



Unidad de Planeación  
Minero Energética

**RESOLUCIÓN No. 000207 de 2026**



2026-03-30

**Radicado : 202601020002075***Error: Reference source not found*

Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena 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, y especialmente las conferidas por el artículo 9 del 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 y el numeral 2 del artículo 74 de la Ley 1437 de 2011 y,

**C O N S I D E R A N D O:**

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, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía presupuestal, 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 el artículo 3 del Decreto 2121 de 2023 establece 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

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

internacionales, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

Que de acuerdo con lo señalado en el artículo 9 ídem, corresponde al director de la Unidad dirigir, orientar, coordinar, ejecutar y vigilar las funciones asignadas a la Unidad.

Que mediante la Resolución 40311 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía (en adelante el "Ministerio" o "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.

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 UPME 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, esta 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 precitada.

Que los artículos 16 y 17 de la Resolución UPME 528 de 2021, establecen los requisitos y el procedimiento de evaluación para la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1.

Que, en virtud de lo anterior, la Dirección general de la Unidad profirió la Circular Interna No. 000035 del 9 de mayo de 2024, mediante la cual se determinó que le corresponde al Subdirector de Energía Eléctrica de la UPME, de conformidad con lo dispuesto en la disposición precitada:

*"(...) adelantar y decidir todos aquellos trámites o actuaciones que de las funciones se derivan, tales como (pero sin limitarse a) la emisión de conceptos de asignación de capacidad de transporte, cambios en la fecha de puesta en operación, conexiones temporales, cesión de capacidad de transporte, retiro temporal de generadores, renovación de instalaciones de generación, análisis de informes de seguimiento y liberación de capacidad de transporte, en los términos de la Resolución CREG 075 de 2021 y las disposiciones que la modifiquen o adicionen (...)"*

Que el numeral 2 del artículo 74 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (Ley 1437 de 2011), establece que contra los actos administrativos procede el recurso de apelación, ante el inmediato superior administrativo o funcional para que la aclare, modifique, adicione o revoque, de ser el caso la decisión apelada.

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

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

---

## I. ANTECEDENTES

- I.1. En el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, la UPME recibió un total de 206 solicitudes de conexión, correspondientes a 398 alternativas de conexión para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena (en adelante "GCM")
- I.2. Finalizado el procedimiento administrativo de evaluación de solicitudes de conexión recibidas, a través de la Resolución No. 000256 del 11 de marzo de 2025 identificada con radicado UPME No. 20251020002565, la Subdirección de Energía Eléctrica determinó i) el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica de Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas, ii) los proyectos priorizados para la asignación de capacidad de transporte de la subárea y, iii) emitió concepto sin capacidad aprobada para las solicitudes de asignación de capacidad de transporte de los proyectos Clase 1 de la subárea operativa eléctrica de GCM que fueron consideradas no viables en esta asignación.
- I.3. En ejercicio de su derecho de defensa y contradicción se recibieron 45 recursos de reposición para la subárea GCM; y 32 de estos presentaron subsidiariamente recurso de apelación, en contra de la Resolución No. 000256 del 11 de marzo de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020002565.
- I.4. Considerando los argumentos propuestos por los recurrentes en los recursos de reposición, mediante Resolución UPME No. 001075 del 17 de diciembre de 2025 (radicado UPME No. 20251020010755), la Subdirección de Energía Eléctrica, desató los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000256 de 2025, resolviendo lo siguiente:

**"ARTÍCULO PRIMERO: REPONER PARCIALMENTE** en el sentido de modificar la Resolución No. 256 de 2025, identificada con radicado No. 20251020002565 del 11 de marzo de 2025, cuya parte resolutoria quedará así:

**"ARTÍCULO PRIMERO: DETERMINAR** el listado de solicitudes de asignación de capacidad de transporte del área operativa eléctrica Guajira, Cesar, Magdalena (GCM) clasificadas en sus respectivas bolsas y filas, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 6.3. del 'Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1'. Dicho listado quedará así:

(...)

**ARTÍCULO SEGUNDO.** Con base en el listado del artículo primero de esta resolución, **DETERMINAR** que no se identificaron proyectos viables y priorizados, toda vez que ninguno de los presentados cumple con las restricciones consideradas por el MACC.

**ARTÍCULO TERCERO.** Con base en el listado del artículo primero de esta resolución, **DETERMINAR** los proyectos **NO VIABLES** y, por ende, **NO PRIORIZADOS**, y, por lo tanto, **EMITIR CONCEPTO SIN CAPACIDAD APROBADA** para las solicitudes de asignación de capacidad de transporte de los proyectos Clase 1 de la subárea Guajira, Cesar, Magdalena (GCM), acorde con lo expuesto en la parte considerativa de este acto administrativo y que se indican en la siguiente tabla:

(...)

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

**ARTÍCULO SEGUNDO: CONCEDER**, en efecto suspensivo, los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 256 de 2025, identificada con radicado No. 20251020002565 del 11 de marzo de 2025, respecto de los siguientes proyectos: (...)"

- I.5. Mediante memorando con radicado UPME No. 20251020099813 del 30 de diciembre de 2025, el Subdirector de Energía Eléctrica (E) envió a la Directora General, los escritos contentivos de los recursos de reposición y en subsidio de apelación, así como la decisión adoptada en primera 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. 000256 de 2025.

## II. PROCEDENCIA DE LOS RECURSOS DE APELACIÓN INCOADOS

En instancia de reposición fueron verificados 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 sobre los recursos de apelación presentados en subsidio de los recursos de reposición, ya resueltos mediante resolución UPME No. 001075 de 17 de diciembre de 2025, con radicado UPME No. 20251020010755.

## III. FUNDAMENTOS LEGALES Y REGULATORIOS

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 (...)"*.

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*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*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:*

*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:

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

**"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

Procede la Dirección a realizar el análisis jurídico de los argumentos planteados por los recurrentes en los recursos de apelación objeto de estudio, para lo cual se procederá a examinar de manera grupal los planteamientos propuestos, dada la identidad de causa, objeto y pretensiones, garantizando una respuesta coherente y uniforme, lo cual estará fundado en el material probatorio que obra en el expediente administrativo, el cual será objeto de valoración de manera conjunta, a efectos de determinar si hay lugar a confirmar, modificar y/o revocar la decisión de instancia.

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 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."<sup>1</sup>

Esta doctrina orienta el examen riguroso que debe llevarse a cabo en el presente caso, a fin de garantizar el debido proceso probatorio y la validez de las decisiones adoptadas en el marco del procedimiento de asignación de capacidad tomadas por la Subdirección de Energía Eléctrica.

A continuación, se relacionan los medios de prueba solicitados dentro de la actuación administrativa:

<sup>1</sup> 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 No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	PROMOTOR	PRUEBAS
20251110068272	FLAMINGO SOLAR 1	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A.	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251110068282	FLAMINGO SOLAR 2		
20251110068322	FLAMINGO SOLAR 3		
20251110068442	FLAMINGO EÓLICO 5		
20251110068452	FLAMINGO EÓLICO 6		
20251110068422	CHIRIGUANÁ SOLAR 1		
20251110068402	CHIRIGUANÁ SOLAR 2		
20251110068352	CHIRIGUANÁ SOLAR 3		
20251110068342	CHIRIGUANÁ SOLAR 4		
20251500070102 20251110070122	POWER PLANT - CAÑAHUATE 110 MW (AUMENTO AUTOGENERACIÓN DRUMMOND DE 50 MW A 160 MW)	DRUMMOND POWER SAS	RESOLUCIÓN 0651 DE 2024 RESOLUCIÓN 0559 DE 2023 REPORTE DE CALCULO DE CORTOCIRCUITO SIN 2024
20251500071262 20251110071232	DUNA SOL 1	DUNA POWER SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251110071242 20251500071252	DUNA SOL 2		
20251500071132	LA GRANJA		

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	PROMOTOR	PRUEBAS
20251110071062 20251500070612	LAS CABEZAS	&SOL SAS	DOCUMENTOS RADICADOS EN LA VENTANILLA ÚNICA LOS DOCUMENTOS PUBLICADOS POR LA UPME, LOS PARÁMETROS TÉCNICOS DE LA RED PUBLICADOS POR EL TRANSPORTADOR ESTUDIO DE CONEXIÓN DEL PROYECTO COMENTARIOS DE LOS TRANSPORTADORES GEB PARA LA ALTERNATIVA 1 E ISA PARA LA ALTERNATIVA 2
20251110071042 20251500071372	SOLANUM	IBV SOLAR COLOMBIA SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251500070772 20251500070452 20251500070462 20251500070432 20251500070742	PARQUE SOLAR VENUS SHINE HYPNOS TERRANOVA	DON PEDRO SOLAR SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251500070732	GUANABANOS	PANTHERA ENERGY GROUP SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251500070722 20251500070702 20251500071142	TIFÓN VIENTOS DEL TAIRONA MAGNOLIAS	CRX SOLAR SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251500070712	SOL TAIRONA	CRX RENEWABLE ENERGY SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251500070442	PARQUE SOLAR KAI	DON JESUS SOLAR SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251500070402 20251500070382 20251500070392	EL TIGRE 1 CABRALES 1 CABRALES 2	MVM GREEN ENERGY SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251500070412	EL TIGRE 2	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251500070422	EL TIGRE 3	CMO DEVELOPERS SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251110071332	AES SOLAR CESAR	AES COLLOMBIA & CIA SCA ESP	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL
20251110071712	GIMELI SOLAR 19,9	GIMELI SAS	ESTUDIO DE CONEXIÓN DEL PROYECTO GIMELI SOLAR 19.9 MW DOCUMENTO TÉCNICO GIMELI SOLAR CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	PROMOTOR	PRUEBAS
			REPRESENTACIÓN LEGAL
20251110091832, 20251500091632	COPEY DEL VERANO	VERANO ENERGY COLOMBIA SAS	CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL ANALISIS TECNICO

Tal como se anunció, y con el propósito de determinar si los medios de prueba allegados por los apelantes, así como aquellos que ya obran en el expediente administrativo, satisfacen los requisitos de conducencia, pertinencia y utilidad respecto del objeto del recurso en estudio, esta Dirección considera oportuno realizar una breve exposición sobre el alcance de dichos conceptos, antes de pronunciarse sobre la admisibilidad y valoración de las pruebas presentadas.

La jurisprudencia del Consejo de Estado<sup>1</sup> ha precisado que estos tres requisitos constituyen presupuestos esenciales para la procedencia y eficacia de los medios de prueba dentro de un trámite administrativo o judicial.

Así, la conducencia hace referencia a la idoneidad formal y material del medio probatorio para demostrar los hechos que se pretenden acreditar; esto es, su adecuación con el objeto de la controversia y con las reglas que rigen la actividad probatoria. La pertinencia, por su parte, exige que el hecho que se busca probar guarde relación directa con los hechos que resultan relevantes para la decisión del caso, de manera que su práctica contribuya efectivamente al esclarecimiento del asunto debatido. Finalmente, la utilidad implica que la prueba solicitada o incorporada sea necesaria para el proceso, es decir, que no verse sobre hechos ya suficientemente demostrados con otros medios obrantes en el expediente, evitando así redundancias o dilaciones injustificadas en el trámite.

Sobre el particular, ha sostenido el Consejo de Estado<sup>2</sup>:

*"(...) La conducencia consiste en que el medio probatorio propuesto sea adecuado para demostrar el hecho. La pertinencia, por su parte, se fundamenta en que el hecho a demostrar tenga relación con los demás hechos que interesan al proceso. La utilidad, a su turno, radica en que el hecho que se pretende demostrar con la prueba no debe estar ya demostrado con otro medio probatorio. Finalmente, las pruebas, además de tener estas características, deben estar permitidas por la ley. (...)"*

De esta manera, aquellos medios que demuestren adecuación con el objeto del recurso (conducencia), relación con los hechos que interesan (pertinencia) y necesidad dentro del acervo probatorio (utilidad) podrán ser tenidos en cuenta por esta Dirección para resolver el recurso de apelación y adoptar una decisión fundada en criterios de legalidad, objetividad y rigor técnico.

En relación con las pruebas allegadas por los promotores COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A.; DUNA POWER SAS; EDELMIRA SOLAR SAS; IBV SOLAR COLOMBIA SAS; DON PEDRO SOLAR SAS; PANTHERA ENERGY GROUP SAS; CRX SOLAR SAS; CRX RENEWABLE ENERGY SAS; DON JESUS SOLAR SAS; MVM GREEN ENERGY SAS; COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT SAS; CMO DEVELOPERS SAS y AES COLLOMBIA & CIA SCA ESP correspondiente al certificado de existencia y representación legal, se constata que con dicho documento se acredita de manera suficiente la capacidad legal de los titulares del proyecto, en la medida en que permite identificar quién ostenta la representación legal de cada persona jurídica. En consecuencia, resulta posible verificar la existencia de un interés legítimo, personal, actual y cierto en cabeza de los apelantes, motivo por el cual dicha pieza documental será admitida dentro del expediente como prueba susceptible de valoración para los fines de la presente decisión administrativa.

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Respecto de las pruebas allegadas por el promotor DRUMMOND POWER SAS correspondiente a la resolución 0651 de 2024 mediante el cual el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial otorgó licencia ambiental para el proyecto Power Plant Drummond y la resolución 0559 de 2023 mediante el cual la ANLA otorgó licencia ambiental para el proyecto Cañahuate y reporte de cálculo de cortocircuito SIN 2024 realizado por la UPME se advierte que dichos documentos resultan pertinentes para efectos de acreditar el contexto de clasificación alegado por el recurrente, por lo que serán incorporados al expediente como material probatorio susceptible de valoración dentro del presente recurso.

En relación con las pruebas allegadas por el promotor &SOL SAS, correspondiente a los documentos radicados en la ventanilla única; los documentos publicados por la UPME, los parámetros técnicos de la red publicados por el transportador, el estudio de conexión del proyecto y los comentarios de los transportadores GEB para la alternativa 1 e Isa para la alternativa 2, y por el promotor GIMELI SAS, correspondiente al estudio de conexión del proyecto Gimeli solar 19.9 MW, documento técnico Gimeli solar, se advierte que tales documentos dieron origen a la actuación administrativa y ya obran en el expediente. En armonía con lo señalado por la primera instancia, estas piezas se entienden incorporadas de pleno derecho a la actuación, razón por la cual no serán nuevamente reconocidas como prueba, sin perjuicio de su valoración en el marco de la decisión que aquí se adopta.

## **V. ANÁLISIS DE LOS RECURSOS DE APELACIÓN**

En los recursos objeto de estudio, los apelantes expusieron diversos argumentos que fueron analizados en la Resolución No. 001075 de 2025 (Radicado UPME 20251020010755 de 17 de diciembre de 2025). Con el propósito de conservar la estructura adoptada en la decisión de primera instancia y de garantizar la celeridad y economía en la actuación administrativa, esta Dirección General agrupa los argumentos formulados por los representantes legales de las sociedades apelantes, a efectos de proceder a su estudio y valoración en esta sede de segunda instancia.

Esta forma de presentación no implica, en ningún caso, la restricción de los derechos de defensa, contradicción y debido proceso de los apelantes, toda vez que todos y cada uno de los argumentos expuestos en los escritos de recurso serán objeto de análisis específico dentro de los grupos temáticos que se han identificado. La agrupación obedece únicamente a criterios de orden lógico y sistemático, que permiten abordar de manera más clara, coherente y eficiente las cuestiones planteadas, sin omitir ni desatender ningún planteamiento relevante de los interesados.

Es del caso aclarar que, aunque los argumentos se presenten y respondan de manera organizada por ejes o temas comunes, esta Dirección General asegura que el contenido íntegro de los recursos de apelación será examinado, valorado y decidido, garantizando así el respeto pleno de las garantías procesales que amparan a los recurrentes.

