \cdot \frac{B_p^{Res}}{CP_p} + W_2 \cdot \frac{B_p^{PB}}{CP_p} + W_3 \cdot \frac{B_p^{Perd}}{CP_p} + W_4 \cdot \frac{B_p^{Conf}}{CP_p} + W_5 \cdot \frac{B_p^{Flex}}{CP_p} + W_6 \cdot \frac{B_p^{EM}}{CP_p} \right) + W_7 \cdot \frac{PBTA_p}{CP_p}$$

La cual se puede simplificar como se presenta a continuación:

$$\frac{B_p^{netos}}{CP_p} = \frac{B_p^{Totales+Bono}}{CP_p} = \frac{B_p^{totales} + PBTA_p}{CP_p}$$

La ecuación previamente presentada, y tomada de la Sección 5.4 del procedimiento de asignación, sirve como base para la valoración de los beneficios, dado que permite cuantificar el beneficio económico por cada kW instalado. No obstante, mediante un desarrollo matemático y aplicando una simplificación de la fórmula, se puede establecer que los beneficios netos del proyecto, tal como se evidencian y se emplean dentro de la función objetivo del problema de optimización, corresponden a:

$$\begin{aligned} CP_p \cdot \frac{B_p^{netos}}{CP_p} &= CP_p \cdot \frac{B_p^{Totales+Bono}}{CP_p} = CP_p \cdot \frac{B_p^{totales} + PBTA_p}{CP_p} \\ CP_p \cdot \frac{B_p^{netos}}{CP_p} &= B_p^{Totales+Bono} = B_p^{totales} + PBTA_p \\ B_p^{netos} &= B_p^{Totales+Bono} = B_p^{totales} + PBTA_p \end{aligned}$$

En este contexto, se consideran los beneficios totales del proyecto $B_p^{totales}$, los cuales corresponden a la suma de los beneficios individuales ponderados por la capacidad total del proyecto, llevados a una base de energía, tal como se detalla en las Secciones 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.4.6 y 5.4.7 del procedimiento de evaluación. Adicionalmente, en este cálculo se incorpora el bono adicional por el estado de los trámites ambientales del proyecto $PBTA_p$, asegurando que el impacto de cada solicitud se refleje de manera precisa dentro del proceso de optimización.

Como se evidencia en las secciones mencionadas, los beneficios totales del proyecto son ponderados en función de la capacidad total solicitada, garantizando que la evaluación refleje con precisión la contribución de cada proyecto al Sistema Interconectado Nacional. A continuación, se presenta un ejemplo que ilustra esta metodología:

$$\begin{aligned} B_p^{EM} &= VPN \left[\sum_{k=0}^n EMA_n \cdot (FE_{sistema} - FE_{proyecto}) \cdot C_{EM} \right] \\ EMA_n &= CP_p \cdot 8760 \cdot \text{Factor de planta} \end{aligned}$$

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

En la fórmula anterior, los beneficios del proyecto p , asociados a las emisiones evitadas B_p^{EM} se calculan a partir de la diferencia en el factor de emisiones del sistema y la energía media anual estimada (EMA_n). Esta última variable toma en cuenta la capacidad total solicitada (CP_p) de cada proyecto de manera individual.

Cabe agregar que el principio de igualdad ha sido adoptado como fundamento esencial en el modelo MACC, el cual ha sido diseñado para garantizar la igualdad de condiciones en la asignación de capacidad de transporte dentro del Sistema Interconectado Nacional. Dicho modelo busca asegurar que todos los proyectos de generación sean evaluados bajo los mismos criterios técnicos y metodológicos, sin ventajas arbitrarias o tratamientos diferenciados.

El modelo MACC no solo considera los beneficios netos y totales de los proyectos como factores clave, sino también otros elementos técnicos y estratégicos que aseguran una evaluación integral. Entre estos factores destacan el análisis de emisiones evitadas, la capacidad instalada y los trámites medioambientales, que se combinan para determinar con precisión la contribución de cada propuesta al SIN. Esta metodología permite establecer una base sólida y transparente para la priorización de los proyectos en función de su impacto y viabilidad dentro del sistema

Conforme a las consideraciones expuestas esto constituye la fundamentación técnica de la decisión de esta Unidad frente a la no priorización de los proyectos aquí mencionados y, se reitera, la UPME no podía otorgar el beneficio por la completitud de los trámites ambientales de dicho proyecto, teniendo en cuenta que el promotor no cumplió con los correspondientes requisitos. Por lo tanto, esta Dirección no puede acceder a lo solicitado por el promotor y debe ratificar la conclusión emitida por la Subdirector de Energía Eléctrica en la decisión de instancia.

1.10. De la supuesta infracción de normas de superior jerarquía

RADICADO	PROYECTO
20251500095352 20251110095472	4G Energía de 6,5 MW

Por último, el recurrente presentó el siguiente argumento:

- "INFRACCIÓN DE NORMAS DE SUPERIOR JERARQUÍA.

"(i) El artículo 137 de la Ley 1437 de 2011 consagra la infracción de normas de superior jerarquía como otro de los vicios de nulidad de los actos administrativos, lo cual tiene como propósito que las autoridades ajusten sus decisiones al principio de legalidad.

(ii) Vulneración del principio de confianza legítima, toda vez que la UPME ya había realizado el análisis de aumento de capacidad temporal por el mismo monto (1.6 MW) y evidenciado que el mismo no afecta los aportes de corriente de cortocircuito en el sistema.

(...)

(d) Sin embargo, mediante diferentes acercamientos entre el Promotor y la UPME se logró evidenciar a esta entidad que el aumento de capacidad no representaba una afectación incremental en aporte de corto circuito y no cambiaban las condiciones técnicas del punto de conexión, lo que repercutió en que la UPME mediante Resoluciones 299 y 1015 de 2024 autorizará la asignación temporal de capacidad adicional.

(e) En la reciente Resolución Recurrída, al evaluar una solicitud definitiva de conexión, la UPME concluye que el proyecto no es técnicamente viable, a pesar de que la configuración técnica, el punto de conexión y los aportes del Proyecto al sistema se mantienen prácticamente iguales a los analizados para la ampliación temporal. No se advierte, además, la ocurrencia de modificaciones en las condiciones de red que justifiquen un cambio de criterio que desconozca las anteriores argumentaciones presentadas ante esta entidad, e incluso, que desconozca el propio concepto del OR que declara la viabilidad de la conexión.

(...)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

(i) La actuación de la UPME, al negar la solicitud definitiva de conexión pese a haber aprobado y analizado previamente una ampliación temporal bajo las mismas condiciones técnicas, configura una violación del principio constitucional de confianza legítima. Este principio, como norma superior que rige la función pública, exige coherencia, respeto por las actuaciones previas de la administración y garantía de estabilidad para los administrados en las actuaciones de la entidad. Al desconocer su propio precedente sin una justificación. (...)."