En consecuencia, en el presente apartado se procederá a realizar el análisis técnico y jurídico de las argumentaciones expuestas por los recurrentes, cuyas respuestas se expondrán de manera agrupada y ordenada según los planteamientos iguales o similares formulados, a fin de garantizar una evaluación integral, coherente y ajustada a derecho de cada uno de los reparos presentados, así:

### **V.1. Sobre los escenarios y condiciones operativas**

#### **V.1.1. Respecto de las impugnaciones sobre los datos utilizados por la UPME y cambios en los escenarios de evaluación**

Este argumento se presentó en los recursos presentados por los promotores de los siguientes proyectos:

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

PROYECTO	RADICADO
MAGNOLIAS	20251500071142
LA GRANJA	20251500071132
PARQUE SOLAR VENUS	20251500070772 20251500070452
TERRANOVA	20251500070742
GUANABANOS	20251500070732
TIFÓN	20251500070722
SOL TAIRONA	20251500070712
VIENTOS DEL TAIRONA	20251500070702
SHINE	20251500070462
PARQUE SOLAR KAI	20251500070442
HYPNOS	20251500070432
EL TIGRE 1	20251500070402
EL TIGRE 2	20251500070412
EL TIGRE 3	20251500070422
CABRALES 1	20251500070382
CABRALES 2	20251500070392

Respecto de este tema, los recurrentes manifestaron que:

"(...) Es importante señalar que en el repositorio de información de la UPME existe un documento denominado "04\_12\_2023\_CONEXIONES\_CON\_CAPACIDAD\_ASIGNADA\_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. Resulta evidente que estos elementos no fueron incorporados en los análisis y condiciones del estudio de conexión presentado. Esto se debe a que los criterios técnicos utilizados por la UPME en la parametrización de su modelo de evaluación no eran públicos ni predecibles en el momento en que se elaboró y presentó el estudio de conexión y la posterior solicitud de asignación. (...)"

Así también, los promotores de los siguientes proyectos argumentaron sobre este tema lo siguiente:

PROYECTO	RADICADO
DUNA SOL 1	20251500071262 20251110071232
DUNA SOL 2	20251110071242 20251500071252
SOLANUM	20251110071042 20251500071372
AES SOLAR CESAR	20251110071332

"(...) El proyecto de generación (...), presentó su solicitud de asignación de capacidad de transporte cumpliendo íntegramente con los requisitos de la Resolución CREG 075 de 2021, y lo hizo con base en la información técnica publicada y vigente al momento de la radicación. Tal información —sobre capacidad por barra y capacidad excedente de cortocircuito— fue consultada en la Ventanilla Única (VU) en su versión publicada con corte a septiembre, conforme a lo dispuesto en el párrafo 2° del artículo 8 de la Resolución UPME 528 de 2021 el cual establece expresamente que:

"Para efectos de las solicitudes de asignación de capacidad o las modificaciones que impliquen la presentación del estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico, se entiende que la información actualizada será la que se encuentre disponible en la Ventanilla Única (VU), en septiembre de cada anualidad, o con posterioridad a dicho mes. (...)"

De lo aquí expuesto por los recurrentes, se entiende que su inconformidad radica principalmente en que la Unidad no incorporó información actualizada sobre la liberación de capacidad de proyectos previos, y sobre el supuesto cambio posterior en los

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

escenarios de evaluación, y como supuestamente no se ajusta a la información pública y previsible con la fecha de corte planteada por la Unidad, planteando así una supuesta vulneración de los principios de buena fe, confianza legítima y predictibilidad del procedimiento de asignación de capacidad.

A continuación, la Dirección General evaluará la procedencia de las objeciones formuladas en relación con los datos utilizados, los cambios en los escenarios de evaluación y el cumplimiento de las normas aplicables al trámite surtido en primera instancia por la Subdirección de Energía Eléctrica, así:

En este punto, cabe recordar a los apelantes que el sistema constituye un bien común, que las autoridades del Estado deben hacer prevalecer, por lo que, los promotores no pueden pretender que se obtengan resultados iguales ante un sistema eléctrico que es dinámico. Por esto, no sería procedente emplear los mismos escenarios técnicos de evaluación para la simulación, toda vez que la variación del sistema generó condiciones operativas en el año 2022 que son diferentes a las empleadas para la vigencia 2023-2024.

Como es sabido por los apelantes, en el periodo 2022-2023 se asignó la capacidad de transporte que resultó viable en dicho ciclo de asignación de capacidad. Luego, pretender que las condiciones del sistema fueran las mismas que aquellas contempladas para dicho ciclo de asignación, sin tener en cuenta aquella capacidad que se entregó en el marco de dicha actuación no resulta ni plausible ni coherente para esta Dirección.

Así las cosas, y, bajo la lógica cíclica de cada uno de los procesos de asignación de capacidad enmarcada en la Resolución CREG 075 de 2021, es técnicamente coherente considerar las reducciones en las capacidades por barra al comparar los datos para el primer proceso de asignación frente a los datos del segundo proceso de asignación teniendo como principal factor diferenciador los proyectos aprobados durante el primer ciclo de asignación. Por lo anterior, la conexión de nuevas fuentes de generación lleva a aumentar las corrientes de cortocircuito, lo que resulta en la reducción de la capacidad de cortocircuito remanente y ratifica el estado crítico de algunas subestaciones que están cerca de llegar al límite de su capacidad de interrupción.

De igual forma es preciso indicar a los apelantes que, para los cálculos presentados en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea GCM - 2024", el "Reporte de cálculo de Capacidad por Barra para las subestaciones de cada una de las subáreas - 2024", el "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 GCM - 2024", 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.

La información correspondiente puede ser consultada por medio del siguiente enlace: <https://app.upme.gov.co/InfoEstudiosConexion/home/Login> > [Parámetros de sistema y disponibilidad física](#)

Por otra parte, conviene señalar que las proyecciones de demanda utilizada se realizaron teniendo en cuenta el documento titulado "Anexo proyección demanda 2024-2038 - v2 Julio 2024". Para su conocimiento, podrá consultar el documento en el siguiente enlace: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

En esta sección podrá encontrar la siguiente información:

1. Informe Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2024-2038 - Revisión Julio de 2024:

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyeccion\\_demanda\\_energia\\_electrica\\_y\\_potencia\\_maxima\\_rev\\_jul2024.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyeccion_demanda_energia_electrica_y_potencia_maxima_rev_jul2024.pdf)

2. Anexo en Excel de la proyección de demanda 2024-2038:  
[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Anexo\\_proyeccion\\_demanda\\_2024\\_2038\\_v2\\_Jul2024.xlsx](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Anexo_proyeccion_demanda_2024_2038_v2_Jul2024.xlsx)

Así mismo, es importante destacar que, en el archivo Excel, específicamente en el literal 12 titulado "Demanda anual de Potencia Máxima por áreas SIN (MW-año)", se encuentran tablas que presentan la proyección de demanda por cada área eléctrica operativa. Estas tablas permiten al interesado consultar la información correspondiente al área de su interés, donde se detalla el crecimiento proyectado de la demanda. Dichas proyecciones se utilizan para proyectar la demanda reportada por el Operador de Red a través del módulo alternativo a la Ventanilla Única ("Información para estudios de conexión proyectos clase 1"), diferenciando las demandas por tipo de carga: industrial, comercial y residencial.

En el archivo en mención, específicamente en el literal 12 titulado "Demanda anual de Potencia Máxima por áreas SIN (MW-año)", se encuentran tablas que presentan la proyección de demanda por cada área eléctrica operativa. Estas tablas permiten al interesado consultar la información correspondiente al área de su interés, donde se detalla el crecimiento proyectado de la demanda. Dichas proyecciones se utilizan para proyectar la demanda reportada por el Operador de Red a través del módulo alternativo a la Ventanilla Única ("Información para estudios de conexión proyectos clase 1"), diferenciando las demandas por tipo de carga: industrial, comercial y residencial.

Como complemento a la información reportada por los transmisores, en cuanto a las obras de transmisión, es de indicar que el Ministerio de Minas y Energía adoptó el "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2022-2036" mediante la Resolución 40477 del 24 de julio de 2023, modificada parcialmente por la Resolución 40252 del 18 de julio de 2024, documento que puede consultarse en el siguiente enlace: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/planes-expansion/>

Asimismo, se consideraron las obras de expansión aprobadas por la Unidad, incluyendo el primer paquete de obras urgentes publicado mediante la Resolución UPME 727 de 2024, donde se incluyeron todos los proyectos de generación y carga liberados, aprobados y en firme.

Es necesario indicar que, con el objetivo de garantizar que el análisis refleje el estado más actualizado posible de la red, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024. En este contexto, primero, factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en su Fecha de Puesta en Operación (FPO), y segundo, la definición, modificación en la FPO y aprobación de obras de expansión alteran la configuración de la red, impactando en niveles de tensión, cargabilidad de líneas y transformadores, y 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, para el 20 de agosto de 2024 como la fecha de referencia para garantizar que el análisis refleje el estado más actualizado posible de la red que permiten evaluar de mejor forma la capacidad del sistema para soportar la carga futura y planificar adecuadamente las expansiones necesarias. Esta situación es relevante para el resto de los factores descritos, ya que esta práctica asegura que el análisis de capacidad de transporte sea más preciso, realista y sostenible a largo plazo, garantizando así la calidad, la seguridad y la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

Es así que, la Dirección General coincide con lo propuesto por la Subdirección de Energía Eléctrica, respecto del fundamento técnico, por lo que, en síntesis, los proyectos con capacidad aprobada y en firme a la fecha de corte establecida por la UPME reducen

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

efectivamente las capacidades de transporte del sistema y afectan directamente los puntos de conexión involucrados, dada la interconexión del Sistema Interconectado Nacional - SIN y los impactos operativos que ello genera en regiones como Atlántico, Bolívar, Norte de Santander, Santander y áreas colindantes en menor medida.

La metodología de evaluación aplicada se ajusta estrictamente a la obligación de representar las condiciones reales del sistema, asegurando su seguridad operativa en escenarios críticos conforme al numeral 5 del Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional (integrante del Código de Redes). Esta aproximación constituye una actualización necesaria y alineada con la regulación aplicable para una asignación de capacidad viable y sostenible.

En consecuencia, la objeción formulada por los recurrentes en este punto no prospera.

#### **V.1.2. Respetto del supuesto cambio de los escenarios de evaluación por parte de la UPME**

Este argumento se presentó en los recursos presentados por los promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	RADICADO
MAGNOLIAS	20251500071142
LA GRANJA	20251500071132
PARQUE SOLAR VENUS	20251500070772 20251500070452
TERRANOVA	20251500070742
GUANABANOS	20251500070732
TIFÓN	20251500070722
SOL TAIRONA	20251500070712
VIENTOS DEL TAIRONA	20251500070702
SHINE	20251500070462
PARQUE SOLAR KAI	20251500070442
HYPNOS	20251500070432
EL TIGRE 1	20251500070402
EL TIGRE 2	20251500070412
EL TIGRE 3	20251500070422
CABRALES 1	20251500070382
CABRALES 2	20251500070392

Sobre el particular, los recurrentes señalaron lo siguiente:

*"(...) Como se mencionó en el numeral anterior, 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. La importancia de este aspecto radica en que el estudio de conexión fundamenta su análisis en distintos escenarios modelados, dentro de los cuales es necesario identificar escenarios críticos. Esto permite evaluar y considerar las limitaciones del sistema ante el ingreso de nueva generación. (...)*

*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.*

*(...)*

*Bajo esta consideración, la UPME identifico que los escenarios G0 - Med, G0 - Min y G0 - Max presentan la mayor cantidad de casos con restricciones para la subárea GCM, específicamente se evidencian 1663, 177 y 148, respectivamente. Esta diferencia en los*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*escenarios empleados generó una discrepancia significativa entre la capacidad disponible evaluada en el estudio de conexión y la capacidad disponible determinada posteriormente por la UPME. 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, (...)."*

Sobre este particular, la Dirección General se pronunciará sobre lo alegado por los recurrentes, con base en su inconformidad respecto del supuesto incumplimiento de los principios de transparencia, predictibilidad, buena fe y confianza legítima al supuestamente modificar o emplear escenarios no divulgados oportunamente, lo que, a consideración del recurrente, impidió a los promotores replicar o ajustar los estudios de conexión de manera informada y replicable, afectando la equidad y validez del proceso de asignación de capacidad.

Tal y como lo planteó la Subdirección de Energía Eléctrica, y como se señaló en el capítulo anterior, el sistema eléctrico colombiano presenta un comportamiento dinámico y en constante evolución, por lo cual, para realizar una planeación que asegure la seguridad y estabilidad del sistema, resulta indispensable evaluar el impacto de los nuevos proyectos considerando las condiciones reales y proyectadas del sistema al momento del análisis. Por ello, todas las solicitudes se examinan bajo parámetros estructurales uniformes, tomando como referencia el corte de información del 20 de agosto de 2024.

En cuanto a los escenarios evaluados por la Subdirección de Energía Eléctrica para la asignación de transporte se recuerda que en el documento "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANÁLISIS CONEXIONES.pdf", en el cual se establecen los escenarios críticos identificados por la UPME, se menciona lo siguiente:

*"(...) 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.** (...)" (Resaltado por fuera del texto original)*

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

Asimismo, en el Anexo de la Circular CREG 058 de 2022, modificada por la Circular No. 047 de 2023 se 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.**" (Resaltado por fuera del texto original)*

Teniendo en cuenta lo anterior, las condiciones operativas presentadas por la UPME proporcionaban 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 críticos que los inicialmente presentados por esta

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Unidad en aras de velar por la seguridad y confiabilidad del sistema. Es así como se pueden presentar nuevos escenarios restrictivos que son identificados por la UPME, el CND o por un promotor.

Por otro lado, cabe mencionar que, de acuerdo con lo dispuesto en la Circular UPME No. 057 de 2022, en su título "6. PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SOLICITUDES", la información que se debe publicar por parte de la UPME es la contemplada en la sección del numeral 6.2 -Publicación de información para ejecución del MACC-, la cual contempla lo siguiente; (i) 6.2.1 Definición de áreas operativas, (ii) 6.2.2 Definición de zonas eléctricas, (iii) 6.2.3 Publicación de capacidades por barra en el STN y STR, (iv) 6.2.4 Publicación de capacidades por barra en el SDL, (v) 6.2.5 Publicación de capacidad remanente de cortocircuito por subestación, (vi) 6.2.6 Publicación de hoja de datos para cálculo económico y (vii) 6.2.7 Publicación código fuente del MACC. En ese sentido, concluye esta Unidad que las condiciones operativas fueron debidamente publicadas y dieron al interesado los escenarios que tenían que ser evaluados al momento de presentar la solicitud de conexión.

Es deber de la UPME tener en cuenta las variaciones en el sistema para realizar los análisis correspondientes a las solicitudes de conexión presentadas. Por lo tanto, no es de recibo el argumento de los recurrentes según el cual esta Unidad aplicó escenarios más restrictivos injustificadamente para la evaluación de sus solicitudes de conexión, considerando que dicho análisis se hizo con base en lo dispuesto en la normativa vigente en la materia.

Es importante señalar que, para la configuración, construcción y aplicación de estos escenarios, se utilizó toda la información actualizada y disponible a la fecha de corte de la evaluación, información que es de conocimiento público y está disponible como se ha informado a lo largo de este documento. Adicionalmente es necesario señalar que los criterios técnicos utilizados por la Unidad están establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 que establece que se debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento. De manera particular para el caso presente se mantuvo el escenario general de generación, esto es, Alta generación en GCM, baja generación en Termonorte y baja generación en las subáreas Atlántico y Bolívar, actualizadas de acuerdo con las condiciones en el sistema de generación y transmisión.

En síntesis, la Dirección General comparte plenamente el criterio sostenido por la Subdirección de Energía Eléctrica, en cuanto a que la Unidad actuó en estricto cumplimiento de la normativa vigente, y las evaluaciones realizadas se ajustan a las condiciones técnicas reales y actualizadas del sistema, con el propósito de integrar las nuevas conexiones de forma segura, eficiente y confiable, sin poner en riesgo la estabilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

En consecuencia, no resulta admisible la objeción relativa a la supuesta insuficiencia o falta de transparencia de la información publicada. Por el contrario, la Unidad cumplió con el deber de divulgar los datos y parámetros necesarios para que los interesados pudieran verificar y reproducir los resultados del proceso de priorización y asignación de capacidad, garantizando así el principio de publicidad y el derecho a la contradicción en el procedimiento administrativo.

### **V.1.3. Sobre el supuesto cambio injustificado en los parámetros de evaluación técnica**

Este argumento se presentó en el recurso presentado por el promotor del siguiente proyecto:

RADICADO	PROYECTO
20251110071712	GIMELI SOLAR de 19.9 MW

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

El promotor reconoció expresamente que el principio de confianza legítima representa una garantía fundamental para los administrados en el marco del derecho administrativo. En tal virtud, argumentó que existía una vulneración a este principio y, concomitantemente, a la seguridad jurídica, ocasionada por la modificación injustificada de los parámetros técnicos empleados en la evaluación de las solicitudes. Para respaldar su posición, afirmó lo siguiente:

*"(...) En el caso concreto, la UPME parece haber vulnerado este principio al modificar, sin justificación técnica suficiente, los parámetros de capacidad disponible en la subestación Bosconia 34.5 kV, pasando de una disponibilidad reportada de 33.99 MW en 2023 a menos de 2 MW en 2025, afectando así la expectativa legítima del Proyecto de obtener la asignación de capacidad de transporte.*

*En este sentido, cuando la UPME publica información oficial sobre capacidades disponibles en determinadas subestaciones, como lo hizo en el "Reporte de cálculo de capacidad por barra para la sub-área GCM - 2023", establece un escenario técnico-normativo que genera expectativas legítimas para los interesados, quienes basan sus decisiones de inversión y planificación en dicha información.*

*La disminución en la capacidad reportada, sin que mediara un cambio sustancial en las condiciones técnicas del sistema o una justificación suficientemente detallada, constituye una actuación administrativa que vulnera el principio de confianza legítima. En el caso que nos ocupa, es evidente que la UPME generó una expectativa razonable al reportar una capacidad disponible de 33.99 MW en la subestación Bosconia 34.5 kV para el año 2026, siendo esta información un elemento determinante para la planificación del Proyecto. La modificación posterior de esta información, reduciendo drásticamente la capacidad disponible a menos de 2 MW, sin que mediara una justificación técnica suficientemente sólida, constituye un cambio brusco e inesperado en las condiciones inicialmente establecidas. (...)"*

Asimismo, afirmó que la aplicación no homogénea de los criterios para evaluar la capacidad disponible contraviene los principios de confianza legítima y seguridad jurídica, por cuanto genera incertidumbre en relación con los parámetros de evaluación utilizados. Al respecto, indicó:

*"La UPME ha justificado la reducción de la capacidad disponible argumentando que esta se debe al agotamiento progresivo por crecimiento vegetativo de la demanda y a la condición radial del circuito Santa Elena -- Mandinguilla 34.5 kV. Sin embargo, esta justificación resulta insuficiente y técnicamente contradictoria por dos razones: primero, porque la misma información técnica evidencia que la capacidad se mantiene constante entre 2028 y 2036, lo cual es inconsistente con la premisa de un agotamiento progresivo; y segundo, porque no se explica adecuadamente cómo la condición radial del circuito, que ya existía previamente, podría generar una reducción tan drástica en la capacidad disponible en un periodo tan corto.*

*La protección del principio de confianza legítima no implica la inmutabilidad absoluta de las condiciones técnicas del sistema, pues es comprensible que estas puedan variar. Sin embargo, cualquier modificación sustancial que afecte expectativas legítimas debe estar sólidamente fundamentada y debe garantizar medidas de transición adecuadas. En el caso concreto, la UPME no ha proporcionado una fundamentación técnica suficiente que justifique una reducción tan drástica en la capacidad disponible, ni ha implementado medidas de transición que permitan adecuar las expectativas de los interesados a las nuevas condiciones reportadas. (...)"*

Como se ha mencionado, los criterios técnicos utilizados por la Unidad son propuestos con una filosofía de planeación conservativa con el fin de blindar el sistema eléctrico colombiano de operaciones inseguras, todo ello en cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Código de Redes Resolución CREG No. 025 de 1995 las cuales están enmarcadas dentro de la Ley 142 y 143 de 1994. Ahora bien, en respuesta a lo manifestado por el recurrente, es importante precisar que, esta Unidad, en todo tiempo, 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. Dicho esto, la Unidad tuvo

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

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.

Este mismo Procedimiento de Evaluación y demás normativa vigente prevén que la UPME deberá tener en cuenta la situación actual del Sistema Interconectado Nacional – SIN al momento de realizar el análisis de las solicitudes de conexión, buscando salvaguardar la seguridad de la operación del SIN, acorde a los lineamientos establecidos en el Código de Redes. En el caso particular, esto ocurrió con la fecha de corte del 20 de agosto de 2024, pues era la manera de cumplir con el mandato de considerar la situación actual del sistema.

En ese sentido, no resulta procedente la petición del recurrente según la cual los análisis técnicos hechos por esta Unidad debían considerar únicamente la información disponible al momento de la presentación del estudio de conexión. Seguir este razonamiento implicaría desconocer la evolución del sistema eléctrico, ocultando las necesidades y problemáticas actuales, pudiendo resultar en condiciones operativas inseguras.

Así mismo, es preciso mencionar que la UPME consideró los elementos "SANTA ELENA – MANDINGUILLA 34.5 kV" y "El Banco - El Paso 1 110 kV" como factores de contingencia y limitantes de la subárea GCM debido a que, al aplicar el procedimiento definido en la Circular UPME 057 de 2022, específicamente el apartado descrito en la sección "5.3.1 Capacidad de conexión por nodo", se identificó que, ante la contingencia de "El Banco - El Paso 1 110 kV", la línea "SANTA ELENA – MANDINGUILLA 34.5 kV" presentan sobrecargas que exceden los límites de emergencia reportados por el Operador de Red (OR) en el "Repositorio de Transportadores" de la UPME conforme a lo establecido en la Circular CREG 014 de 2022.

Adicionalmente, de acuerdo con la sección "6.2.4 Publicación de capacidades por barra en el SDL" de la Circular UPME 057 de 2022, la UPME debe incluir en los cálculos de capacidad por barra no solo las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), sino también aquellas del Sistema de Distribución Local (SDL) que fueron objeto de solicitudes de asignación de capacidad de transporte. Por esta razón, las líneas "SANTA ELENA – MANDINGUILLA 34.5 kV" y "El Banco - El Paso 1 110 kV" fueron consideradas dentro del análisis de capacidad por barra.

En cumplimiento de la normativa vigente, la UPME puso a disposición del público en la Ventanilla Única (VU) el apartado "Asignación de capacidad proyectos Clase 1 – 2023-2024" y en el mismo, para la subárea operativa GCM, encontrará el documento titulado "Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones de la subárea GCM-2024". En este documento, en la sección introductoria son descritos los escenarios de despacho y generación considerados para el cálculo de capacidad por barra de las subestaciones. Así mismo, en la sección "Resumen de los datos de capacidad por barra" se evidencia la línea "SANTA ELENA – MANDINGUILLA 34.5 kV" como elemento limitante debido a que se sobrecarga ante la contingencia "El Banco - El Paso 1 110 kV". En este sentido, la metodología aplicada siguió los lineamientos regulatorios vigentes, garantizando transparencia y rigor técnico en la toma de decisiones, por lo que no resultan procedentes los argumentos aquí presentados por el recurrente.

En conclusión, de conformidad con el marco normativo aplicable y con el Procedimiento de Evaluación establecido en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, se evidencia que los análisis técnicos realizados por esta Unidad se efectuaron con fundamento en criterios objetivos, verificables y acordes con la situación operativa del Sistema Interconectado Nacional – SIN al momento de la evaluación. En ese sentido, la consideración de los elementos "SANTA ELENA – MANDINGUILLA 34.5 kV" y "El Banco - El Paso 1 110 kV" como factores limitantes, así como la utilización de la

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

información disponible a la fecha de corte del 20 de agosto de 2024, obedecen estrictamente a la aplicación de la metodología vigente y a la necesidad de salvaguardar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Por consiguiente, esta Dirección General no advierte la configuración de irregularidad alguna en el análisis efectuado por la UPME, ni se encuentran fundamentos técnicos o jurídicos que desvirtúen la decisión recurrida, razón por la cual los argumentos expuestos por el recurrente no están llamados a prosperar.

#### **V.1.4. Sobre los comentarios propuestos por el transportador**

Este argumento se presentó en los recursos presentados por los promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	RADICADO
MAGNOLIAS	20251500071142
LA GRANJA	20251500071132
PARQUE SOLAR VENUS	20251500070772 20251500070452
TERRANOVA	20251500070742
GUANABANOS	20251500070732
TIFÓN	20251500070722
SOL TAIRONA	20251500070712
VIENTOS DEL TAIRONA	20251500070702
SHINE	20251500070462
PARQUE SOLAR KAI	20251500070442
HYPNOS	20251500070432
EL TIGRE 1	20251500070402
EL TIGRE 2	20251500070412
EL TIGRE 3	20251500070422
CABRALES 1	20251500070382
CABRALES 2	20251500070392

Sobre el particular, los recurrentes señalaron lo siguiente:

*"Por otro lado, es fundamental considerar los comentarios que realizó el Operador de Red a la solicitud de asignación de capacidad de transporte y el respectivo estudio de conexión donde Air-E indica el cumplimiento de los requisitos del estudio de conexión y espacio físico para ambas alternativas de conexión. El análisis y comentarios que realiza el operador de red son fundamentales ya que tienen la misma consideración del estudio de conexión desde el punto de vista técnico, dando viabilidad técnica a la conexión, elemento que esta consignado en el proceso de evaluación y que aun así la UPME no considera"*

Por su parte, los promotores de los siguientes proyectos complementaron su argumentación como se presenta a continuación:

RADICADO	PROYECTO
20251110071042 20251500071372	SOLANUM

*"La UPME llega a la anterior conclusión a pesar de que el Transportador Transelca determina lo contrario en el Pronunciamiento ante solicitud No. SC\_4940 correspondiente a la conexión del proyecto SOLANUM 130 MW en la Subestación Santa Marta 220 kV propiedad de ISA TRANSELCA S.A. E.S.P.: "En el análisis de cortocircuito y con la conexión del proyecto se mantienen los niveles máximos de cortocircuito por debajo de la capacidad de interrupción de las subestaciones del área de influencia."*

Así mismo, el promotor del siguiente proyecto adujo:

RADICADO	PROYECTO
20251500070612 20251110071062	LAS CABEZAS PV

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

*"En el estudio de conexión el resultado de análisis de cortocircuito evidenció que el ingreso del proyecto "no tiene un impacto significativo en el punto de conexión y en las subestaciones de su área de influencia, presentando incrementos inferiores a 1,5 kA por cada alternativa de conexión evaluada y para el horizonte de análisis."*

*Esto fue confirmado por el transportador quien indicó para la alternativa 1, en la Subestación La Loma, "En los resultados del análisis de cortocircuito no se observan violaciones en las subestaciones del área; sin embargo, estos resultados solamente consideran la conexión del proyecto PSF La Loma 200 MW y deben ser contrastados por la Unidad con la totalidad de las solicitudes de conexión que se presentaron en el Área y las asignaciones realizadas en ventanas anteriores."*

Respecto de los argumentos expuestos, esta Dirección General informa que los comentarios remitidos tanto por el operador de red como por el transportador incumbente en la zona del proyecto fueron debidamente considerados en el análisis efectuado por la Unidad.

No obstante, dichas observaciones y análisis responden, en el mejor de los casos, a una visión parcial limitada de las solicitudes presentadas exclusivamente en el área administrativa de cada uno de ellos. Correspondió a la UPME, entonces, realizar una evaluación integral de todas las solicitudes recibidas, no restringida al punto de conexión específico, sino extendida a toda el área de influencia del proyecto.

Para ello, se tomaron en cuenta factores tales como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en sus Fechas de Puesta en Operación (FPO), la aprobación de obras de expansión y, por supuesto, las observaciones de los transportadores.

Cabe precisar que, conforme al artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021, *"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"*. La Unidad aplicó esta disposición no de manera arbitraria, sino en cumplimiento de su obligación de adoptar una perspectiva global del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de sus diversas subáreas operativas, perspectiva que necesariamente supera la visión localizada del operador de red o transportador.

En síntesis, la UPME actuó en estricto apego a la normativa vigente y sus evaluaciones responden a las condiciones técnicas reales y actualizadas del sistema, con el objetivo de garantizar que toda nueva conexión se integre de forma segura, eficiente y confiable, sin comprometer la estabilidad operativa del SIN.

En conclusión, esta Dirección General reitera que las observaciones presentadas por el operador de red y el transportador incumbente fueron debidamente analizadas conforme al marco regulatorio vigente, dichas apreciaciones constituyen insumos técnicos que deben ser ponderados dentro de un análisis más amplio e integral del Sistema Interconectado Nacional – SIN, el cual es competencia exclusiva de esta Unidad. En ese sentido, la evaluación realizada no se limitó a una visión local del punto de conexión, sino que incorporó variables sistémicas tales como la evolución de las solicitudes de conexión, los cambios en las Fechas de Puesta en Operación, la liberación de proyectos y las obras de expansión aprobadas, garantizando una valoración técnica completa y actualizada. Por consiguiente, al haberse actuado en estricta observancia de lo dispuesto en la Resolución CREG 075 de 2021 y demás normativa aplicable, no se evidencian razones que desvirtúen el análisis efectuado por la UPME, razón por la cual los argumentos presentados por el recurrente no están llamados a prosperar.

#### **V.1.5. Respecto de la evaluación de la capacidad de excedente de cortocircuito**

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

En referencia a este tema, a continuación, se exponen los diferentes argumentos presentados por los promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	RADICADO
MAGNOLIAS	20251500071142
LA GRANJA	20251500071132
PARQUE SOLAR VENUS	20251500070772 20251500070452
TERRANOVA	20251500070742
GUANABANOS	20251500070732
TIFÓN	20251500070722
SOL TAIRONA	20251500070712
VIENTOS DEL TAIRONA	20251500070702
SHINE	20251500070462
PARQUE SOLAR KAI	20251500070442
HYPNOS	20251500070432
EL TIGRE 1	20251500070402
EL TIGRE 2	20251500070412
EL TIGRE 3	20251500070422
CABRALES 1	20251500070382
CABRALES 2	20251500070392

Los señalados recurrentes señalaron:

*"(...) 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 como las subestaciones Copey 110kV y Copey 220 kV que presentan una capacidad excedente de cortocircuito de 0 kA, 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. (...)."*

Los siguientes promotores presentaron una argumentación de la siguiente manera:

PROYECTO	RADICADO
DUNA SOL 1	20251500071262 20251110071232
DUNA SOL 2	20251110071242 20251500071252
SOLANUM	20251110071042 20251500071372
AES SOLAR CESAR	20251110071332

Los recurrentes manifestaron:

*"Para la presentación de la solicitud de conexión y con el propósito de identificar el aporte de cortocircuito en una subestación dentro del área de influencia al inyectar potencia en MW, se tomaron en cuenta, para la vigencia 2024, las capacidades de cortocircuito excedente publicadas por la UPME para las distintas subestaciones de la zona. (...) SÉPTIMO: La UPME en el documento Reporte de cálculo de capacidad de cortocircuito excedente para la sub-área*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

GCM - 2023, ajustó el parámetro de aporte, para incrementarlo a 0.5% de la capacidad de interrupción reportada en dichas subestaciones. Lo anterior con el objetivo de flexibilizar la restricción de cortocircuito, y evitar la exclusión de los proyectos que no generaban un aporte significativo en subestaciones con capacidad de cortocircuito excedente igual a 0. OCTAVO: En aplicación de lo anterior, se observa que en los Informes de Clasificación de Solicitudes GCM – B3 – 2025 – P2, P3, P4 y P5, presentados por la UPME, varios proyectos fueron evaluados con reportes de aporte de corriente de cortocircuito iguales a 0.000 kA en las subestaciones analizadas (...) Esta discrepancia revela un tratamiento desigual entre proyectos en condiciones técnicas comparables, sin una justificación técnica clara o razonada que explique por qué se aplicó flexibilidad en un caso y se negó en otro. Más aún, resulta llamativo que la UPME acepte sin reparos un valor de 0.000 kA, contrariando la misma norma técnica que establece que toda fuente de generación debe contribuir en alguna medida a la corriente de cortocircuito, y que esa aceptación haya conducido a la priorización de dicho proyecto."

Por su parte, el siguiente promotor presentó la argumentación de la siguiente manera:

RADICADO	PROYECTO
20251500070612	LAS CABEZAS de 350 MW
20251110071062	

**"4.2. Cálculo de la capacidad de cortocircuito: Falta de consideración de algunos aspectos.**

(...) En consecuencia, el Promotor, como era necesario, utilizó los escenarios y valores disponibles para el año 2023. (...)

En el estudio de conexión el resultado de análisis de cortocircuito evidenció que el ingreso del proyecto "no tiene un impacto significativo en el punto de conexión y en las subestaciones de su área de influencia, presentando incrementos inferiores a 1,5 kA por cada alternativa de conexión evaluada y para el horizonte de análisis."

Esto fue confirmado por el transportador quien indicó para la alternativa 1, en la Subestación La Loma, "En los resultados del análisis de cortocircuito no se observan violaciones en las subestaciones del área; sin embargo, estos resultados solamente consideran la conexión del proyecto PSF La Loma 200 MW y deben ser contrastados por la Unidad con la totalidad de las solicitudes de conexión que se presentaron en el Área y las asignaciones realizadas en ventanas anteriores." (...)