Es preciso advertir por la Dirección que la Subdirección de Energía Eléctrica, en la Resolución No. 001051 de 2025, mediante la cual resolvió el recurso de reposición interpuesto por el promotor del proyecto 4G Energía de 6,5 MW, advirtió que los procesos de evaluación de proyectos difieren sustancialmente entre sí, teniendo en cuenta que no resulta acertado equiparar los análisis realizados para la asignación de capacidad de transporte definitiva y una temporal, conclusión que comporta la dirección

En el caso de la evaluación adelantada para autorizar la asignación temporal de capacidad adicional, resueltas en las Resoluciones UPME No. 299 de 2024 (radicado UPME No. 20241020002995) y UPME No. 1015 de 2024 (radicado UPME No. 20251020010515), dichas decisiones se rigieron por lo dispuesto en la Resolución CREG No. 101 034 de 2024⁶ y la Resolución UPME No. 873 de 2024 (radicado UPME No. 20241020008735).

Al respecto, la Dirección señala que la Resolución CREG No. 101 034 de 2024, se expidió con el fin de facilitar la entrega de excedentes de generación al SIN ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño, la cual tuvo vigencia de seis (6) meses conforme lo señalado en el artículo 3, dentro de su ámbito de aplicación definen una ventana de aplicación específica, lo cual determina su horizonte de análisis y, por tanto, no se consideraron los factores sistémicos adicionales que sí fueron tenidos en cuenta en el proceso de asignación de capacidad actualmente vigente. Se trata, por tanto, de escenarios completamente distintos en tiempo, alcance y condiciones operativas, lo que implica diferencias significativas en el impacto que cada uno de ellos genera sobre el sistema.

Por lo anterior, no resulta de recibo la argumentación aquí propuesta por el recurrente y no por ello esta Unidad incurrió en infracción en norma superior alguna, ya que la fundamentación de la decisión recurrida obedece a que se trata de casos completamente distintos pues el proyecto de autogeneración se encuentra en operación con base en los análisis realizados por el operador de red, bajo el régimen de la Resolución CREG 174 de 2021 y los análisis realizados respecto de la entrega de excedentes de la planta, se analizaron bajo un régimen diferente al proceso de asignación de capacidad de transporte, esto es, la Resolución CREG No. 101 034 de 2024, lo que no genera vulneración al principio de legítima confianza que les asiste a los administrados, pues en el presente asunto no existen cambios inesperados.

1.11. De la supuesta expedición irregular de los actos impugnados

RADICADO	PROYECTO
20251500095832	Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW

Como parte de su exposición, el recurrente planteó el siguiente argumento:

- **"EXPEDICIÓN IRREGULAR DE LOS ACTOS IMPUGNADOS**
(...)

La UPME profirió de forma irregular las Resoluciones Impugnadas, por cuanto desconoció y no cumplió el procedimiento para la asignación de capacidad de transporte establecido en la regulación, tanto en la Resolución CREG 075 de 2021 como en la Resolución UPME 528 de

⁶ Por la cual se establecen disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional, SIN

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

2021 e incluso la misma Circular UPME 057 de 2022 y específicamente no cumplió con el procedimiento para evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos Clase 1, por las siguientes causas:

- *La UPME resolvió la solicitud de asignación de capacidad de transporte por fuera de los plazos establecidos en la regulación.*
- *La UPME no publicó, ni envió, ni dio a conocer el análisis ni la evaluación individual y específica efectuada para el Proyecto.*
- *No llevó a cabo la validación eléctrica del Proyecto, estando legalmente obligado a ello."*

Además de los argumentos ya expuestos, la Subdirección de Energía Eléctrica afirmó su disenso con la posición del recurrente, dado que el acto administrativo recurrido no fue expedido de manera irregular, puesto que dicho acto se ajustó a la regulación vigente, conforme lo dispuesto en la Resolución CREG No. 075 de 2021, la Resolución UPME No. 528 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022 y se garantizaron plenamente los derechos de defensa y contradicción del interesado, en donde la administracion actuó con la debida diligencia en las decisiones administrativas.

Adicionalmente, cabe recordar que la Unidad publicó toda la información necesaria para la publicación, transparencia del procedimiento de asignación de capacidad de transporte frente a los todos los interesados. Así, dicha información se incluyó en un micrositio dentro de la página web de la UPME destinado para tal efecto, los resultados, tanto los estudios como los análisis realizados dentro del desarrollo del proceso de asignación de capacidad de transporte. Resulta relevante también el hecho de que dichos análisis se realizaron con base en la información allegada a la UPME por parte de los interesados a través de las solicitudes de conexión y analizados con pleno apego a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 075 de 2021, la Resolución UPME No. 528 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, y las normas complementarias.

Por lo anteriormente expuesto, esta Dirección confirma lo decidido por la Subdirección de Energía, en el sentido de determinar que el acto administrativo Resolución No. 00332 de 2025 no tiene vicio alguno que afecte su validez jurídica.

1.12. De la supuesta violación al principio de la seguridad jurídica y la confianza legítima

RADICADO	PROYECTO
20251500095832	Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW
20251110096852 20251500096712	Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW
20251500097672 20251110097602	Galapa de 19,9 MW
20251500097682	Astraleo de 100 MW
20251500097692	Lumica de 19,9 MW
20251500097702	Oasis de 9,9 MW
20251500097722	Rugido a un sol de 19,9 MW

El promotor del proyecto Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW planteó lo siguiente:

- **"VIOLACIÓN AL PRINCIPIO DE LA SEGURIDAD JURÍDICA, LA BUENA FE Y EL DEBIDO PROCESO.**

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

"(...) ni la Resolución ni el Concepto (Actos Impugnados) no corresponden jurídica ni materialmente al concepto de asignación de la capacidad de transporte al SIN establecido en la regulación, por los motivos expresados en el numeral 3.2.3 de este recurso y además por las razones que se exponen a continuación:

Los resultados del estudio de conexión presentados por GRAND ENERGY dieron como viable la asignación de capacidad de transporte, dado que se prepararon con la información disponible para radicación de proyectos del año 2023 publicada en la Ventanilla Unica (VU), en adelante la Información.

Sin embargo, con posterioridad al 6 de octubre, fecha máxima para la radicación de las solicitudes de asignación de capacidad para proyectos del año 2023, la UPME actualizó la información, modificando la capacidad por barra, zona y cortocircuito, a partir de la cual se elaboró el estudio de conexión presentado oportunamente a la UPME. (...)."

El promotor del proyecto Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW afirmó lo siguiente:

- "El principio de confianza legítima y su aplicación en el presente caso

La falta de seguimiento y la modelación incorrecta de los escenarios por parte de la administración han vulnerado el principio de confianza legítima, afectando la transparencia y estabilidad de las decisiones. Esto ha generado inseguridad jurídica y dificultado la defensa de los administrados. Es crucial que esta situación se corrija a través de la oportunidad de revisión otorgada por el recurso administrativo, asegurando que las decisiones respeten los principios de equidad y seguridad jurídica."

En la misma línea, el promotor del proyecto Galapa de 19,9 MW expresó lo siguiente:

"-Sobre la aplicación del principio de confianza legítima y seguridad jurídica en la evaluación de solicitudes de conexión:

El ordenamiento jurídico colombiano reconoce la confianza legítima como principio fundamental que protege a los administrados frente a cambios inesperados en los criterios de actuación de la administración. El principio de confianza legítima, derivado del artículo 83 de la Constitución Política que establece la presunción de buena fe en las actuaciones de los particulares ante la administración, protege a los administrados frente a cambios bruscos e inesperados de las autoridades públicas que afecten situaciones jurídicas consolidadas o expectativas razonablemente fundadas.