Con respecto al escenario de generación, la UPME indica: "Para el cálculo de la capacidad máxima de cortocircuito se plantea un escenario en el cual se ponen en línea todas las unidades de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés." Es evidente que al utilizar este criterio y poner en línea "todas las unidades de generación del SIN" se están utilizando escenarios técnica y operativamente improbables que sólo logran limitar innecesariamente la conexión de proyectos de generación que serán indispensables para la atención de la creciente demanda del país.

(...) es importante señalar que en otros procesos previos la UPME (por ejemplo en el análisis para el ciclo anterior 2022-2023) ha utilizado un margen de flexibilidad del 0.5% en sus cálculos de capacidad de cortocircuito, como una práctica reconocida para balancear las restricciones y reflejar con mayor precisión las características reales del sistema eléctrico.

(...) Esta práctica, que no se tuvo en cuenta en la evaluación que ahora ha terminado en la negación de la mayoría de las solicitudes –transgrediendo el principio de confianza legítima–, si se aplicara haría que los resultados fueran más coherentes y fieles al comportamiento del sistema, (...)

**4.3. Escenarios de Modelación: Inconsistencias y Falta de Claridad en su Aplicación**

(...) 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. (...)

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*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.*

*No fue sino hasta la publicación del Concepto Técnico que se evidenció que los escenarios empleados por la UPME limitaban la capacidad en las barras y de cortocircuito. (...)*

*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. (...)*

*Es de recordar que el objetivo de la norma, según lo expuesto por la autoridad regulatoria, es promover la competencia, crear y preservar las condiciones que la hagan posible, y asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente. Esta debe ser capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera. La incorrecta aplicación de estos cálculos limita el acceso a proyectos viables, afectando el desarrollo del sector energético y el cumplimiento de los objetivos normativos.*

*Esta práctica, que no se tuvo en cuenta en la evaluación que ahora ha terminado en la negación de la mayoría de las solicitudes –transgrediendo el principio de confianza legítima–, si se aplicara haría que los resultados fueran más coherentes y fieles al comportamiento del sistema, garantizando que se evidencien las verdaderas necesidades del mismo y propendiendo por la consecución de los objetivos del procedimiento de asignación de la capacidad esbozados por la Resolución CREG 075 de 2021. (...)."*

Aquí cabe reiterar que, en el contexto actual del SIN se han identificado condiciones críticas de agotamiento en la capacidad de interrupción de cortocircuito en diversas subestaciones, como se detalla en el informe técnico "*Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito*", desarrollado por la Unidad con el apoyo de XM y el CNO, disponible en el siguiente enlace:

[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Documento\\_priorizacion\\_subestaciones\\_v3\\_final.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_priorizacion_subestaciones_v3_final.pdf).

Dicho informe evidencia que las corrientes de cortocircuito de diversas subestaciones se encuentran en niveles críticos, dado que se encuentran muy cercanas o superan las capacidades de los equipos de interrupción de dichas subestaciones, lo que compromete la seguridad operativa del sistema. En este sentido, cualquier medida que implique una flexibilización en la capacidad excedentaria de cortocircuito agravaría aún más esta problemática, aumentando el riesgo de sobrecargas y fallas sistémicas que podrían comprometer la estabilidad y confiabilidad de la operación del SIN. Por esta razón, no es posible declarar que un proyecto "satisface" los criterios evaluados cuando tiene aportes en aquellas subestaciones que ya cuentan con agotamiento en su capacidad de interrupción.

Ahora bien, para garantizar la rigurosidad del análisis, la metodología empleada por la UPME 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. Asimismo, 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 publicados por la UPME en el proceso de asignación 2023-2024 reflejan la evolución del sistema eléctrico y explican las diferencias en los valores de cortocircuito máximo entre los procesos de asignación de 2022 y 2023. Factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) y la definición, modificación en la (FPO) y aprobación de obras de expansión alteran la configuración de la red, impactando los niveles de cortocircuito en distintas

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

subestaciones. Dado que estos cambios son inherentes a la dinámica del sistema, la UPME establece un corte para la información, fijando el 20 de agosto de 2024 como la fecha de referencia para garantizar que el análisis refleje 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 formula.

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

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  $t$  (kA).  
 $CC_{b,t}^{max}$  Corriente de cortocircuito máxima calculada en nodo  $b$  para el periodo de tiempo  $t$  (kA).

Es de aclarar que la capacidad de interrupción ( $CI_{b,t}$ ) corresponderá a la capacidad de interrupción reportada para la barra por el propietario del punto de conexión en el marco de la

A partir de lo expuesto, debe ser claro que la UPME para cada ciclo de asignación calcula la capacidad de corto circuito excedente, por lo tanto, las diferencias que pueden tener los valores obtenidos para las subestaciones en cada uno de los ciclos son 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. Además, 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, lo que explica las diferencias entre los distintos ciclos de evaluación.

En cuanto a las alternativas de conexión evaluadas, cada una de ellas ha sido analizada conforme a los criterios establecidos en el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). Si bien se puede indicar que para algún año la restricción no existe, es

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

fundamental evaluar la capacidad excedente de corto circuito en el horizonte de análisis 2024-2037 para garantizar su viabilidad a largo plazo.

Como parte de este análisis, se identificaron subestaciones cuya capacidad excedente de cortocircuito es igual a cero, lo que indica que han alcanzado o superado su capacidad de interrupción. En estos casos, cualquier aporte adicional de corriente de cortocircuito podría generar restricciones que afecten la viabilidad de nuevas conexiones en el sistema, reforzando la necesidad de una planeación rigurosa y alineada con las condiciones proyectadas de la red.

Por lo anterior, la exclusión de subestaciones con capacidad excedente agotada no es viable, ya que estas forman parte integral del análisis de planeación del sistema eléctrico y reflejan las condiciones proyectadas para la red en el horizonte de evaluación. Su inclusión permite identificar restricciones estructurales dentro del sistema eléctrico y orientar la planificación de futuras expansiones y refuerzos. Además, omitir estas subestaciones generaría una visión incompleta del comportamiento del sistema, lo que podría derivar en la selección de alternativas de conexión inviables dentro del marco de planeación.

Así mismo es pertinente decir, en relación con la alegada vulneración al principio de confianza legítima (art. 83 Constitución Política) y al principio de buena fe, que, esta Unidad precisa que el cambio en los valores de capacidad de barra, cortocircuito y zona entre el Ciclo 1 (2022-2023) y el Ciclo 2 (2023-2024) no responde a decisión arbitraria o caprichosa de la administración, sino a la evolución objetiva y dinámica SIN, conforme a la información reportada por transportadores y operadores de red, y a las actualizaciones normativas y técnicas publicadas con antelación.

En este punto, la Unidad debe reiterar que ha llevado a cabo el análisis de la solicitud de conexión correspondiente con estricto apego de lo dispuesto en la normativa vigente, como se ha dicho anteriormente. En este proceso se les brindó a los interesados la información suficiente para poder corroborar los resultados obtenidos por la Unidad en la resolución recurrida. En ese sentido, no le es dado al interesado acusar a esta entidad de una supuesta vulneración a los principios de la buena fe, igualdad y confianza legítima, toda vez, que dichos ajustes no fueron sorprendivos ni discrecionales, pues se derivan del deber legal de planeación dinámica contemplado en el artículo 11 de la Resolución CREG No. 075 de 2021 y se publicaron con antelación suficiente en la Ventanilla Única, cumpliendo con el principio de publicidad (art. 3 CPACA) y el derecho a la información (Ley 1712 de 2014).

Por tanto, los resultados de los valores del Ciclo 1, de los informes de capacidad por barra y zona, y los demás informes que definen las restricciones del proceso de priorización representan la realidad actual del sistema eléctrico colombiano y fueron validados y obtenidos con la mejor información disponible, por lo que, la actuación de la UPME se ajustó al principio de buena fe (art. 83 Constitución), al aplicar criterios objetivos, uniformes y transparentes, evitando tratos diferenciales y garantizando la equidad en el acceso a la capacidad de transporte.

En consecuencia, la decisión contenida en la Resolución UPME 256 de 2025 se encuentra plenamente motivada, ajustada a derecho y con la metodología utilizada garantiza una evaluación rigurosa y alineada con la normativa vigente, asegurando la estabilidad y confiabilidad del sistema.

En complemento, la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento del Sistema de Transmisión Regional (STR) son, por regla general, responsabilidad del Operador de Red (OR). Esto se encuentra en concordancia con lo dispuesto en el numeral 3.2.2 de la Resolución CREG 070 de 1998, que establece:

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

*"3.2.2 Responsabilidad del OR en la planeación de su sistema: Él OR es responsable de elaborar el plan de expansión del sistema que opera, de acuerdo con el Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero de que trata la Resolución CREG 005 de 1996. El Plan de Expansión del OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su sistema, considerando solicitudes efectuadas por terceros y que sean viables en el contexto de su Plan Financiero."*

Asimismo, el artículo 2 de la Resolución CREG 024 de 2013 refuerza esta responsabilidad al definir al OR como:

*"Operador de Red, OR. Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos, son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios."*

Por otro lado, el proceso de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) se inicia con la UPME, que identifica necesidades de refuerzo mediante estudios de planeación y las incorpora en el Plan de Expansión de Referencia, conforme a lo establecido en la Ley 143 de 1994 y el Decreto 1258 de 2013. Dicho plan busca garantizar un desarrollo integral, indicativo, permanente y coordinado con los agentes del sector minero-energético para el adecuado aprovechamiento de los recursos energéticos. Asimismo, se ha establecido que las convocatorias públicas son el mecanismo obligatorio para la selección de los inversionistas encargados de ejecutar las obras de transmisión nacional. Esto se encuentra contemplado en la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones, así como en las Resoluciones 181313 de 2002, 180924 y 180925 de 2003, expedidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Con base en lo anterior, la posibilidad de incluir posibles obras de expansión para habilitar proyectos de generación, la UPME no puede considerarlas en su análisis dado que no se encuentran aprobadas mediante los mecanismos previamente mencionados. Por lo tanto, la UPME evaluó y decidió sobre la capacidad de transporte solicitada únicamente con base en aquellas expansiones que cumplieran con los parámetros normativos establecidos para ser consideradas válidas en el proceso.

Ahora bien, en cuanto a los argumentos relacionados con los aportes de cortocircuito reportados por los promotores, cabe destacar lo mencionado 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."*

De lo anterior, se colige que son los interesados los responsables de presentar 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. No obstante, lo anterior, la Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia corto circuito de los proyectos contemplados en la Tabla 3 del capítulo I de antecedentes de esta resolución. Esto, considerando la tecnología de cada proyecto y los parámetros técnicos reportados para cada uno. Esta verificación permitió establecer una referencia técnica válida y completa con el fin de contrastar los valores incluidos en los estudios que sustentaron las respectivas solicitudes.

Ahora bien, a raíz de algunos argumentos presentados en los recursos contra la Resolución No. 256 de 2025, la Unidad también realizó una revisión de los insumos

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

requeridos por el MACC para la subárea Guajira – Cesar – Magdalena. Dentro de estos insumos se encuentran las solicitudes en evaluación, los aportes de cortocircuito y los beneficios del proyecto. Como resultado de la verificación, se evidenciaron algunas inconsistencias que conllevaron a que a algunas solicitudes se les contrastara los aportes de cortocircuito según el análisis de esta Unidad y los reportados por el MACC con respecto a los reportados en sus respectivos estudios de conexión.

En cuanto al contraste hecho en relación con los aportes de corto circuito, esto resultó en que los proyectos considerados viables (fueran priorizados o no priorizados) obtuvieron esa calidad únicamente por la información inicialmente reportada por los promotores. No obstante, el mismo contraste evidenció que ninguno de los proyectos es efectivamente viable para una eventual conexión al SIN. En ese sentido, según la normativa vigente y, específicamente, lo dispuesto en el procedimiento de asignación de capacidad, no resulta procedente realizar una validación eléctrica, dado que ningún proyecto es considerado viable.

En todo caso, el análisis de corto circuito está mucho más detallado en el "ANEXO 1 – VERIFICACIÓN DE APORTES DE CORTOCIRCUITO POR ALTERNATIVA, el cual hace parte del concepto técnico con radicado UPME No. 20251520079433 del 11 de noviembre de 2025 y que forma parte integral de este acto administrativo.

Así mismo es pertinente decir, en relación con la alegada vulneración al principio de confianza legítima (art. 83 Constitución Política) y al principio de buena fe, que, esta Unidad precisa que el cambio en los valores de capacidad de barra, cortocircuito y zona entre el Ciclo 1 (2022-2023) y el Ciclo 2 (2023-2024) no responde a decisión arbitraria o caprichosa de la administración, sino a la evolución objetiva y dinámica SIN, conforme a la información reportada por transportadores y operadores de red y a las actualizaciones normativas y técnicas publicadas con antelación.

En conclusión, la UPME ha seguido estrictamente los principios establecidos en la normativa vigente para evaluar las solicitudes de conexión y las propuestas de expansión. La evaluación técnica y la priorización de proyectos se realizó con base en criterios objetivos, y las expansiones del sistema solo se consideran si han sido aprobadas según los procedimientos establecidos, garantizando que todas las partes involucradas estén sujetas a las mismas condiciones regulatorias.

#### **V.1.6. De las presuntas inconsistencias en la aplicación del modelo de asignación de capacidad de conexión (MACC)**

Este argumento lo propuso el promotor del proyecto a continuación:

RADICADO	PROYECTO
20251110071712	GIMELI SOLAR de 19.9 MW

El promotor afirmó lo siguiente:

*"(...) La primera inconsistencia metodológica identificada en la aplicación del MACC al Proyecto se relaciona con la evaluación de la restricción de capacidad excedente de cortocircuito. Según la información contenida en la Resolución UPME 256 de 2025 y sus documentos técnicos de soporte, el Proyecto fue considerado técnicamente inviable por superar la capacidad excedente de cortocircuito en diversas subestaciones del área de influencia. (...)."*

Al respecto debe decirse que, el resultado censurado por este recurrente se debe a que, en las condiciones actuales del SIN, como se evidencia 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 en apoyo de XM y el CNO disponible en: [https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/)

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

[Documento priorizacion subestaciones v3 final.pdf](#) , se evidencian condiciones críticas de agotamiento en la capacidad de interrupción de las subestaciones, lo cual afecta la seguridad de la operación del sistema. Con base en lo anterior, flexibilizar la capacidad excedentaria de cortocircuito agravaría la situación actual, llevando a comprometer la seguridad de la operación del SIN.

Adicionalmente, como se muestra en el "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema de Interconectado Nacional (SIN) - 2024" publicado por la UPME y disponible en:

[https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%C3%B3n%20Final%20por%20Areas/2023\\_2024/](https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%C3%B3n%20Final%20por%20Areas/2023_2024/)

[Capacidad Cortocircuito Excedente SIN.pdf](#), es del año 2025 en adelante, la subestación Bolívar 220 kV no tiene capacidad de cortocircuito excedente. Por lo tanto, contrario a lo argumentado, los resultados previstos en la resolución recurrida no obedecen a ninguna inconsistencia metodológica.

También afirmó el promotor lo siguiente:

*"(...) Sin embargo, el análisis detallado de los aportes de cortocircuito del Proyecto, presentados en el documento técnico soporte, muestra que estos se encuentran por debajo de las capacidades excedentes de cortocircuito publicadas para el periodo de evaluación correspondiente. Por ejemplo, para la subestación Bolivar 220, el aporte de cortocircuito del Proyecto es de 0.068 kA para la alternativa A1, valor inferior a la capacidad excedente de 0.2 kA reportada para 2023. (...)."*

Al respecto, es preciso destacar lo mencionado 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."*

Por lo anteriormente expuesto, son los interesados los responsables de presentar 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 esta Unidad durante los análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, es importante aclarar que 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 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". De la norma citada se colige que, esta entidad realizó los respectivos análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, considerando que cada una de ellas presentó información veraz y confiable. Por otra parte, para mayor claridad es relevante mencionar lo establecido por la sección 6.4.1 del anexo de la misma circular externa UPME 057 del 2022: (...)."*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

En relación con la solicitud planteada por el recurrente sobre los aportes de cortocircuito del proyecto Gimeli Solar de 19,9 MW, asociado a las solicitudes de transporte de capacidad con códigos SC\_3897 y SC\_4736, se debe tener en cuenta que, dentro del Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - 2024, publicado por la UPME y disponible en: [https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignacion%20Final%20por%20Areas/2023\\_2024/](https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignacion%20Final%20por%20Areas/2023_2024/Capacidad_Cortocircuito_Excedente_SIN.pdf)

Capacidad\_Cortocircuito\_Excedente\_SIN.pdf, se detallan las subestaciones con capacidad de interrupción agotada, y se observa que, entre muchas otras y a modo de ejemplo, la subestación Bolívar 220 kV se encuentra dentro de esta condición a partir del año 2025, lo que quiere decir que su capacidad excedente de cortocircuito es de 0,000 kA.

Dentro de la verificación de información se encontró que en los documentos requeridos para la completitud de la solicitud de transporte de capacidad del proyecto, en el "Formato\_V3 - Circular CREG 047 de 2023 - Gimeli Solar", se presenta el aporte máximo de cortocircuito del proyecto para las diferentes subestaciones del área, y para el caso particular en la subestación Bolívar 220 kV, se reporta un valor de aporte de 0,031 kA en cada una de las alternativas, información también detallada en el "12. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea GCM 2024 Bolsa 3 PT.5", donde se reporta el aporte de cortocircuito para la subestación Bolívar 220 kV y demás subestaciones del área.

Por lo anterior, la Unidad concluyó que el proyecto excede la restricción de capacidad de cortocircuito en barra para la subestación Bolívar 220 kV y para otras subestaciones del área, por tanto, no satisface el ítem "capacidad excedente de cortocircuito". Lo anterior se explica con más detalle y para demás subestaciones en el "12. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea GCM 2024 Bolsa 3 PT.5".

También afirmó respecto de la metodología, lo siguiente:

*"(...) La segunda inconsistencia metodológica identificada se relaciona con la evaluación de la restricción de capacidad por barra. Como se ha explicado en secciones anteriores, la drástica reducción de la capacidad disponible en la subestación Bosconia 34.5 kV, sin una justificación técnica suficientemente detallada y consistentes, ha afectado directamente la evaluación del proyecto en el MACC. (...)."*

Al respecto, debe reiterarse que los criterios técnicos utilizados por la Unidad son propuestos con una filosofía de planeación conservativa, en la que 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.

A voces del numeral 11.7 de la Resolución CREG No. 025 de 1995 o el Código de Redes, 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. Por eso, esta Unidad tuvo que considerar, para el caso específico del recurrente, los resultados de capacidad por barra para la subestación Bosconia 34.5 kV son los que se muestran en el "1. Informe CAP Barra Guajira - Cesar - Magdalena" disponible en: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/quajira-cesar-magdalena/>

Ahora bien, en respuesta a lo manifestado por el recurrente, es importante precisar que, esta Unidad, en todo tiempo, aplicó el Procedimiento de Evaluación, de conformidad con

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

lo establecido en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022. Dicho esto, la Unidad 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.

Este mismo Procedimiento de Evaluación y demás normativa vigente prevén que la UPME deberá tener en cuenta la situación actual del SIN al momento de realizar el análisis de las solicitudes de conexión, buscando salvaguardar la seguridad de su operación, acorde a los lineamientos establecidos en el Código de Redes. En el caso particular, esto ocurrió con la fecha de corte del 20 de agosto de 2024, pues era la manera de cumplir con el mandato de considerar la situación actual del sistema. En ese sentido, no resulta procedente la petición del recurrente según la cual los análisis técnicos hechos por esta Unidad debían considerar únicamente la información disponible al momento de la presentación del estudio de conexión. Seguir este razonamiento implicaría desconocer la evolución del sistema eléctrico, ocultando las necesidades y problemáticas actuales, pudiendo resultar en condiciones operativas inseguras.

También afirmó respecto de la metodología, lo siguiente:

*"(...) La tercera inconsistencia metodológica se relaciona con la aplicación de los criterios de evaluación del MACC para proyectos fotovoltaicos con convertidores de tamaño completo. Como se ha explicado anteriormente, la norma IEC 60909, incorporada mediante la Circular 47 de 2023, establece disposiciones específicas para la evaluación de corrientes de cortocircuito en plantas fotovoltaicas, incluyendo la posibilidad de desprestigiar la contribución cuando esta es menor al cinco por ciento (5%) de la corriente inicial sin la fuente fotovoltaica. (...)."*

Como se ha mencionado, para garantizar la rigurosidad del análisis, la metodología empleada por la UPME 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. Asimismo, 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 publicados por la UPME en el proceso de asignación 2023-2024 reflejan la evolución del sistema eléctrico y explican las diferencias en los valores de cortocircuito máximo entre los procesos de asignación de 2022 y 2023. Factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) y la definición, modificación en la FPO 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 establece un corte para la información, fijando el 20 de agosto de 2024 como la fecha de referencia para garantizar que el análisis refleje 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:

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

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 formula.

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

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  $t$  (kA).

$CC_{b,t}^{max}$  Corriente de cortocircuito máxima calculada en nodo  $b$  para el periodo de tiempo  $t$  (kA).

Es de aclarar que la capacidad de interrupción ( $CI_{b,t}$ ) corresponderá a la capacidad de interrupción reportada para la barra por el propietario del punto de conexión en el marco de la

En las condiciones actuales del SIN, como se evidencia 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 en apoyo de XM y el CNO disponible en:

[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Documento\\_priorizacion\\_subestaciones\\_v3\\_final.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_priorizacion_subestaciones_v3_final.pdf) y en el "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - 2024", publicado por la UPME y disponible en: [https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%C3%B3n%20Final%20por%20Areas/2023\\_2024/Capacidad\\_Cortocircuito\\_Excedente\\_SIN.pdf](https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%C3%B3n%20Final%20por%20Areas/2023_2024/Capacidad_Cortocircuito_Excedente_SIN.pdf),

existen condiciones críticas de agotamiento en la capacidad de interrupción de las subestaciones, lo cual afecta la seguridad de la operación del sistema. Con base en lo anterior, flexibilizar la capacidad excedentaria de cortocircuito o desprestigiar los aportes que inyectan los nuevos proyectos de generación en cualquier porcentaje agravaría la situación actual, llevando a comprometer la seguridad de la operación del SIN.

Por último, de acuerdo con la IEC 60909-0:2016, sección 6.9 "Power station units with full size converter", las unidades de generación fotovoltaica y eólica con convertidor de tamaño completo deben representarse como fuentes de corriente controladas en el cálculo de corrientes de cortocircuito. Adicionalmente, la norma señala que, en caso de que la contribución de estas unidades sea menor al 5 % de la corriente de cortocircuito inicial calculada sin considerar dichas fuentes, esta podría ser desprestigiada sin comprometer la validez de los resultados.

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Cabe aclarar que la expresión precisa utilizada en inglés es "may be neglected" que, de acuerdo con la interpretación de verbos modales, "may" representa una posibilidad permitida; no obligatoria. En este contexto el 5% sugerido por la norma es discrecional y depende de la UPME adoptarlo o no. Dado el estado actual del sistema interconectado nacional en relación con el nivel de corto circuito, el cual está en valores muy cercanos o sobrepasa los máximos permitidos en varias subestaciones. En consecuencia, adoptar este criterio de flexibilidad, en un contexto verificado de alto estrés del sistema eléctrico, agravará las condiciones de operación contraviniendo la función principal de la UPME de garantizar los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.

#### V.1.7. Sobre la capacidad por barra y por zona

Este tema fue mencionado como parte de la argumentación por parte de los promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	RADICADO
SOLANUM	20251110071042 20251500071372
AES SOLAR CESAR	20251110071332

Al respecto los interesados indicaron:

*"(...) en el año 2023, la UPME publicó información en la que se indicaba una capacidad de conexión superior a 352 MW en la barra de conexión tanto para la alternativa 1 como para la alternativa 2. Sin embargo, para el año 2025, la capacidad disponible se redujo drásticamente a menos de 65 MW para la subestación Santa Marta 220 kV y 66 MW para la subestación R Córdoba 220 kV, lo que reduce drásticamente la capacidad de transporte para dicho circuito. El principal motivo de la disminución de la capacidad de conexión es la planificación y aprobación de la nueva subestación "Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas*

*(...) DÉCIMO PRIMERO: En este contexto, al momento de la presentación del estudio de conexión, la información publicada por la UPME indicaba que existía capacidad suficiente para la conexión del proyecto (...) DÉCIMO TERCERO: En este sentido, la UPME, como entidad que aprueba las obras de expansión, debía prever que la entrada en operación de la subestación Nueva Magangué generaría afectaciones significativas sobre la capacidad del sistema, y por lo tanto su aprobación debió quedar supeditada o condicionada a que el transportador adjudicado implementará medidas de repotenciación complementarias, como por ejemplo la intervención en el corredor El Banco – Copey 110 kV. Lo anterior, permitiría aliviar las restricciones actuales en la red y facilitar la integración de nueva capacidad de generación, asegurando que la expansión de la infraestructura de transmisión no genere barreras adicionales al crecimiento del sector.*

*La planificación de esta obra debió considerar medidas complementarias que mitigaran la afectación en la capacidad de conexión y garantizaran condiciones más favorables para la incorporación de nuevos recursos de generación."*

Adicionalmente, el promotor del siguiente proyecto manifestó que:

RADICADO	PROYECTO
20251500070612 20251110071062	LAS CABEZAS de 350 MW

*"En el año 2025, la UPME reportó que la capacidad de barra de las subestaciones involucradas es significativamente diferente de la capacidad que el transportador y operador de red de la zona de influencia, y los estudios de conexión evidenciaron en el año 2023 con la información disponible en ese momento.*

*(...) en 2025 indica que en la Zona 8 donde se encuentra la subestación La Loma 500 la capacidad es de 2,177,83 MW, que se verán reducidos a 51,30 MW en 2028.*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

(...) parece que en el análisis de la capacidad disponible no se hubiese integrado de manera adecuada la capacidad realmente disponible y la capacidad liberada (hay un proyecto de 660 MW con id73 liberado), según la normativa vigente. La capacidad liberada, así como los planes de inversión, expansión y mejoras de los transportadores, deben ser considerados al evaluar la viabilidad de los proyectos de conexión. (...)

Esto fue confirmado por el transportador GEB S.A. E.S.P para la subestación LA LOMA, quien en la oportunidad dispuesta en el procedimiento entregó comentarios sin aducir que no existe capacidad de barra y que las limitaciones de capacidad deben darse en la red a nivel de 110 kV, no en 500 kV. Realizó esta observación:

"Los resultados del estudio de conexión indican que los transformadores La Loma 500/110 kV presentan sobrecarga en estado estable, esto implica un posible atrapamiento de generación en la subárea lo que limitaría la conexión de proyectos adicionales al no contarse con obras de refuerzo que permitan la evacuación de la totalidad de la generación."

Si bien el transportador expuso observaciones estas no hacen relación con la falta de capacidad de barra que ahora advierte la UPME. (...) Aunque, en los términos de la Resolución CREG 075 de 2021, la UPME podría hacer prevalecer sus conclusiones, ello aplicaría exclusivamente bajo la perspectiva de la consistencia e integralidad de la información.

La omisión de elementos cruciales en el cálculo de la capacidad de barra y la falta de justificación clara de la metodología empleada para obtener los nuevos valores de capacidad, evidencian una evaluación incompleta que afecta directamente la priorización del proyecto. (...)."

Así también, el promotor del siguiente proyecto manifestó que:

RADICADO	PROYECTO
20251110071712	GIMELI SOLAR de 19.9 MW

"(...) En el caso concreto, la evaluación de la capacidad por barra realizada por la UPME para el Proyecto presenta deficiencias técnicas y jurídicas sustanciales que comprometen la validez y razonabilidad de la decisión administrativa contenida en la Resolución UPME 256 de 2025. La principal deficiencia identificada radica en la drástica reducción de la capacidad disponible en la subestación Bosconia 34.5 kV, que pasó de 33.99 MW según el "Reporte de cálculo de capacidad por barra para la sub-área GCM -- 2023" a menos de 2 MW en la evaluación actual, sin que se proporcione una justificación técnica suficientemente detallada y consistente para esta modificación sustancial.

(...) Es importante mencionar que desde la Compañía evidenciamos una falta de comprobación efectiva sobre la información cargada por el OR por parte de la UPME, deber asignado por la regulación como el responsable de la asignación, ya que este no ha considerado adecuadamente si el Operador de Red tiene previsto modificar o actualizar el TC de llegada que, según la propia evaluación, constituye el factor técnico limitante de la capacidad del circuito Santa Elena -- Mandinguilla 34.5 kV. Esta omisión es particularmente relevante cuando se considera que la responsabilidad técnica sobre este equipo limitante recae en el Operador de Red, no en el promotor del Proyecto. (...)."

Al respecto de los argumentos aquí propuestos, es preciso destacar que el Procedimiento de Evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1 publicado en la Circular UPME 057 de 2022 establece que es necesario determinar la capacidad máxima de conexión por barra, la capacidad máxima de cortocircuito por barra y la capacidad de conexión conjunta (capacidad por zona) previamente a la ejecución del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), y que sus resultados sean publicados.

Así mismo, la metodología aplicada sigue los lineamientos regulatorios vigentes, garantizando transparencia y rigor técnico en la toma de decisiones. En cumplimiento de ello, la UPME puso a disposición del público en la Ventanilla Única (VU) el apartado "Asignación de capacidad proyectos Clase 1 - 2023-2024" y en el mismo, para la subárea

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

operativa GCM, encontrará el documento titulado "Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones de la subárea GCM - 2024". En este documento, en la sección introductoria son descritos las consideraciones y supuestos del estudio, la metodología del cálculo de capacidad por barra y los escenarios de despacho y generación empleados para el cálculo de capacidad por barra de las subestaciones.

Aquí cabe reiterar que, con el objetivo de garantizar que el análisis refleje el estado más actualizado posible de la red, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024. Por lo cual, la inclusión de estos elementos en el análisis se enmarca en los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en el Código de Redes, así como en la función misional de la UPME como entidad encargada de la planeación del SIN. Adicionalmente, de acuerdo con la sección "6.2.4 Publicación de capacidades por barra en el SDL" de la Circular UPME 057 de 2022, la UPME debe incluir en los cálculos de capacidad por barra no solo las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), sino también aquellas del Sistema de Distribución Local (SDL) que fueron objeto de solicitudes de asignación de capacidad de transporte.

De otra parte, en relación con los elementos considerados por la Unidad referentes a "SANTA ELENA – MANDINGUILLA 34.5 kV" y "El Banco - El Paso 1 110 kV" como factores de contingencia y limitantes de la subárea GCM debido a que, al aplicar el procedimiento definido en la Circular UPME 057 de 2022, específicamente el apartado descrito en la sección "5.3.1 Capacidad de conexión por nodo", se identificó que, ante la contingencia de "El Banco - El Paso 1 110 kV", la línea "SANTA ELENA – MANDINGUILLA 34.5 kV" presentan sobrecargas que exceden los límites de emergencia reportados por el Operador de Red (OR) en el "Repositorio de Transportadores" de la UPME conforme a lo establecido en la Circular CREG 014 de 2022. En la sección "Resumen de los datos de capacidad por barra" se evidencia la línea "SANTA ELENA – MANDINGUILLA 34.5 kV" como elemento limitante debido a que se sobrecarga ante la contingencia "El Banco - El Paso 1 110 kV".

Para el caso específico de GIMELI SOLAR, en cuanto a la capacidad del circuito Santa Elena - Mandinguilla 34.5 kV, el Operador de Red en la actualización de parámetros con fecha de corte para el 20 de agosto de 2024, no reportó cambios de TC en la línea mencionada.

En línea, en el documento "Reporte de zonificación para la subárea(s) GCM" indicaban la capacidad máxima calculada para las subestaciones La Loma 500 kV y El Copey 500, estos valores eran insumos preliminares para la ejecución del MACC correspondiente a la asignación anterior y no a la asignación de capacidad de transporte que transcurre actualmente y a la que aplica al proyecto Lomaza de 200 MW, asociado a las solicitudes de transporte de capacidad con códigos SC\_4246 y SC\_2023\_5620.

Es importante destacar que la UPME identificó necesidades de refuerzo mediante estudios de planeación y las incorpora en el Plan de Expansión de Referencia, conforme a lo establecido en la Ley 143 de 1994 y el Decreto 1258 de 2013. Con ello se busca garantizar un desarrollo integral, indicativo, permanente y coordinado con los agentes del sector minero-energético para el adecuado aprovechamiento de los recursos energéticos. En este contexto, las expansiones propuestas para conectar los proyectos, la UPME no las tuvo en cuenta, dado que no se encontraba aprobada mediante los mecanismos previamente mencionados. Por lo tanto, la UPME evaluó y decidió sobre la capacidad de transporte solicitada únicamente con base en aquellas expansiones que cumplieran con los parámetros normativos establecidos para ser consideradas válidas en el proceso.