Este principio cobra especial relevancia en sectores altamente regulados como el eléctrico, donde los agentes realizan inversiones significativas basados en señales regulatorias y actuaciones administrativas previas. En el presente caso, la situación jurídica del Proyecto evidencia una posible afectación a este principio.

(...)

Este criterio de flexibilización, formalmente adoptado y publicado por la UPME, generó una expectativa legítima para todos los promotores de proyectos, incluyendo la Compañía, respecto a que aquellos proyectos cuyos aportes de cortocircuito estuvieran por debajo del umbral del 0,5% recibirían un tratamiento favorable en la evaluación de restricciones. La aplicación de este criterio constituye un acto propio de la administración que no puede ser desconocido en casos particulares sin afectar la confianza legítima.

En el caso concreto, las alternativas de conexión SC_4084_A1 y SC_4084_A2 del Proyecto presentan aportes de cortocircuito que, como se demostró en el capítulo anterior de este documento, no superan en ningún caso el umbral del 0,5% establecido por la propia UPME como criterio de flexibilización. Sin embargo, estas alternativas no recibieron el tratamiento flexible que la UPME había establecido previamente y que aplicó a otros proyectos en circunstancias similares."

Por su parte los promotores de los proyectos Astraleo de 100 MW, Lumica de 19,9 MW, Oasis de 9,9 MW y Rugido a un Sol de 19,9 MW argumentaron lo siguiente:

"-Vulneración del principio de confianza legítima y seguridad jurídica:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha implementado modificaciones en los criterios de evaluación sin una adecuada transición normativa, generando un ambiente de inseguridad para los promotores de proyectos energéticos.

En múltiples ocasiones, hemos cumplido con los requisitos establecidos por la regulación vigente; sin embargo, las solicitudes de conexión han sido denegadas de manera inconsistente, contraviniendo el principio de buena fe consagrado en el artículo 83 de la Constitución Política de Colombia.

El principio de confianza legítima, derivado de la buena fe, protege las expectativas razonables de los ciudadanos frente a la actuación coherente de la administración pública.

La Corte Constitucional ha señalado que este principio implica que las autoridades deben respetar las expectativas legítimas generadas en los administrados, evitando cambios abruptos en las reglas que los afectan."

En cuanto a la postulación de alzada efectuada por el recurrente se evidencia que, en la resolución recurrida, no existió vulneración alguna de los principios y derechos a la seguridad jurídica, la buena fe, la confianza legítima y debido proceso. Esto, por cuanto la evaluación de las solicitudes de conexión se realizó conforme a la regulación vigente, utilizando la información actualizada del SIN y aplicando de manera uniforme el procedimiento previsto en la Resolución Externa UPME No. 057 de 2022.

Lo anterior, en aplicación de lo dispuesto en los artículos 11 y 12 de la Resolución CREG No. 075 de 2021, el procedimiento señalado en la Resolución UPME No. 528 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, normas aplicables para la evaluación de las solicitudes las cuales fueron realizadas teniendo en cuenta las condiciones técnicas relevantes conforme la regulación, donde se debe analizar las restricciones eléctricas, proyecciones de generación y demanda, capacidad por barra y valores de cortocircuito, así como todos los elementos de red relevantes para garantizar un análisis estructural, actualizado y consistente con el plan de expansión.

Ahora bien, del análisis de los criterios enunciados era conocido por los recurrentes, la metodología empleada para el por el algoritmo MACC, dicha herramienta permitió el análisis y priorización de la totalidad de los proyectos presentados. Como resultado de su modelación, se priorizaron los proyectos de acuerdo con los diversos valores de aportes y beneficios que le imprimen al sistema, siendo pertinente enunciar que mientras el promotor en su estudio de conexión tiene la perspectiva de un (1) proyecto, la UPME tiene carga legal de realizar el modelamiento, análisis y evaluación de la totalidad de los proyectos presentados dentro del ciclo de asignación de capacidad de transporte, lo cual puede conducir razonablemente a resultados distintos.

Por tal razón, los resultados del análisis institucional pueden diferir de aquellos obtenidos en estudios individuales elaborados por los promotores, y al realizar la UPME el estudio de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, da aplicación a un proceso regulado, público y transparente, dado que los datos registrados en cada una de las etapas del procedimiento de evaluación provienen de la información proporcionada por los interesados en sus solicitudes de conexión.

Ahora bien, el hecho de que la UPME haya verificado y complementado la información aportada con aquella correspondiente al estado actual del SIN, conforme lo exige la regulación vigente, no implica que las evaluaciones de las solicitudes se hayan efectuado con modificaciones al procedimiento previsto con anterioridad a la fecha de presentación de las solicitudes de conexión.

Aplicar de manera contraria el procedimiento de la regulación vigente, implicaría el desconocimiento de la naturaleza dinámica del sistema eléctrico colombiano, la finalidad del MACC y las obligaciones regulatorias que rigen la actualización de información técnica para efectos de la planificación y expansión del SIN, no siendo dable flexibilizar los criterios considerados en relación con la capacidad, pues esto excedería los límites para

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

cortocircuito, pues las condiciones actuales del SIN que se evidencian en el "Informe de evaluación Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito" desarrollado por la UPME con apoyo de XM y el CON, evidencian las condiciones críticas de agotamiento en la capacidad de interrupción de las subestaciones. Esto afecta la seguridad de la operación del sistema, razones suficientes para establecer que si se flexibiliza la capacidad se excedería el límite de cortocircuito lo que agravaría la situación actual, llevando a comprometer la seguridad de la operación del SIN.

En este orden de ideas, se confirma la decisión de instancia al no configurarse la vulneración deprecada por los recurrentes a la seguridad jurídica, buena fe, confianza legítima y debido proceso. La evaluación se realizó conforme a la regulación vigente, utilizando la información actualizada del SIN y aplicando de manera uniforme el procedimiento del MACC. No existe irregularidad sustancial ni causal de nulidad.

1.13. De la supuesta interpretación errónea de la norma

RADICADO	PROYECTO
20251500095832	Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW

A continuación, el recurrente formula el siguiente argumento:

- **"INTERPRETACIÓN ERRÓNEA DE LA NORMA.**

La UPME hizo una interpretación errónea de las normas que regulan el procedimiento para asignar la capacidad de transporte al SIN al negar la solicitud de conexión del Proyecto a la Subestación Nueva Barranquilla por requerir obras de expansión, requisito que es contrario a lo que dispone la regulación, y lo que debió haber hecho la UPME era asignar la capacidad de transporte del Proyecto condicionada a la ejecución de las obras de expansión de la citada subestación, como lo establece la normatividad. (...)."

La Dirección postula nuevamente que la regulación aplicable —incluyendo la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021 y la Circular UPME 057 de 2022— establece de manera contundente que la asignación de capacidad de transporte solo procede cuando, luego de la evaluación sistémica y de la priorización mediante el MACC, existe capacidad disponible bajo los criterios técnicos de seguridad, calidad y confiabilidad del sistema y, al aplicar en conjunto las disposiciones procedimentales establecidas el proyecto presentado por el recurrente, resultó No priorizado una vez aplicada la herramienta MACC.