De acuerdo con lo anterior, la capacidad de conexión en una barra no es el resultado de una suma algebraica causada por nuevas conexiones, repotenciaciones o liberación de proyectos, sino que es el resultado de análisis técnicos que incluyen los factores previamente descritos según lo determina el Procedimiento de evaluación de solicitudes

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

de asignación de capacidad para proyectos clase 1 publicado en la Circular UPME 057 de 2022 y por ende, para esta entidad no son procedentes los argumentos aquí presentados por los recurrentes.

#### V.1.8. De los beneficios del proyecto no considerados por la UPME

Este tema se presentó en los argumentos propuestos por el promotor del siguiente proyecto:

RADICADO	PROYECTO
20251500070612 20251110071062	LAS CABEZAS de 350 MW

Manifestó lo siguiente:

"(...) el proyecto LAS CABEZAS PV, tal como lo soporta la información remitida a esa Unidad para obtener el punto de conexión, abastece la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera. (...) cuenta con avances en el licenciamiento ambiental, posee impactos positivos desde el punto de vista social, mitigando los riesgos en este ámbito, y es viable financieramente, pues está fondeado por completo, (...) (...)

(...) en el análisis de los beneficios del proyecto no se tuvo en cuenta estos aspectos dejando el beneficio ambiental sin valor (cero), (...) (...) este caso no se incluyó nada referido al estado de los trámites ambientales y tampoco se sopeso el aporte social y el beneficio económico general para la zona de influencia. (...)."

Para resolver, debe indicarse que de acuerdo con el "PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE SOLICITUDES DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD PARA PROYECTOS CLASE 1" publicado por la UPME mediante la Circular 057 de 2022, se estableció para la valoración de beneficios en su numeral 5.4 los correspondientes a "Beneficios por emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>", "Beneficio por restricciones", "Reducción por precio de bolsa", "Beneficio por reducción de pérdidas", "Beneficio económico por aumento en la confiabilidad", "Beneficio económico por mejora en la flexibilidad" y "Beneficio por estado de los trámites ambientales".

Respecto de los 5 primeros, se establece individualmente la forma de determinarlos en los numerales 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.4.6 y 5.4.7, correspondiendo al cálculo del valor presente neto (VPN) de los beneficios asociados a la capacidad del proyecto total solicitada para todo el horizonte del proyecto. Lo anterior resulta en un valor de beneficios totales, correspondiente a los beneficios por año del proyecto. Este valor es utilizado en todo el horizonte de evaluación y corresponde a la base para la formulación del problema de optimización que constituye el MACC, tal y como se evidencia en la siguiente fórmula:

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

Donde,  $B_{c,p,t}$  corresponde al beneficio calculado para cada proyecto  $p$  del criterio  $c$  en unidades de (\$COP) y para cada año  $t$ . Por lo anterior, se entiende que los beneficios acumulados del proyecto corresponden a la sumatoria de los beneficios por año en todo el horizonte de evaluación.

Ahora respecto del "Beneficio por estado de los trámites ambientales", su forma de valoración y soporte para la evaluación de las solicitudes de asignación se estableció en el procedimiento como sigue:

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

**"5.4.8 Beneficio por estado de los trámites ambientales:**

*La incorporación del estado de los trámites ambientales de la planta generadora o de la línea de transmisión de conexión al momento de realizar la solicitud, implica un beneficio adicional siempre que el proyecto tenga resuelta su licencia ambiental o resueltos los permisos asociados en caso de no requerir licencia ambiental. Lo anterior entendiendo la relevancia que tiene para la implementación de un proyecto este tema. En este sentido, la monetización indirecta de tener resuelto alguno de los dos trámites de licenciamiento ambiental o los permisos asociados, permite contar con un beneficio adicional ante una menor incertidumbre en la realización del proyecto.*

(...)

*En la puntuación se asignará un uno (1) a aquellos proyectos que cuenten con la licencia ambiental de la planta o de la línea de transmisión de la conexión, y a aquellos proyectos que no requieran licencia ambiental pero que tengan resueltos los permisos asociados para la planta o para la línea de transmisión de la conexión. Por otro lado, en la puntuación se asignará un cero (0) a aquellos proyectos que no cuenten con la licencia ambiental de la planta o de la línea de transmisión de la conexión, y a aquellos proyectos que no requieran licencia ambiental pero que no demuestren tener resueltos los permisos asociados para la planta o para la línea de transmisión de la conexión.*

*(...)” (Subrayado fuera de texto)*

Observados los documentos aportados para de la evaluación de la solicitud SC\_2658, asociada al proyecto Las Cabezas de 300 MW, se dio como resultado una clasificación en Bolsa 3, Fila 1, y un valor de cero (0) frente al "Beneficio por estado de los trámites ambientales", en razón a no disponer de la licencia ambiental de la planta o de la línea de transmisión de la conexión.

Así también, respecto de la supuesta violación al principio de igualdad (art. 13 Constitución Política), esta Unidad manifiesta que la valoración de los beneficios del proyecto –especialmente el "Beneficio por estado de los trámites ambientales" (5.4.8 Circular UPME 057 de 2022)– se realizó bajo criterios objetivos, uniformes y previamente publicados, aplicables sin distinción a todos los proyectos clase 1 del Ciclo 2, sin que medie trato discriminatorio alguno.

La Circular UPME 057 de 2022 establece, de manera clara y taxativa, que la puntuación será 1 para proyectos que cuenten con licencia ambiental resuelta (planta o línea) o permisos asociados demostrados (si no requieren licencia), y 0 en caso contrario. Este criterio binario y objetivo fue aplicado idénticamente a todas las solicitudes, incluyendo la SC\_2658 (Proyecto Las Cabezas PV 350 MW), que no aportó evidencia de licencia ambiental ni permisos resueltos al momento de la solicitud, resultando en puntuación 0, tal como ocurrió con cualquier otro proyecto en idéntica situación.

En el Estado colombiano el principio de igualdad se respeta cuando la administración aplica criterios técnicos previamente definidos, objetivos y accesibles a todos los administrados, y que la transparencia se materializa mediante la publicación oportuna de la información en plataformas oficiales, como la Ventanilla Única de la UPME, evitando asimetría informativa y garantizando igualdad de armas entre los promotores.

En este caso, todos los documentos de soporte –incluyendo la metodología de cálculo de beneficios (fórmula VPN, criterios de puntuación, reportes de capacidad por barra, cortocircuito y zona)– fueron publicados con antelación en la Ventanilla Única (apartado "Asignación de capacidad proyectos Clase 1 – 2023-2024"), en cumplimiento de la Ley 1712 de 2014 (Transparencia y Acceso a la Información Pública) y del art. 3 del CPACA (principio de publicidad).

Por tanto, no existe vulneración al principio de igualdad, pues:

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

- El criterio de valoración ambiental no es discrecional, sino reglado y binario (1 o 0).
- Fue aplicado uniformemente a todos los promotores.
- La información fue pública, accesible y descargable desde el inicio del proceso.
- El recurrente tuvo plena oportunidad de conocer los requisitos y ajustar su solicitud (ej. aportando licencia ambiental).

La alegación de que se "dejó en cero" el beneficio ambiental no configura desigualdad, sino consecuencia directa de la ausencia de prueba del requisito normativo, aplicable por igual a todos; pero además, esa calificación se justificó porque el licenciamiento no estaba culminado al momento de la evaluación, por lo que se prioriza proyectos más maduros para optimizar la red, que al final es el espíritu de la norma.

En consecuencia, la decisión de la Resolución UPME No. 000256 de 2025 se ajusta plenamente al principio de igualdad, a la transparencia administrativa y al debido proceso, siendo legítima, motivada y proporcional.

#### **V.1.9. De la supuesta introducción de la subestación Magangué 500/100kV posterior a la presentación de la solicitud y sus efectos**

Al respecto, el promotor del siguiente proyecto argumentó lo siguiente:

RADICADO	PROYECTO
20251110091832	COPEY DEL VERANO de 99 MW

*"(...) Conforme a lo expuesto en el Anexo Técnico presentado en conjunto con este recurso, se tiene de presente que el Proyecto tomó como referencia para su evaluación y posterior presentación ante la UPME las capacidades por barra publicadas en el documento 'Reporte de cálculo de capacidad por barra para la subárea GCM-2023'. Con base en estas capacidades, se determinó que la disponibilidad de la subestación Copey 500kV para el año 2026 era de 881.20 MW y no presentaba ninguna restricción por algún elemento de la red, y que la disponibilidad de la subestación Copey 220kV para ese mismo año era de 521.49 MW y únicamente tenía un elemento limitante. Sin embargo, al contrastar los resultados de las capacidades publicados para la evaluación del Proyecto y los resultados de las capacidades establecidas en el Acto Impugnado, se puede evidenciar que estas capacidades discrepan de manera significativa con respecto a aquellas que fueron consideradas para la presentación del estudio del Proyecto en las mismas subestaciones. Esto, dado que en el año 2025, la capacidad disponible se redujo drásticamente a menos de 59.40 MW para la subestación El Copey 500 kV y 50.12 MW para la subestación Copey 220 kV. Este nuevo cálculo, consecuentemente, imposibilita la conexión del Proyecto propuesto.*

*Ahora bien, el principal motivo de la disminución de la capacidad de conexión es la planificación y aprobación de la nueva subestación Magangué 500/110 kV, la cual incluye la reconfiguración de la línea Chinú – El Copey 500 kV en Chinú – Nueva Magangué – El Copey, con aproximadamente 25 km de línea desde la intersección hasta la subestación Magangué y los refuerzos en el Sistema de Transmisión Regional (STR). Si bien esta construcción fortalece la estabilidad del sistema, también limita considerablemente la capacidad de conexión para proyectos de generación renovable.*

*En ese sentido, es menester exponer que, para el momento de la presentación del estudio de conexión, la información publicada por la UPME indicaba que existía la capacidad suficiente para la conexión del Proyecto. Sin embargo, la reducción de esta capacidad como consecuencia de la aprobación en 2024 de esta nueva obra no pudo ser contemplada previamente por Verano, dado que dicha aprobación fue posterior a la fecha de presentación del Proyecto. La subestación Magangué genera un cambio significativo en los criterios de evaluación, pero la entidad no dio aviso oportuno frente a la introducción de esta en el sistema, por lo que le era imposible al Promotor prever que los criterios de evaluación considerados por la UPME para la entrega del punto de conexión del Proyecto se verían modificados por una decisión que no le fue informada de manera previa como debió ocurrir y que no pudo analizar. (...)."*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

En este punto cabe resaltar que la UPME aplica criterios técnicos conservadores en la planeación del STN, conforme a lo establecido en el Código de Redes, para mitigar incertidumbres y garantizar condiciones seguras de operación. Este enfoque, respaldado por la Resolución CREG 075 de 2021 y la Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, prioriza la asignación de capacidad de transporte en todos los escenarios. En el ciclo 2 de asignaciones, la UPME utilizó un corte de información al 20 de agosto de 2024, solicitado mediante Circular UPME 057 de 2024, incluyendo parámetros de red reportados por transportadores en la Ventanilla Única, obras de expansión aprobadas (como el primer paquete urgente vía Resolución UPME 727 de 2024) y el Plan de Expansión de Referencia 2022-2036 (Resolución 40477 de 2023, modificada en 2024), excluyendo modificaciones posteriores como el segundo paquete de obras urgentes.

Los análisis consideraron la demanda reportada por el operador de red con el mismo corte, proyecciones del documento "Anexo proyección demanda 2024-2038 - v2 Julio 2024" y escenarios críticos de despacho publicados por la UPME, sin limitarse a la subárea GCM, sino evaluando intercambios con zonas vecinas y el impacto sistémico del SIN. Todos los datos son públicos en los sitios web de la UPME y del Ministerio de Energía, permitiendo a interesados verificar parámetros y escenarios. Esta metodología integral asegura viabilidad técnica, priorizando estabilidad y confiabilidad, y obliga a considerar variaciones dinámicas del sistema más allá de los escenarios publicados.

En línea con lo anterior, la Unidad ha considerado en sus análisis las proyecciones de flujo de energía dentro del SIN, tanto en operación normal como en contingencia, no sólo por los activos para intercambio sino aquellos dentro del área eléctrica en análisis. El modelo de evaluación utilizado por la UPME no se basa únicamente en el análisis de capacidades aisladas de las líneas y subestaciones, sino que tiene en cuenta los intercambios energéticos entre diferentes áreas del SIN y las consecuencias de estos flujos para el comportamiento global del sistema.

Por tanto, no es de recibo el argumento aquí presentado por el recurrente, pues la información necesaria para motivar el acto recurrido estuvo a disposición de todos los interesados y los mismos pudieron evidenciar las condiciones del sistema desde la planeación y realización de los estudios necesarios para sus solicitudes de conexión.

**V.1.10. De la supuesta motivación de los actos administrativos, la vulneración al debido proceso y la falta de información relevante y su impacto en la defensa**

Sobre el particular, el promotor, presentó los siguientes argumentos de inconformidad:

RADICADO	PROYECTO
20251500070612 20251110071062	LAS CABEZAS de 350 MW

*"(...) Es fundamental que los conceptos emitidos por la UPME, ya sea en el contexto de un acto administrativo individual o colectivo que resuelva una solicitud de fondo, autorizando o rechazando la conexión al SIN, incluyan de manera clara y explícita todos los argumentos de hecho y de derecho que fundamentan las decisiones adoptadas. De no ser así, el acto administrativo podría incurrir en un vicio de nulidad, ya que la falta de motivación impide que el administrado ejerza adecuadamente su derecho de defensa y contradicción*

*(...)*

*En el caso concreto que se analiza, se observa que el acto administrativo emitido por la UPME no está debidamente motivado. La falta de motivación y de fundamentación clara de la decisión impide que los solicitantes puedan comprender las razones que llevaron a la autoridad administrativa a autorizar o rechazar la solicitud de conexión al*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*SIN. Esto afecta no solo la validez del acto administrativo, sino que también vulnera el derecho al debido proceso de los solicitantes*

(...)

*Además, también converge como deficiencia de la motivación la falta de información sobre los cálculos técnicos utilizados en la evaluación de las solicitudes de conexión que ha generado una desprotección para los administrados. En particular, el Promotor basó sus estudios en la información oficial disponible proporcionada por el transportador, la cual posteriormente fue modificada por la UPME sin que se le notificara de dichos cambios. Esta falta de notificación de los nuevos cálculos impide que el administrado ajustara su estudio en función de los nuevos valores y, por ende, no tuvo la oportunidad de ejercer adecuadamente su derecho de contradicción. (...)"*

Es preciso señalar que, en todos los momentos de la actuación administrativa la UPME ha garantizado el derecho fundamental al debido proceso, permitiendo que los interesados conozcan los análisis realizados, presenten comentarios, los cuales fueron atendidos oportunamente, es decir, los interesados pudieron ejercer con total libertad su derecho a la contradicción en relación con la información que sirvió de fundamento para la expedición de la resolución objeto de recurso.

Por otro lado, no es de recibo para esta Unidad el argumento según el cual con la información que se ha publicado el interesado no pueda ejercer cabalmente su derecho a la contradicción. Esto, teniendo en cuenta que, precisamente, en garantía de su derecho de petición y del libre acceso a la información pública se le han suministrado los enlaces a través de los cuales puede acceder a la información necesaria y de interés general dentro del proceso de asignación. Lo anterior, sin llegar a desconocer derechos de terceros y explicando con suficiencia las razones que llevaron a la Unidad a tomar la decisión de emitir concepto sin capacidad aprobada para el caso particular.

Prueba de lo manifestado es que los interesados en el proceso de asignación conocen y pueden consultar los siguientes actos administrativos:

- 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".
- Resolución UPME 528 de 2021 "Por medio de 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"<sup>2</sup>
- Circular Externa 057 de 2022 a través de la cual se dio a conocer el procedimiento de evaluación para las solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1, donde se detallan los componentes que tiene en cuenta el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) al momento de priorizar los proyectos buscando el máximo beneficio para el sistema, disponibles en el siguiente enlace:  
<https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno-2023-2024.aspx>
- Circular 077 de 2024, por medio de la cual se dio a conocer la capacidad de transporte disponible.
- Circular 083 de 2024 a través de la cual se dio respuesta a los comentarios de los transportadores y ajustes a los documentos "Reporte de cálculo de

<sup>2</sup> Expedida en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) – 2024” y “Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones” para cada subárea – 2024.*

- Informe de priorización para la subárea Córdoba-Sucre, disponible en: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/guajira-cesar-magdalena/>.
- Informe de clasificación de las solicitudes de conexión de la subárea GCM 2024.