Y, como fue postulado por la Subdirección de Energía Eléctrica, no existe la obligación legal de asignar capacidad de transporte a un proyecto no priorizado por el MACC, situación que obedece a la aplicación de la normativa vigente que establece que la asignación de capacidad de transporte solo es procedente cuando existe capacidad disponible bajo los criterios técnicos de seguridad, calidad y confiabilidad. Estos criterios no se cumplieron por el proyecto al ser técnicamente inviable. Por tanto, no es posible comprometer una capacidad futura e hipotética derivada de obras no ejecutadas o cuyo alcance, cronograma o viabilidad técnica no se ha materializado en decisiones formales del Sistema de Transmisión Nacional.

De otro lado, la norma citada por el recurrente en su recurso no autoriza la asignación condicionada, cuando el proyecto ha sido clasificado como NO PRIORIZADO, ni cuando los límites técnicos —como el cortocircuito— se encuentren excedidos al momento de la evaluación conjunta efectuada.

Ahora, el hecho de que algunas obras de expansión hayan sido identificadas en el Plan Maestro no constituye un "derecho" a que se le asigne capacidad de transporte a un proyecto determinado. Dicho Plan Maestro es solamente una herramienta de planeación,

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

pero no tiene el poder de aprobar o adoptar formalmente la ejecución de las obras, esto depende de decisiones posteriores de otros actores como el adjudicatario, los operadores de red o transportadores, la CREG y la implementación contractual correspondiente. Por tanto, el contenido del Plan Maestro no otorga automáticamente capacidad disponible, ni obliga a la UPME a reconocerlo, por cuanto la Unidad no puede suponer de una disponibilidad futura de capacidad conforme a lo dispuesto en los numerales 6.4.1 y 6.4.2 de la Circular Externa UPME No. 057 de 2022.

Así las cosas, la Dirección encuentra que la decisión de instancia es acertada y no se evidencia que se hubiera aplicado una interpretación errada de la normativa vigente en materia de asignación de capacidad de transporte. Por el contrario, es evidente que la decisión fue adoptada conforme lo dispuesto en la norma y el procedimiento de regulación que tiene como finalidad la seguridad, calidad y confiabilidad del SIN.

1.14. De la supuesta pérdida de competencia de la UPME

RADICADO	PROYECTO
20251500095832	Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW

Como aporte final dentro de su recurso, el recurrente formuló el siguiente argumento:

- "PÉRDIDA DE COMPETENCIA DE LA UPME AL EXPEDIR LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS IMPUGNADOS POR FUERA DEL PLAZO (CRONOGRAMA) ESTABLECIDO EN LA REGULACIÓN.

La UPME perdió la competencia para expedir el concepto de asignación de capacidad por haber dejado vencer el plazo establecido en la regulación, específicamente en la Resolución 101 17 de 2023, por cuanto dicha entidad expidió los Actos Administrativos que fueron notificados a mi representada el 7 de abril de 2025, meses después de haber vencido su plazo. (...)

Así las cosas, la competencia para resolver sobre dichos conceptos la debe asumir el Ministerio de Minas y Energía como delegante de dicha competencia, tal como lo establece la Resolución No. 40311 de 2020.

Por lo anterior, la UPME debe revocar los Actos Administrativos Impugnados para el Ministerio de Minas y Energía reasuma su competencia y proceda a emitir los conceptos de asignación de capacidad de transporte al SIN del año 2023."

De plano, se establece que no le asiste razón al recurrente, ya que la UPME no ha perdido la competencia de decisión. Dicha competencia deriva de la delegación contenida en la Resolución No. 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, la cual permanece vigente al no existir acto expreso de revocatoria o modificación.

Ahora bien, los plazos contenidos en la resolución corresponden a un cronograma operativo fijado por la CREG para organizar el proceso anual, situación que no constituyen términos preclusivos para definir competencia. En efecto, con un a revisión de los postulados que trae la Resolución CREG No. 075 de 2021, la Resolución UPME No. 528 de 2021, la Circular Externa UPME No. 057 de 2022 o la propia Resolución CREG No. 101 017 de 2023, se establece que el vencimiento de plazos genere pérdida de competencia o nulidad de los actos administrativos adoptados.

Conforme lo considerado, la Dirección confirma la decisión de instancia, al encontrar que la misma fue adoptada con plena observancia de la normatividad que regula la materia.

1.15. De las supuestas inconsistencias en los escenarios considerados para el análisis de las solicitudes de conexión

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO
20251110096852 20251500096712	Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW
20251500097682	Astraleo de 100 MW
20251500097692	Lumica de 19,9 MW
20251500097702	Oasis de 9,9 MW
20251500097722	Rugido a un sol de 19,9 MW

Al respecto, el recurrente del proyecto Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW afirmó lo siguiente:

"-Inconsistencias y Falta de Claridad en la aplicación de los escenarios de modelación

Sin embargo, se ha identificado que los escenarios utilizados por la UPME son ambiguos y no reflejan claramente las necesidades reales del sistema. Esta falta de claridad genera una evaluación excesivamente estricta, sin una racionalidad adecuada.

En los documentos que sustentan la emisión masiva de conceptos sin capacidad asignada para el ciclo 2023, se mencionó que se utilizan tres escenarios: uno máximo, otro medio y uno mínimo, de acuerdo con la demanda máxima, media y mínima de la subárea. Estos escenarios teóricamente se procesaron con la información reportada por el transportador y las proyecciones de la UPME. Sin embargo, no se conoce el detalle de los datos con los que se modelaron esos escenarios simulados.

La falta de precisión en los escenarios utilizados por la UPME genera una evaluación que no responde a las condiciones operativas reales del sistema. Esta disonancia limita innecesariamente la capacidad en las barras y los excedentes de cortocircuito, tomando decisiones que no se ajustan a la realidad técnica y operativa, más aún cuando el proyecto es viable desde la perspectiva de la capacidad de barra.

La indeterminación de los escenarios, sumada a las discrepancias en las condiciones operativas y en lo utilizado por la UPME en su modelo eléctrico, origina inconsistencias entre los estudios presentados por los promotores, las observaciones de los transportadores y la capacidad calculada por la UPME. Esto impide que prevalezca la información más precisa y fundamentada.

Estas inconsistencias no pueden utilizarse como base para que el responsable de la asignación de capacidad de transporte haga prevalecer sus estudios sobre los comentarios del transportador y los estudios de conexión. La UPME debe garantizar que las restricciones impuestas sean claras, fundamentadas y alineadas con la realidad del sistema.

La falta de información sobre la capacidad de barra o los excedentes de cortocircuito afecta la validez de los resultados. Los proyectos descartados por estos cálculos carecen de un análisis adecuado y transparente. Este escenario no sólo resulta inequitativo para los promotores, sino que también contraviene los propósitos de la normativa que regula el procedimiento de asignación de capacidad."

Los promotores de los proyectos Astraleo de 100 MW, Lumica de 19,9 MW, Oasis de 9,9 MW y Rugido a un sol de 19,9 MW expresaron lo siguiente:

"- Modificación de escenarios de evaluación:

(...) el estudio de conexión presenta escenarios críticos de despacho y demanda basados en los escenarios descritos en el documento 'Condiciones operativas para la elaboración de los estudios de conexión para los proyectos clase 1.' Esto se debe a que, a la fecha de su elaboración, dicho documento era el único documento público disponible para la definición de escenarios críticos por parte de la UPME.

(...)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Bajo esta premisa, es relevante indicar que los lineamientos del estudio de conexión, conforme a lo establecido en la Circular CREG 047 de 2023, especifican en el anexo de contenido de los estudios de conexión lo siguiente:

'Los escenarios críticos de despacho y demanda a ser tenidos en cuenta en el estudio de conexión deben incluir los escenarios que la UPME publique en la ventanilla única para cada área o subárea eléctrica, además de todos aquellos escenarios requeridos para verificar las condiciones técnicas de la conexión.'

Con base en esta directriz, al momento de realizar el estudio de conexión, los escenarios críticos estaban publicados en el repositorio de información de la UPME y definidos en el documento 'Condiciones operativas para la elaboración de los estudios de conexión para los proyectos clase 1.' En consecuencia, dichos escenarios fueron los considerados dentro del análisis técnico del estudio, resultando en la viabilidad de la conexión del proyecto, (...)

Sin embargo, en el análisis realizado posteriormente por la UPME para determinar la capacidad en barra de la subestación objetivo de conexión, así como la capacidad en barra de la zona, se emplearon escenarios distintos a los contemplados en el estudio de conexión y a los publicados por la UPME en el período en el cual era posible presentar solicitudes de conexión dentro del presente proceso de asignación.

(...)

Es importante resaltar que no se conoce con certeza cuáles fueron los criterios técnicos empleados por la UPME para la configuración, construcción y aplicación de estos escenarios, ni la razón por la cual no se utilizaron los escenarios que fueron públicos al momento de elaborar los estudios de conexión. Adicionalmente, como precedente, en el periodo de asignación 2022 - 2023, la UPME utilizó los mismos escenarios que tenía publicados en la VU para la parametrización y evaluación de la capacidad en barra disponible en el MACC. En consecuencia, estos nuevos escenarios no eran replicables dentro del estudio de conexión debido al desconocimiento general de sus condiciones técnicas y los fundamentos que motivaron su implementación."

Es preciso indicar a los recurrentes que la decisión de instancia fue adoptada conforme los postulados normativos establecidos como bien se ha postulado a lo largo de este documento, en donde los proyectos presentados por los promotores quienes solicitaron conexión al SIN, fueron evaluados bajo condiciones estructurales uniformes, con el planteamiento del análisis técnico y cuyo resultado se evidenció en la evaluación.

Nuevamente, se indica por la Dirección que en la conclusión se consideró la información más actualizada del SIN antes de iniciar las evaluaciones de las solicitudes de conexión, esto con el fin de incluir las obras de expansión recientes y aprobadas, lo que busco que en el análisis posterior se presentara un menor número de restricciones en el sistema, lo que permitió considerar todos los proyectos de generación y cargar los liberados, aprobados y en firme, y las obras de expansión aprobadas por la Unidad, incluyendo las obras urgentes que fueron publicadas mediante la Resolución UPME No. 727 de 2024. Esto, por cuanto no era técnicamente coherente evaluar solicitudes bajo condiciones técnicas que no evidenciaban el estado actual del sistema eléctrico.

Situación que es de pleno conocimiento de los recurrentes, pues los mismos no pueden pretender que las evaluaciones se efectúen bajo parámetros técnicos inexistentes al ser el sistema eléctrico dinámico, lo que genera que constantemente esté evolucionando debido a cambios en las fechas de puesta en operación, la entrada o liberación de proyectos de generación o carga, modificaciones estructurales del sistema de transmisión. Por ello, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la seguridad del sistema eléctrico colombiano, es fundamental analizar el impacto de los nuevos proyectos bajo las condiciones actuales y futuras del sistema lo que garantiza la seguridad del mismo.

Con base en esto se realizaron los cálculos presentados en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico - 2024", el "Reporte de cálculo de Capacidad por Barra para las subestaciones de cada una de las subáreas - 2024", el

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

"Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) – 2024" y el "Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Atlántico – 2024". Específicamente, se utilizó la información de demanda reportada por el operador de red, que se encuentra en el módulo alterno a la Ventanilla Única ("Información para estudios de conexión proyectos clase 1"), conforme a lo establecido en la Circular CREG 014 de 2022 y que esta se tomó con corte al 20 de agosto de 2024 conforme a la Circular UPME 057 de 2024.

Por otro lado, es importante traer a colación lo analizado por la Subdirección de Energía Eléctrica, en cuanto a los escenarios de despacho y criterios técnicos utilizados siguieron una filosofía de planeación conservadora, en la que se prioriza la seguridad del sistema ante posibles condiciones de operación, para lo cual se establecieron escenarios críticos que permitieron evaluar el sistema en situaciones de mayor exigencia, con el fin de mitigar las incertidumbres inherentes al proceso de planeación. Estas condiciones operativas están sujetas a las modificaciones que experimente el sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar lo establecido en el anexo de la Circular CREG No. 058 de 2022, modificada por la Circular No. 047 de 2023, que señala lo siguiente respecto a los escenarios de generación:

"Los escenarios críticos de despacho y demanda a ser tenidos en cuenta en el estudio de conexión deben incluir los escenarios que la UPME publique en la ventanilla única para cada área o subárea eléctrica, además de todos aquellos escenarios requeridos para verificar las condiciones técnicas de la conexión."

Las condiciones operativas presentadas por la UPME proporcionaron los escenarios mínimos que debían ser evaluados al presentar una solicitud de conexión. Sin embargo, estos escenarios no limitaban ni a la UPME ni a los interesados en evaluar escenarios más restrictivos que los inicialmente presentados por la Unidad, lo que generó la presencia de nuevos escenarios restrictivos que fueron identificados por la UPME, el CND o por un promotor y como complemento a la información reportada por los transmisores, en cuanto a las obras de transmisión, es preciso indicar que el Ministerio de Minas y Energía adoptó el "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2022-2036" mediante la Resolución No. 40477 del 24 de julio de 2023, modificada parcialmente por la Resolución No. 40252 del 18 de julio de 2024.

Resaltando la publicación del documento "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANÁLISIS CONEXIONES.pdf", en el cual se establecieron los escenarios críticos identificados por la UPME, donde se advirtió a los interesados:

"(...) En este documento se presentan los escenarios en los que se han identificado condiciones restrictivas para las diferentes subáreas que conforman el SIN, las cuales pueden limitar la conexión de nuevos proyectos de generación. Por lo anterior, se recomienda a los interesados en solicitar asignación de capacidad de proyectos clase 1 ante la UPME, verificar que el sistema opera adecuadamente ante las condiciones indicadas a continuación y ante cualquier otro escenario que pueda llegar a representar condiciones restrictivas para la conexión de nueva generación."

(...)

"La evaluación de los escenarios presentados en este documento no exige al interesado en solicitar asignación de capacidad de transporte de reportar otros escenarios críticos identificados dentro de la elaboración del estudio de conexión. (...)."

Es relevante indicar que, el estudio que presentó el interesado mediante el cual solicitó el punto de conexión es un análisis individual general, no hizo todo el análisis del contexto dinámico que ocurre a su alrededor, siendo que la el principal requisito dentro del proceso, es que el interesado verifique fehacientemente si existe una viabilidad técnica de su proyecto, y si existe viabilidad económica que permita al promotor iniciar y continuar todo el proceso que conlleva la implementación de un proyecto de generación de energía.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Ahora bien, es necesario resaltar que el Sistema Eléctrico del país, se caracteriza por su naturaleza **dinámica**, en tanto durante su operación se presentan de manera permanente la entrada en operación de proyectos, variaciones en la demanda y demás condiciones propias del mercado. En tal sentido, la evaluación de las solicitudes de asignación de capacidad debe realizarse considerando dicho dinamismo inherente a la operación del sistema, esto en aplicación a lo estipulado en el artículo 4 de la Resolución CREG 075 de 2021, en la que entrega la responsabilidad de la asignación de la capacidad de transporte del SIN a la UPME.