Estos documentos y procedimientos mencionados a su vez en la Resolución 000256 de 2025, objeto del presente recurso y, por ende, hacen parte de la motivación de dicha resolución.

#### **V.1.11. De la supuesta indebida motivación por falta de suficiencia probatoria**

Al respecto, el promotor del siguiente proyecto argumentó lo siguiente:

RADICADO	PROYECTO
20251110091832	COPEY DEL VERANO de 99 MW

*"(...) De igual manera, sin contar con la disponibilidad de la información de demanda utilizada por la UPME para los análisis, el estudio carece de fuerza probatoria efectivamente conducente. Aunque se ha informado que la demanda utilizada fue media, no se han proporcionado datos cuantitativos que lo demuestren y evidencien a qué hacen referencia con media, siendo esta última palabra un término vago. Es fundamental que se haga público el cálculo, entendiéndose que el valor inicial era el reportado por el Operador de Red y a este se le aplicaba la proporción de crecimiento basada en el documento de proyección de demanda de la UPME. Además, existen otros aspectos que la UPME debe aclarar, relacionados con el manejo de la compensación de recursos de red en la subárea operativa. Para los estudios de conexión, se consideraron los reportes de los operadores de red según la circular CREG 014 de 2022, pero se desconocen otras consideraciones que la UPME pudo haber tenido en cuenta. Sin estas aclaraciones y datos, el análisis no puede ser considerado robusto ni confiable. (...)."*

Es preciso indicar que para los cálculos presentados en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea GCM - 2024", el "Reporte de cálculo de Capacidad por Barra para las subestaciones de cada una de las subáreas – 2024", el "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 GCM – 2024", 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.

La información correspondiente puede ser consultada por medio del siguiente enlace:

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

Por otra parte, conviene señalar que las proyecciones de demanda utilizada se realizaron teniendo en cuenta el documento titulado "Anexo proyección demanda 2024-2038 – v2 Julio 2024". Para su conocimiento, podrá consultar el documento en el siguiente enlace:

<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

En esta sección podrá encontrar la siguiente información:

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

**I.** Informe Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2024-2038 - Revisión Julio de 2024:

[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyeccion\\_demanda\\_energia\\_electrica\\_y\\_potencia\\_maxima\\_rev\\_jul2024.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyeccion_demanda_energia_electrica_y_potencia_maxima_rev_jul2024.pdf)

**II.** Anexo en Excel de la proyección de demanda 2024-2038:

[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Anexo\\_proyeccion\\_demanda\\_2024\\_2038\\_v2\\_Jul2024.xlsx](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Anexo_proyeccion_demanda_2024_2038_v2_Jul2024.xlsx)

Es importante destacar que, en el archivo Excel, específicamente en el literal 12 titulado "Demanda anual de Potencia Máxima por áreas SIN (MW-año)", se encuentran tablas que presentan la proyección de demanda por cada área eléctrica operativa. Estas tablas permiten al interesado consultar la información correspondiente al área de su interés, donde se detalla el crecimiento proyectado de la demanda. Dichas proyecciones se utilizan para proyectar la demanda reportada por el Operador de Red a través del módulo alternativo a la Ventanilla Única ("Información para estudios de conexión proyectos clase 1"), diferenciando las demandas por tipo de carga: industrial, comercial y residencial.

Por último, es necesario indicar que, con el objetivo de garantizar que el análisis refleje el estado más actualizado posible de la red, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024. No se utiliza únicamente la demanda del momento de radicación de los estudios, ya que esto no refleja el comportamiento futuro del sistema eléctrico. En su lugar, se utilizan proyecciones de demanda que permiten evaluar la capacidad del sistema para soportar la carga futura y planificar adecuadamente las expansiones necesarias. Esta práctica asegura que el análisis de capacidad de transporte sea más preciso, realista y sostenible a largo plazo, garantizando así la seguridad y fiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. La fecha de corte mencionada anteriormente permitió incorporar en el proceso de asignación las obras estructurales aprobadas mediante la Resolución UPME No. 727 de 2024, que establece el primer paquete de obras urgentes, así como las actualizaciones reportadas por los transportadores y las proyecciones de demanda, considerando que estos cambios son inherentes a la dinámica del sistema.

Esta Unidad considera que las afirmaciones que hizo el promotor sobre la indebida valoración de las pruebas son contradictorias y sin fundamento, dado que la Unidad se atiene a la información entregada por los promotores.

Por otra parte, el recurrente también afirma que:

*"(...) En adición a lo anterior, también resulta evidente que la decisión que tomó la UPME en el Acto Impugnado se hizo sin tener en cuenta un hecho que altera sustancialmente el análisis. Esto, toda vez que la UPME ignoró el hecho de que la misma UPME evaluó la viabilidad técnica de diversas alternativas de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), clasificándolas en viables y no viables según si cumplían con las restricciones con la infraestructura existente y aprobada hasta el 20 de agosto de 2024. Sin embargo, según la regulación aplicable, en caso en que las solicitudes de conexión queden en fila 1, se deberá analizar si es necesario realizar obras de expansión para garantizar la alternativa de conexión solicitada.*

*Así lo cierto es que, sin perjuicio de que la norma no evidencia si dicho análisis lo debe hacer el promotor o la autoridad, lo que hace sentido es que la autoridad al calificar las alternativas en fila 1 es quien, como planeador, debe realizar el análisis de pertinencia de incluir obras de expansión con arreglo a criterios de seguridad y planeación de la red. La UPME rechazó algunas propuestas que requerían expansión de infraestructura, considerándolas no viables, sin que esté claramente establecido que estas deban estar limitadas a obras aprobadas hasta la fecha mencionada. (...)"*

A pesar de que los promotores de los proyectos no son los responsables de las condiciones actuales detectadas, la posible conexión de sus proyectos al sistema sí

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

afectaría la seguridad de operación al aumentar la criticidad de las restricciones preexistentes. Con base en lo anterior, todos los proyectos que impactan y agravan las condiciones actuales de operación del sistema son clasificados dentro de la Fila 1 de proyectos, al requerir obras de expansión, tal como se explica en la Circular UPME No. 057 de 2022 que define el procedimiento de evaluación de solicitudes de proyectos clase 1.

Así mismo, se aclara que, dentro del proceso de evaluación, la Unidad definió como fecha de corte el 20 de agosto de 2024 y consideró dentro de sus análisis las obras evaluadas por la UPME y aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta todas las obras que mitigan algunas de las restricciones preexistentes del SIN. Bajo este panorama, todo proyecto clasificado en Fila 1, corresponde a un proyecto que, en las condiciones actuales y, bajo las obras de expansión aprobadas hasta la fecha de corte, no es viable y requiere obras adicionales de expansión aún no definidas ni aprobadas.

Al respecto, la UPME se permite aclarar que, para la planeación, aprobación y adjudicación de nuevas obras de transmisión, que permitan la conexión de nuevos proyectos, se deben tener en cuenta los procedimientos establecidos en las diferentes resoluciones, modificaciones y concordancias. Normas como las resoluciones CREG No. 025 de 1995 que define el código de redes, la CREG No. 024 de 2013 que establece los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional y/o la CREG No. 075 de 2021 que define el procedimiento de conexiones, no se contraponen entre sí. Por el contrario, se integran bajo su especialidad para determinar las reglas sobre las cuales se asigna capacidad de transporte por parte de la UPME. Por lo anterior, no es posible considerar la viabilidad de un proyecto de generación sujeto a una obra de expansión que no ha surtido de manera adecuada y satisfactoria los procedimientos establecidos en la normatividad vigente para su aprobación.

En este orden de ideas, la Unidad consideró el marco regulatorio vigente, específicamente los procedimientos establecidos para la aprobación de obras de expansión tanto en el STR y el STN. Tanto así que, respetando los marcos normativos solo se consideran para los análisis que resultan en la expedición de los informes de capacidad por barra, zona y cortocircuito todas las obras de expansión evaluadas por la UPME y adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía – MME con corte al 20 de agosto de 2024. Lo anterior, buscando minimizar las restricciones y limitaciones en la capacidad de transporte del SIN.

Sobre la indebida motivación también afirmó el promotor:

*"(...) Lo anterior resulta particularmente relevante para el caso del Promotor, toda vez que las Alternativas de conexión fueron correctamente clasificadas en el Acto Impugnado como alternativas de Bolsa 2. Esto es como alternativas que debían ser priorizadas considerando que habían completado los trámites ambientales correspondientes. En este sentido, lo cierto es que la UPME no sólo desconoció el procedimiento establecido en la regulación, sino que también contravino las finalidades de la regulación que son ampliar la capacidad instalada en el país. En este caso, esto es particularmente relevante considerando que, al tener los permisos ambientales requeridos, las Alternativas de Conexión tienen un nivel de avance muy importante y que pueden brindar un alivio importante al sistema al aumentar la capacidad instalada de generación que, a su vez, al ser FNCER es de bajas emisiones. (...)"*

Cabe resaltar que la Unidad emitió la Circular Externa No. 057 de 2022, mediante la cual se establece el Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1. En dicho procedimiento se define la metodología para la valoración de cada proyecto, lo cual constituye la base técnica para el desarrollo del análisis realizado.

Ahora bien, es preciso señalar que el hecho de que una solicitud de conexión presente los trámites ambientales correspondientes no conllevan, por sí solo, su inclusión automática en el grupo de proyectos priorizados. La priorización se determina mediante un análisis

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

comparativo entre todas las alternativas evaluadas, teniendo en cuenta su impacto sobre las restricciones técnicas analizadas esto es: Capacidad por barra, capacidad por zona y capacidad excedente de cortocircuito. En este sentido, el modelo de priorización aplica criterios objetivos, cuantificables y previamente definidos en el procedimiento de evaluación, los cuales permiten establecer un grupo óptimo de soluciones bajo restricciones técnicas y económicas específicas.

Por tanto, la decisión de priorización responde a una metodología rigurosa, transparente y sustentada en un análisis integral de cada solicitud, en función de su posición relativa frente al conjunto de propuestas analizadas.

**V.1.12. De la supuesta lesión al debido proceso, falsa motivación y violación al principio de confianza legítima y congruencia**

Este tema fue mencionado como parte de la argumentación por parte de los siguientes promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	RADICADO
FLAMINGO SOLAR 1	20251110068272
FLAMINGO SOLAR 2	20251110068282
FLAMINGO SOLAR 3	20251110068322
FLAMINGO EÓLICO 5	20251110068442
FLAMINGO EÓLICO 6	20251110068452
CHIRIGUANÁ SOLAR 1	20251110068422
CHIRIGUANÁ SOLAR 2	20251110068402
CHOIRIGUANÁ SOLAR 3	20251110068352
CHIRIGUANÁ SOLAR 4	20251110068342
DUNA SOL 1	20251500071262 20251110071232
DUNA SOL 2	20251110071242 20251500071252
SOLANUM	20251110071042 20251500071372
AES SOLAR CESAR	20251110071332
MAGNOLIAS	20251500071142
LA GRANJA	20251500071132
PARQUE SOLAR VENUS	20251500070772 20251500070452
TERRANOVA	20251500070742
GUANABANOS	20251500070732
TIFÓN	20251500070722
SOL TAIRONA	20251500070712
VIENTOS DEL TAIRONA	20251500070702
SHINE	20251500070462
PARQUE SOLAR KAI	20251500070442
HYPNOS	20251500070432
EL TIGRE 1	20251500070402
EL TIGRE 2	20251500070412
EL TIGRE 3	20251500070422
CABRALES 1	20251500070382
CABRALES 2	20251500070392

En concreto, sostienen lo siguiente:

*"(...) Una vez estudiadas las solicitudes asignadas, la UPME deberá establecer la posición de la fila en la cual el proyecto se ubique, y a más tardar el 30 de septiembre del año en cuestión deberá publicar en la ventanilla única la posición que le haya asignado a cada proyecto. Los conceptos que se emitan para la fila 1, esto es, que no requieran obras de expansión, serán emitidos a más tardar el 20 de diciembre del respectivo año calendario, y los conceptos de la fila 2 serán emitidos a más tardar el 31 de octubre de tal año.*

*Sin perjuicio de lo anterior, como se explicó en los hechos de este escrito, la CREG, en su facultad de definir las fechas de evaluación de las solicitudes de capacidad de*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*transporte con base en lo establecido en el artículo 11 de la Resolución 075, se vio en la necesidad de atrasar los plazos para la asignación de capacidad de transporte del 2023, precisamente por los atrasos que se sufrieron en el ciclo de asignación de 2022, y, posteriormente mediante la Resolución CREG 101 017 de 2023 modificó el cronograma de dicha vigencia, debido a que, el aplazamiento de la expedición de los conceptos de conexión de los proyectos presentados durante el 2022, afectó los plazos establecidos en el cronograma anual establecido por la Resolución 075.*

(...)

*Respecto a las asignaciones para el ciclo 2023, de las cuales hace parte el Proyecto, la Compañía presentó la solicitud de conexión el 5 de octubre de 2023. Debido a lo anterior, la UPME tenía la obligación de remitir una respuesta a la Compañía a más tardar el 6 de mayo de 2024, o el 5 de julio de 2024. Pese a lo anterior, la Compañía únicamente tuvo dicha respuesta hasta la expedición de la Resolución el 14 de febrero de 2025. En consecuencia, se evidencia que la UPME, en su calidad de entidad responsable y encargada del proceso de asignación de capacidad de transporte, incumplió con los plazos establecidos en la Resolución CREG 101 017 de 2023*

(...)

*Por otra parte, como se explicó anteriormente, el artículo 17 de la Resolución 528 de la UPME es claro en definir los pasos que debe seguir la UPME para asignar capacidad de transporte a proyectos de generación de energía que la soliciten. Para el proceso de asignación del año 2023, la CREG mediante la Resolución CREG 101 017 de 2023, definió las fechas en las que la UPME debía cumplir cada uno de los pasos antes mencionados.*

*Sin embargo, en el caso particular del ciclo de asignación del año 2023, además de presentar demoras en los plazos establecidos en la Resolución CREG 101 017 de 2023, la UPME decidió de forma arbitraria e incumpliendo el artículo 17 de la Resolución 528, publicar en la Resolución la posición asignada a cada proyecto en las filas 1 y 2, y también negar la capacidad de transporte a ciertos proyectos, incluyendo el Proyecto.*

(...)

*En el caso particular del Proyecto, la UPME se limitó a expedir la Resolución en la cual determinó el orden de las filas 1 y 2, y decidió no asignar capacidad de transporte a ciertos proyectos, sin que hubiere pronunciamiento sobre los proyectos que si fueron priorizados por el MACC. La UPME argumentó esta decisión en los numerales 6.4.1 y 6.4.2 del anexo de la Circular UPME 57 de 2022, en los cuales se definen los pasos de asignación de capacidad de transporte. Sin embargo, en dichos numerales no se hace referencia a que los proyectos que no resulten con capacidad asignada de conformidad con el MACC no se les deba emitir un concepto de conexión individual, mediante el cual se motiven debidamente las razones por las cuales no se asigna capacidad de transporte (...)"*

Aunado a lo anterior, el promotor señala que hubo un incumplimiento a los principios de confianza legítima y congruencia, frente a esto, argumentó lo siguiente:

*"(...) Lo anterior no quiere decir que la UPME no tenga la facultad de modificar ciertas condiciones preestablecidas, ya que es una prerrogativa otorgada por la ley a las entidades públicas, sin embargo, en todos los casos, cualquier entidad pública, incluyendo la UPME, tiene la obligación de justificar de forma suficiente dicho cambio, garantizando siempre la protección del derecho al debido procedimiento administrativo y la confianza legítima de los administrados.*

(...)

*La UPME incumplió con los principios de expectativa y confianza legítima durante el proceso de asignación de capacidad de transporte de 2023, ya que no tuvo en cuenta los cambios que pudieron haber sufrido las redes del SIN durante el plazo que se tomó para asignar capacidad de transporte.*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Al incumplir con los tiempos de respuesta para la asignación de capacidad de transporte durante el año de 2023, las redes del SIN pudieron haber sufrido cambios como la entrada en operación de proyectos de expansión llevados a cabo mediante convocatorias públicas o por plan de inversión de los diferentes transportadores. La entrada en operación de esta infraestructura afecta de forma sustancial la posibilidad de conexión de los proyectos que solicitaron asignación de capacidad de transporte en los tiempos dispuestos para ello, puesto que el diseño de su conexión se basó en la configuración de la red al momento de presentar la solicitud en el año 2023.