Encontrando la Dirección General que no es de recibo el planteamiento de los recurrentes, pues no existen inconsistencias o falta de información alguna en cuanto a los escenarios utilizados en los análisis técnicos realizados que arrojó la decisión a las solicitudes de conexión presentadas.

1.16. De la supuesta vulneración al principio de igualdad

RADICADO	PROYECTO
20251500097502	Centro Solar Fotovoltaico Sabana Larga 1 de 9,9 MW
20251500097512	Centro Solar Fotovoltaico Sabana Larga 2 de 9,9 MW
20251500097672 20251110097602	Galapa de 19,9 MW

Los promotores de los proyectos CS Fotovoltaico Sabana Larga 1 y 2 de 9,9 MW presentaron la siguiente argumentación:

- **La UPME vulneró el principio de igualdad**

(...)

En el caso concreto, la UPME vulneró el principio de igualdad de Ingenierías Aliadas pues no evaluó su propuesta de proyecto en las mismas condiciones de otros proponentes dentro de la misma convocatoria.

En la información proporcionada en el documento "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3 PT.5", se observa que cada solicitud es evaluada en un número diferente de subestaciones (incluso para proyectos en zonas muy cercanas). Esto, a pesar de que la Circular 052 de 2023 de la CREG (que incluye el formato a diligenciar para la postulación de proyectos) exige que las iniciativas presentadas en el área Antioquia-Chocó detallen el aporte a por lo menos 122 subestaciones del área.

(...)

- **La UPME no consideró razones de conveniencia al evaluar los proyectos**

Sin embargo, los procedimientos de evaluación enfocados en automatización implementados actualmente por la UPME –como el aplicado por la resolución recurrida–, no están permitiendo realizar análisis objetivos que prioricen la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. Como consecuencia, se están desestimando proyectos con un alto potencial de aporte al SIN, los cuales, bajo condiciones técnicas específicas, resultarían viables. Esto contrasta con los procesos anteriores, cuando los análisis eran más personalizados y profundos para cada proyecto.

En el caso concreto, la UPME no consideró razones de conveniencia al realizar la evaluación de los proyectos, desestimando iniciativas como las presentadas por Ingenierías Aliadas, que podrían contribuir significativamente a la flexibilidad y confiabilidad del sistema interconectado, mejorando la estabilidad del suministro eléctrico.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Así mismo, el recurrente del proyecto Galapa de 19,9 MW expresó lo siguiente:

"- Respecto al principio de igualdad y proporcionalidad en la aplicación de criterios técnicos:

(...)

Aplicando estos principios al caso concreto, se observa que la UPME, en el marco del procedimiento de asignación de capacidad de transporte para la subárea Atlántico, ha dado un tratamiento diferenciado a proyectos que se encuentran en situaciones técnicamente similares, sin que se evidencie una justificación objetiva y razonable para dicha diferenciación.

Específicamente, en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3", se identificaron proyectos como SC_2023_5484_A2 y SC_20245883_A2 que reportaron un aporte de corriente de cortocircuito de 0,000 kA en todas las subestaciones evaluadas, incluyendo aquellas sin capacidad excedente disponible. A pesar de esta circunstancia, estos proyectos fueron priorizados para la asignación de capacidad de transporte.

En contraste, el Proyecto, con aportes de corriente de cortocircuito que si bien no son nulos, son técnicamente despreciables según los criterios establecidos en la normativa aplicable (IEC 60909) y se encuentran por debajo del umbral de flexibilización del 0,5% establecido por la propia UPME, no recibió el mismo tratamiento favorable, resultando no priorizado."

En consideración de los argumentos presentados por los recurrentes, se reitera que el Procedimiento de Evaluación para la asignación de capacidad de transporte es regulado, y que se lleva a cabo con los datos suministrados por cada promotor y que carga en el sistema, información con la cual se alimentó el algoritmo MACC, y como acertadamente lo postuló la Subdirección de Energía Eléctrica, fueron realizadas las verificaciones técnicas que permitieron constatar que serán aportados al Sistema Interconectado Nacional los mayores beneficios.

Para hacer dicho análisis, se realizó la evaluación individual frente a las restricciones del sistema, se usó la información suministrada por los promotores de proyectos, resultante de sus estudios de conexión y la modelación propia por ellos realizada. En este sentido debe ser claro que las diferencias en las subestaciones reportadas y los valores de aporte de cortocircuito no son un resultado de análisis o cálculo de la UPME lo establecido por el artículo 55 de la resolución CREG 075 del 2021:

"ARTÍCULO 55. INFORMACIÓN PARA ANÁLISIS Y TOMA DE DECISIONES. La información suministrada por los interesados y agentes a quienes les aplica la regulación dispuesta en la presente resolución debe ser completa, veraz, transparente, oportuna, verificable, comprensible, precisa e idónea, en los términos establecidos en la normativa vigente para tal fin, de manera que permita y facilite su comparación, comprensión, análisis y uso por parte de los participantes del SIN en la presentación de solicitudes, elaboración de estudios y, en general, en la alimentación del sistema de información de la ventanilla única."

Así las cosas, son los interesados los responsables de presentar la información que cumpla con las características exigidas por la regulación. Si bien esto sugiere que los interesados podrían no reportar la totalidad de subestaciones en las que su proyecto tiene aportes de cortocircuito, esto no implica que el proceso de asignación sea desigual. Además, respecto a la información de aportes de cortocircuito utilizada por la Unidad durante los análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, es importante enunciar que el numeral 4.2.1 de la Circular Externa UPME No. 057 de 2022, establece que:

"4.2.1 Veracidad de la información:

Debido a que el resultado del proceso de evaluación para la asignación de la capacidad de transporte puede otorgar derechos al promotor sobre dicha capacidad, es indispensable que la información presentada en los estudios de conexión sea verídica y se encuentre dentro del marco regulatorio vigente al momento de realizar la solicitud. Además, el presentar

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

información no verídica puede implicar que los resultados de evaluación no sean confiables y afecten el proceso de evaluación de los demás solicitantes.

En este sentido, una de las premisas consideradas en el desarrollo de este documento es que las solicitudes de conexión presentaron información veraz y confiable."

Ahora bien, la Subdirección de Energía Eléctrica realizó una verificación técnica de la información proporcionada en materia de aportes al SIN por parte de los promotores de los proyectos que fueron considerados viables y en consideración de los argumentos propuestos por los recurrentes, la Subdirección mediante memorando con radicado UPME No. 20251520079423 del 11 de noviembre de 2025 emitió "Alcance a memorando con radicado UPME No. 20251520022223 con asunto: 'Informe Resultados obtenidos en la Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para la subárea Atlántico'". Es importante mencionar que los resultados fueron ajustados como consecuencia de los análisis y verificaciones realizados respecto de los argumentos de algunos recurrentes, incluyéndose la verificación y validación de la información inicialmente aportada por los promotores en sus solicitudes de conexión, lo cual fue atendiendo con la rigurosidad técnica del proceso de asignación de capacidad.

En ese sentido, la Subdirección de Energía Eléctrica determinó que no existen proyectos viables y, por ende, tampoco proyectos priorizados en la subárea eléctrica Atlántico. Por tanto, ningún proyecto resultó viable para proceder con la validación eléctrica.

1.17. De la información utilizada para los análisis de las solicitudes de conexión

RADICADO	PROYECTO
20251500097682	Astraleo de 100 MW
20251500097692	Lumica de 19,9 MW
20251500097702	Oasis de 9,9 MW
20251500097722	Rugido a un sol de 19,9 MW

Los promotores de los proyectos aquí referenciados expresaron lo siguiente:

Información con la que se hizo el estudio vs información con la que se evaluó la -" :solicitud

Una de las principales consideraciones que debemos destacar es la base sobre la cual se desarrollaron los análisis técnicos que viabilizaron la conexión del proyecto. Estos análisis quedaron reflejados en el estudio de conexión presentado en la solicitud de asignación de capacidad de transporte. Dicha base se sustenta en los procedimientos y consideraciones regulatorias publicadas por la CREG y la UPME, las cuales estaban disponibles antes de la fecha de presentación de la solicitud.

Bajo esa premisa, uno de los elementos técnicos incorporados en el estudio de conexión fue la proyección de demanda. Esta proyección se fundamentó en el documento 'Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 - 2036', donde se establecen las proyecciones de demanda de las cargas del SIN en el horizonte de análisis definido, utilizando las tasas de crecimiento de los escenarios previstos por la UPME.

Otro criterio técnico relevante corresponde a las consideraciones para la proyección y expansión del sistema. Estas se basaron en los proyectos de expansión de transmisión y generación publicados en el Plan de Expansión 2022-2036 de la UPME, así como en los proyectos de expansión en la subárea operativa, disponibles en documentos de convocatorias de la UPME. Adicionalmente, para las proyecciones de demanda y consideraciones de expansión del sistema, se utilizó la información publicada por el Operador de Red, disponible en la Ventanilla Única (VU) y en el repositorio de información de la UPME, así como los datos del PARATEC accesibles antes de la fecha límite para la presentación de solicitudes de conexión.

(...)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Es importante señalar que en el repositorio de información de la UPME existe un documento denominado '04_12_2023_CONEXIONES_CON_CAPACIDAD_ASSIGNADA_LIBERADA', publicado el 4 de diciembre de 2023. Este documento contiene información clave sobre la asignación y utilización de la capacidad en el SIN, pero debido a la fecha de su publicación, no fue considerado dentro de los criterios técnicos del estudio de conexión. En este documento se indica la liberación de capacidad de proyectos que se tuvieron en cuenta en el estudio de conexión, como se muestra en la tabla 2.

(...)

Dado el carácter dinámico del sistema eléctrico, que año tras año cambia con la entrada de nuevos proyectos de generación y modificaciones estructurales, la evaluación realizada por la UPME presenta diferencias técnicas respecto a los estudios de conexión. En consecuencia, los criterios de evaluación y viabilidad técnica aplicados por la UPME no pudieron ser considerados en el estudio de conexión debido a la diferencia en la información técnica disponible en distintos momentos. En particular, mientras la fecha límite para la presentación de solicitudes de conexión fue el 6 de octubre de 2023, la UPME decidió realizar el corte de información para su evaluación el 20 de agosto de 2024.

Por lo tanto, desde el punto de vista técnico, el estudio de conexión presentado en 2023, con criterios técnicos definidos para ese período, no debería ser evaluado con criterios establecidos en períodos posteriores, en este caso, con los definidos en 2024. Resulta imposible considerar estos nuevos elementos en un estudio realizado en el pasado, lo que impacta directamente en sus resultados. De haberse conocido estos cambios con anterioridad, se habría considerado la modificación de la solicitud o incluso su desistimiento."

Al respecto, es preciso indicar que el postulado efectuado por la Subdirección de Energía Eléctrica es acertado, en cuanto a que las solicitudes de conexión no debían ser evaluados con criterios posteriores a su presentación, esto por cuanto se desconocería la obligación de realizar los análisis técnicos con la información actualizada del estado del SIN, pues desconocer la información actualizada del SIN puede llevar a la Unidad a tomar decisiones erradas en cuanto a la conexión de ciertos proyectos que pueden ser inejecutables en la medida en que pueden presentar restricciones que pongan en riesgo la seguridad del sistema.

En este punto, cabe recordar que los criterios técnicos utilizados por la Unidad son propuestos con una filosofía de planeación conservativa, en la cual se establecen las condiciones de mayor criticidad. Esto, con el fin de blindar el sistema de condiciones de operación inseguras y mitigando las incertidumbres que trae el proceso de planeación, siendo estas condiciones operativas también dependientes de las modificaciones que sufre el sistema eléctrico.

Lo anterior, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 11.7 de la Resolución CREG No. 025 de 1995 o el Código de Redes, donde la comisión de regulación, en su labor constitucional y legal con el mercado eléctrico colombiano, determinó que la operación correcta del SIN debe conducir a garantizar la máxima calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro y transporte de energía eléctrica a los usuarios. Estas obligaciones se entienden dentro del marco legal que impone el régimen general de servicios públicos y la ley eléctrica en Colombia, esto es, las Leyes 142 y 143 de 1994.

Ahora, en respuesta a la argumentación aquí presentada, resulta importante resaltar que la Unidad, aplicó el Procedimiento de Evaluación de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, y tuvo en cuenta los criterios establecidos en la norma para el análisis de las solicitudes de conexión, de tal manera que los criterios utilizados para la decisión recurrida fueron: (i) Capacidad por barra, (ii) Capacidad excedentaria de corto circuito y (iii) Capacidad por zona, acorde con los lineamientos de la Circular UPME No. 057 de 2022.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Y este mismo procedimiento de evaluación y demás normativa vigente prevén que la UPME debe tener en cuenta la información actualizada del SIN al momento de realizar el análisis de las solicitudes de conexión, con lo cual busca salvaguardar la seguridad de la operación del SIN, acorde a los lineamientos establecidos en el Código de Redes siendo la única manera de cumplir con el mandato legal de considerar la situación actual del sistema.

Conforme a las consideraciones, no son de recibo las argumentaciones de los recurrentes en razón a que los análisis técnicos desarrollados por la Unidad, necesariamente debían considerar la información actualizada del SIN, pues sería contrario a derecho no considerar la evolución del sistema eléctrico.

1.18. De la supuesta violación al principio de irretroactividad de la norma

RADICADO	PROYECTO
20251500097682	Astraleo de 100 MW
20251500097692	Lumica de 19,9 MW
20251500097702	Oasis de 9,9 MW
20251500097722	Rugido a un sol de 19,9 MW

Los promotores de los proyectos aquí referenciados expresaron lo siguiente:

"- Irretroactividad de la norma:

La reciente decisión de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de aplicar nuevos criterios normativos y metodológicos a solicitudes previamente radicadas sin garantizar una transición adecuada representa una violación clara del principio de irretroactividad de la normativa."

Frente al postulado la Subdirección de Energía Eléctrica, ha sido clara en establecer que las reglas con las que se implementó el procedimiento de evaluación de solicitudes de conexión son las mismas que ya conocían los proponentes antes del inicio del ciclo 2 de asignación de capacidad de transporte, postura que es compartida por la Dirección General.

Conforme a lo anterior es preciso indicar que en aras de poder cumplir a cabalidad con la función del MACC de asignar la mayor capacidad de transporte disponible sin poner en riesgo la seguridad del sistema, era necesario que los transportadores de cada subárea eléctrica actualizaran la información, la cual es un insumo para la elaboración de los estudios de conexión, esto por dos razones fundamentales: **i)** El período transcurrido entre la presentación de las solicitudes de asignación de capacidad excedía los doce meses y **ii)** las múltiples variaciones que se han presentado durante este período en el SIN, por cuenta de los cambios de fecha de puesta de operación de algunos proyectos, las solicitudes de conexión temporal, retrasos en algunas obras. Situaciones que refuerzan la seguridad del sistema entre otros factores.

Ahora bien, como se ha expuesto, lo anterior no implica un cambio arbitrario por parte de esta entidad en las reglas con base en las cuales se efectuaron los análisis destinados a resolver las solicitudes de conexión presentadas en la subárea eléctrica de Atlántico. Por el contrario, las reglas aplicadas corresponden estrictamente a aquellas previstas en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y sus disposiciones complementarias, particularmente en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022.

En este orden de ideas, la verificación realizada por esta Unidad respeto del estado del Sistema Interconectado Nacional SIN, constituye una actuación propia del ejercicio de las competencias técnicas y regulatorias y no comporta de modo alguno una modificación posterior de las reglas aplicables al trámite de las solicitudes. En consecuencia, no se configura vulneración alguna del principio de irretroactividad de la

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

ley, en la medida en que dicho principio se predica de la aplicación de normas nuevas a situaciones jurídicas consolidadas bajo el amparo de disposiciones anteriores. En el presente caso, la actuación administrativa se sustentó en la normativa vigente al momento de realizar el análisis técnico y jurídico correspondiente.

Como se desprende del mismo procedimiento de evaluación de las solicitudes de conexión, la decisión de la UPME necesariamente depende de la capacidad con la que cuenta el SIN, para la conexión de nuevos proyectos de energía eléctrica. Así las cosas, el hecho de que la UPME haya empleado información técnica reciente no constituye una aplicación retroactiva de criterios, sino una actualización necesaria para garantizar la confiabilidad y estabilidad del SIN. La regulación del sector eléctrico exige que las decisiones de planificación se adopten con base en la información más precisa y actualizada disponible, lo que es fundamental para evitar congestiones en la red y garantizar el uso eficiente de la capacidad de transporte.

Finalmente, con el análisis efectuado a todos los criterios evaluados por el MACC, los proyectos que representen la opción más idónea para la integralidad del sistema serán a los que se le asigne la capacidad de transporte. No obstante, si su conexión representa algún tipo de restricción en el sistema o una violación a la normativa vigente, la UPME no puede otorgar el punto de conexión, situación que no vulnera derecho alguno a los solicitantes, pues la competencia reside en velar por la seguridad y confiabilidad del SIN, no teniendo obligación alguna de otorgar puntos de conexión cuando dicha conexión no es ni técnica ni normativamente viable.

En mérito de lo expuesto, la Directora General de la Unidad de Minero Energética – UPME,

R E S U E L V E:

ARTÍCULO 1: NEGAR la práctica de la prueba solicitada de oficio por el promotor del proyecto Parque Eólico Fluvial Río Grande La Magdalena de 99,9 MW, por los motivos expuestos en la parte considerativa de la decisión.

ARTÍCULO 2: CONFIRMAR la Resolución No. 000332 del 4 de abril de 2025 con radicado UPME No. 20251020003325, **MODIFICADA parcialmente** por la Resolución No. 001051 del 10 de diciembre de 2025 con radicado UPME No. 20251020010515 de conformidad con las consideraciones expuestas en la parte motiva del presente acto administrativo.

ARTÍCULO 3: RECHAZAR el alcance al recurso de reposición y, en subsidio de apelación, presentado con radicado UPME No. 20251110209702 del 26 de agosto de 2025 por las razones expuestas en esta resolución.

ARTÍCULO 4: NOTIFICAR electrónicamente la presente resolución a los representantes legales de las sociedades promotoras objeto de esta decisión o a quien haga sus veces, a través de los correos electrónicos que constan en la actuación administrativa adelantada, de conformidad con lo establecido en el artículo 53A, 56 y 67 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo conforme la información de la siguiente tabla:

SOLICITUD DE CONEXIÓN	CORREO DE NOTIFICACIÓN
GENERADORA DEL VALLE S.A.S	contactogeneral@ic-asesorias.com adriana.botero@ic-asesorias.com john.guerra@ic-asesorias.com
4G ENERGÍA S.A.S	adelaespriella@4genergia.com.co
GRAND ENERGY S.A.S.	grandenergysas@gmail.com
SOL DE LAS CIENAGAS S.A. E.S.P.	notificacionescolombia@recurrentenergy.com

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

SOLICITUD DE CONEXIÓN	CORREO DE NOTIFICACIÓN
INGENIERIA ALIADAS S.A.	asistente@ingenieriasaliadas.com
GENERADORA CANTAYUS S.A.S. E.S.P.	asistente@ingenieriasaliadas.com
SUNLI S.A.S.	info@consultoresdyp.com
EDELMIRA SOLAR S.A.S.	administrativo@kaidesarrollo.com
MG 17 S.A.S.	administrativo@kaidesarrollo.com
DON JESÚS SOLAR S.A.S.	administrativo@kaidesarrollo.com

ARTÍCULO 5: COMUNICAR el presente acto administrativo a los siguientes destinatarios para los fines pertinentes a: (i) la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, a través del correo electrónico creg@creg.gov.co (ii) la sociedad XM S.A. E.S.P. a través del correo electrónico info@xm.com.co (iii) Air-e, a través del correo electrónico notificaciones.judiciales@aire.com, (iv) ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.- ISA, a través del correo electrónico notificacionesjudiciales@intercolombia.com, (v) TRANSELCA S.A. E.S.P., a través del correo electrónico notificaciones@transelca.com.co, (vi) CELSIA S.A. E.S.P, a través del correo electrónico celsia@lineatransparencia.com, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo – CPACA.

ARTÍCULO 6: INFORMAR a los interesados y a quienes sean destinatarios de la presente resolución que, conforme a lo dispuesto en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo – Ley 1437 de 2011, contra este acto administrativo no procede recurso alguno sede administrativa, por cuanto mediante el mismo se resuelven los recursos de apelación y, en consecuencia, constituye una decisión de carácter definitivo dentro de la actuación administrativa.

En virtud de lo anterior, y una vez practicadas las notificaciones de que trata el artículo cuarto de esta resolución, la presente decisión quedará en firme, de conformidad con lo previsto en el artículo 87 *ibídem*.

NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dada en Bogotá, D.C., a 2026-03-09

2026-03-09 09:25:52-05:01



Indira Portocarrero
Ospina
Directora General
Dirección General

Elaboró: Diana Sofía Díaz Castro

Revisó: Indira Portocarrero Ospina, HAYDI STELA MENA RODRÍGUEZ, LUIS ALBERTO ORJUELA LOPEZ, MATEO SEVERINO RODRIGUEZ, LUCY ADRIANA RUBIO

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, "Por medio de la cual se determinó el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Aprobó: Indira Portocarrero Ospina