(...)

"En este contexto, mediante la Resolución No. 000256 del 11 de marzo de 2025, la UPME negó la capacidad de transporte del proyecto (...), con base en una evaluación desigual, pues mientras proyectos con un aporte despreciable de cortocircuito fueron priorizados, como el caso del SC\_4971, el proyecto "(...)" no recibió el mismo beneficio. Además, no existe una justificación técnica clara que explique esta diferencia de criterio. Lo anterior vulnera los principios de buena fe y seguridad jurídica, dado que **DUNA POWER**, en su calidad de promotor del Proyecto, confió en la flexibilización aplicada por la UPME en la evaluación del aporte de corriente de cortocircuito, conforme a lo establecido en el Reporte de cálculo de capacidad de cortocircuito excedente para la sub-área GCM - 2023. Con base en ello, el promotor presentó su solicitud de asignación de capacidad de transporte bajo la expectativa legítima de que su evaluación seguiría el mismo criterio aplicado a otros proyectos en condiciones similares.

La decisión adoptada por la UPME respecto del proyecto "(...)" también vulnera los principios de confianza legítima y seguridad jurídica, al modificar de manera inconsistente los criterios aplicables al análisis de cortocircuito, pese a haber adoptado previamente parámetros de flexibilización mediante el documento "Reporte de cálculo de capacidad de cortocircuito excedente para la sub-área GCM - 2023". Dicho reporte fue expedido con el propósito de evitar que proyectos con aportes de cortocircuito no significativos quedaran excluidos de la asignación en subestaciones cuya capacidad excedente fuera igual a cero, estableciendo para ello un incremento del 0,5 % sobre la capacidad de interrupción reportada, a fin de permitir una evaluación más razonable de este parámetro técnico. Estos hechos fueron debidamente relacionados en los numerales cuarto a noveno del presente recurso

Pese a lo anterior, para el caso de "(...)", la UPME aplicó un criterio más restrictivo y no justificado, al no reconocer como despreciable el aporte de corriente de cortocircuito de las conexiones "(...)", a pesar de que dicho aporte es claramente inferior al 5%, conforme a la metodología IEC 60909, e incluso inferior al umbral del 0,5 % que había sido aceptado por la misma UPME en vigencias anteriores. Resulta aún más preocupante que esta falta de flexibilización no se haya aplicado a otros proyectos en condiciones técnicas equivalentes —como el SC\_4971—, los cuales sí fueron priorizados con reportes de aporte de cortocircuito igual a 0.000 kA, sin que se exija validación o soporte técnico adicional. Esta disparidad en el tratamiento evidencia una falta de coherencia y de igualdad en la evaluación, y refuerza la afectación a la seguridad jurídica del promotor, quien actuó conforme a criterios públicamente divulgados y previamente aceptados por la propia autoridad "(...)"

Adicionalmente, señala que la Resolución No. 000256 de 2025, adolece de falsa motivación, frente a lo cual, señaló que:

"(...) De acuerdo con lo anterior, la Resolución en el apartado de consideraciones, no explica de manera detallada los sustentos jurídicos y normativos bajo los cuales decide asignar o no asignar la capacidad de transporte para los proyectos del área operativa Antioquia-Chocó. En ese sentido, expone que, una vez finalizada la fase de priorización para la clasificación de proyectos "priorización por parte del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión - MACC", se radicó ante la UPME un memorando con el informe de resultados para el área Antioquia - Chocó y posteriormente adjunta tablas informativas con la información que arrojaron los resultados con base en la parametrización del MACC, indicando que el detalle técnico de la evaluación y priorización se encuentra en el siguiente [enlace](#). Sin embargo, la remisión del enlace a la página de la UPME con los informes de clasificación de las solicitudes de conexión de

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*la subárea Antioquia – Chocó, no es motivación suficiente para entender las razones que la UPME tuvo en consideración para (i) decidir no asignar capacidad de transporte al Proyecto, y (ii) no asignar un concepto de conexión individual a cada Proyecto, ya que dichos informes no contienen la información técnica suficiente para que los administrados, como la Compañía, ejerzan su derecho a la defensa.*

*En consecuencia, la Resolución está viciada de falsa motivación ya que el enlace al cual hace remisión la UPME no incluye un análisis específico para el Proyecto, lo que implica que no se perciba la realidad fáctica y jurídica que debería emitir la decisión del acto administrativo, pues la UPME desconoció los supuestos jurídicos que debían servir de fundamento en los actos demandados. Pues, si bien tuvo en cuenta las disposiciones normativas que regulan el proceso de asignación de capacidad de transporte, realizó una interpretación que lo llevó a tomar la decisión sin cumplir con los requerimientos de la UPME establecidos en la Resolución 528 y de la CREG en la Resolución 075, respectivamente"*

(...)

*"Además, la resolución incurre en falsa motivación, lo que se configura cuando la administración fundamenta su decisión en hechos inexistentes o en una interpretación errónea de la normativa aplicable. En este caso, la UPME introdujo nuevas variables de evaluación en el análisis de las solicitudes de conexión actual, ocasionando diferencias significativas respecto a los criterios originales empleados en procesos anteriores, es decir, la administración aplicó metodologías distintas a las previamente utilizadas sin justificar adecuadamente su adopción y sin prever una transición normativa que permitiera a los solicitantes ajustar sus estudios a las nuevas exigencias.*

*Esta alteración de los parámetros de evaluación no solo afecta la confianza legítima de los promotores, sino que además genera un trato desigual frente a proyectos evaluados bajo criterios distintos.*

*Otro aspecto relevante, como ya se indicó, es que la UPME utilizó información posterior a la radicación de las solicitudes como base para su decisión, lo que contradice el principio de irretroactividad de la normativa administrativa, tal como se demostró anteriormente. En particular, se hace referencia al documento "Proyección de la demanda de Energía eléctrica y potencia máxima 2024 – 2038", publicado en julio de 2024, y a la Circular Externa No. 000057 de 2024, expedida el 18 de agosto de ese año, mediante la cual se solicitó a los transportadores actualizar la información para la evaluación de las solicitudes. Esta actualización de información se produjo después de la fecha de presentación de las solicitudes, lo que sugiere que la evaluación de las solicitudes se realizó con base en parámetros que los solicitantes no pudieron prever al momento de estructurar sus estudios de conexión (...)"*

Por último, el apelante afirma que la resolución infringió normas de índole legal al basarse exclusivamente en MACC, ya que no detalla razones para obras, incumpliendo la obligación de adelantar una obligación integral. En concreto, alegan lo siguiente:

*"(...) Aunque la UPME cuenta con el MACC para el proceso de asignación de capacidad de transporte y la elaboración del Plan de Expansión, los resultados que arroja el MACC se han convertido en la única base para que la UPME decida otorgar conceptos de conexión implementando obras de expansión. Sin embargo, la UPME no se detiene a determinar los motivos específicos por los cuales el MACC aprueba o no una solicitud, ya que este, al determinar su resultado, no expresa de manera detallada las razones por las cuales se requiere una expansión. Esto conlleva a que la UPME incumpla su deber de motivar adecuadamente las decisiones sobre la necesidad de determinadas obras de expansión.*

*De acuerdo con la Ley 143 de 1994, la UPME es la entidad encargada de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico, y en ese sentido está obligada a tener en cuenta los mismos a la hora de asignar capacidad de transporte a proyectos de generación de energía. No obstante, aunque la UPME cumple formalmente con su obligación, lo hace sin observar su deber de motivación al tomar la decisión de otorgar los conceptos de conexión al SIN. Esto se debe a que su decisión se basa exclusivamente en el estudio realizado por el MACC, el cual no proporciona sustentos ni justificaciones detalladas para determinar la necesidad de*

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

*dichas obras. En consecuencia, la falta de una motivación clara y detallada en las decisiones de la UPME afecta la transparencia y la legalidad del proceso, generando una violación al debido proceso administrativo, y la toma de decisiones motivadas (...)"*.

En lo que respecta al conjunto de argumentos de apelación relacionados con la presunta vulneración de la confianza legítima, la seguridad jurídica y el debido proceso administrativo, esta Dirección observa que los planteamientos de los recurrentes no desvirtúan la corrección jurídica ni la solidez técnica de lo decidido en primera instancia, cuyas consideraciones se comparten y se acogen en su integridad. En efecto, la autoridad que resolvió el recurso de reposición analizó de forma expresa el alcance del principio de confianza legítima, su relación con la buena fe y los deberes de motivación y transparencia de la administración, concluyendo acertadamente que, en el trámite de asignación de capacidad de transporte, no se configuró vulneración alguna a tales garantías.

Tal como lo ha precisado la jurisprudencia constitucional<sup>3</sup>, el principio de confianza legítima se proyecta como corolario de la buena fe, y se orienta a proteger las expectativas razonables que los particulares han construido a partir de una conducta estatal prolongada y consistente, sin que ello suponga la intangibilidad de las regulaciones ni la imposibilidad de introducir modificaciones normativas o técnicas, siempre que tales cambios sean debidamente justificados y se respeten los derechos procedimentales de los administrados.

Bajo este entendimiento, la confianza legítima no erige como un derecho adquirido de las meras expectativas frente a un determinado resultado administrativo, ni impide que la administración ajuste sus actuaciones a la evolución normativa, técnica u operativa del sector, especialmente cuando están de por medio la seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

En el presente caso, y en el marco del principio de confianza legítima, no se puede entender que su aplicación debe entenderse como una eliminación de la facultad de la UPME para modificar condiciones previamente aplicadas, en la medida en que cuente con una justificación suficiente y se garantice el respeto del debido procedimiento administrativo.

Precisamente, la Dirección constata que a lo largo del proceso de asignación de capacidad de transporte se informó a los interesados sobre el procedimiento aplicable, las reglas de evaluación, los criterios técnicos y los avances relevantes, utilizando para ello los canales institucionales dispuestos y dando cumplimiento a los principios de publicidad, transparencia y motivación de los actos. La modificación o actualización de información técnica, en particular, la incorporación del corte al 20 de agosto de 2024 fue explicada, soportada y aplicada de manera uniforme, sin introducir tratamientos diferenciados injustificados entre los distintos promotores.

En este contexto, las expectativas legítimas de los promotores no podían extenderse a la obtención de un resultado favorable específico, como la asignación de un punto de conexión determinado, sino únicamente a que sus proyectos fueran evaluados bajo los mismos parámetros normativos, regulatorios y técnicos que el resto de las solicitudes. La única expectativa jurídicamente protegible consistía, entonces, en recibir un trato igualitario, objetivo y no discriminatorio, expectativa que fue respetada al aplicarse de manera uniforme las reglas previstas en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021 y la Circular UPME 057 de 2022, entre otros instrumentos. Por lo que resulta importante resaltar que la discrepancia de los apelantes con el resultado obtenido no basta, por sí sola, para afirmar la existencia de una vulneración de la confianza legítima o del debido proceso.

<sup>3</sup> Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-131/04.

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

En relación específica con la actualización de la información a la fecha de corte del 20 de agosto de 2024, esta Dirección coincide con la primera instancia en que dicha actuación no comporta arbitrariedad ni retroactividad, sino la estricta observancia de la obligación de emplear información actualizada sobre el estado real del sistema, tal como lo exige el parágrafo 2 del artículo 8 de la Resolución UPME 528 de 2021, al señalar que la información vigente para efectos de las solicitudes de asignación de capacidad será la disponible en la Ventanilla Única en septiembre de cada anualidad o con posterioridad a dicho mes. Limitar el análisis a datos de octubre de 2023, desconociendo cambios sustanciales ocurridos en el sistema a lo largo de casi un año, habría implicado desconocer ese mandato regulatorio y comprometer potencialmente la seguridad y eficiencia operativa del SIN, incluso asignando capacidad inexistente.

En consecuencia, la incorporación de información técnica actualizada no solo resulta legítima, sino necesaria para la adecuada planeación y asignación de capacidad de transporte, y no puede considerarse contraria a la confianza legítima, a la seguridad jurídica ni al debido proceso. La actuación de esta Unidad se enmarca en el principio de legalidad, respeta el diseño regulatorio aplicable y salvaguarda el interés general asociado a la prestación segura y confiable del servicio de energía eléctrica.

Por todo lo expuesto, esta Dirección acoge en su totalidad las consideraciones fácticas y jurídicas de la primera instancia y concluye que no se configura la vulneración alegada de la confianza legítima, de la seguridad jurídica ni del debido proceso administrativo. En consecuencia, el argumento formulado por los apelantes en este punto carece de vocación de prosperar y debe ser desestimado, manteniéndose incólume lo resuelto en sede de reposición.

Frente a los argumentos de falsa motivación del acto administrativo, esta Dirección General, debe señalar que conforme lo expuesto por el Consejo de Estado<sup>4</sup> se colige que la falsa motivación sustentaría una presunta vulneración del derecho de defensa, por lo que se hace necesario cumplir con las dos circunstancias, "a) O bien que los hechos que la Administración tuvo en cuenta como motivos determinantes de la decisión no estuvieron debidamente probados dentro de la actuación administrativa; o b) Que la Administración omitió tener en cuenta hechos que sí estaban demostrados y que si hubiesen sido considerados habrían conducido a una decisión sustancialmente diferente", por lo que resulta oportuno insistir que la UPME incluyó toda la información y documentación que contiene el análisis técnico realizado en el proceso de evaluación, priorización y clasificación de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte. Lo anterior, tal como lo indico el a quo, se puede observar en el artículo quinto de la parte resolutive de la Resolución 000253 de 2025, que de manera expresa indicó:

*"(...) ARTÍCULO CUARTO: DEJAR constancia que el concepto técnico emitido por la Sub EE con radicado UPME No. 20251520079413 del 11 de noviembre de 2025, el Anexo 1 correspondiente a la "Verificación de aportes de cortocircuito por alternativa y todos sus anexos, hacen parte integral del presente acto administrativo e incluye la fundamentación detallada de las decisiones tomadas por la Unidad en esta resolución. Adicionalmente, el informe de resultados detallado estará publicado para consulta mediante el siguiente enlace:*  
<https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/Huila-tolima/> (...)"

Para esta Dirección, el planteamiento del apelante según el cual la información divulgada no le permite ejercer de manera plena su derecho de contradicción no resulta de recibo. En efecto, en desarrollo del principio de libre acceso a la información pública, se han puesto a disposición del interesado los enlaces y medios de consulta a través de los cuales puede obtener la información necesaria para comprender el procedimiento de asignación y los elementos generales que fueron considerados en la evaluación. De esta

<sup>4</sup> CONSEJO DE ESTADO. SALA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO SECCION CUARTA consejero ponente: MILTON CHAVES GARCÍA Bogotá D. C, veintiséis (26) de julio de dos mil diecisiete (2017) Radicación número: 11001-03-27-000-2018 00006-00 (22326).

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 *"Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

manera, se le han brindado insumos suficientes para controvertir, de ser el caso, los fundamentos de la decisión.

Debe precisarse y reiterarse, que la divulgación de dicha información se realizó respetando los límites derivados de la protección de los derechos de terceros y de la reserva de ciertos datos, sin que ello implique opacidad o indefensión para el interesado. En el caso concreto, la Unidad ha expuesto de forma clara y detallada las razones técnicas y regulatorias que condujeron a emitir un concepto sin capacidad de transporte aprobada, de modo que el administrado cuenta con elementos comprensibles y verificables para ejercer adecuadamente su derecho de contradicción dentro del trámite administrativo.

Para esta Unidad, resulta pertinente precisar que se ha elaborado, para cada una de las solicitudes y alternativas de conexión, una justificación técnica y normativa completa, coherente y verificable. En efecto, tal como se expuso, la información y documentación que soporta el análisis técnico desarrollado en el marco del proceso de evaluación, priorización y clasificación de las solicitudes fue puesta en conocimiento de todos los interesados, a través de los mecanismos de publicidad definidos para el procedimiento, de manera que los participantes han contado con elementos suficientes para comprender los criterios aplicados y, en su caso, ejercer los recursos a que haya lugar.

De igual manera, debe recordarse que toda negativa al uso de la infraestructura del SIN debe estar debidamente soportada en el marco legal y regulatorio vigente y acompañada de argumentos claros de naturaleza técnica, económica y normativa. En el procedimiento de asignación de capacidad de transporte aquí analizado, la Unidad ha observado de manera constante este estándar, de modo que las decisiones de no asignar capacidad de transporte en determinados casos responden a evaluaciones objetivas y trazables, y no a restricciones arbitrarias o discriminatorias en el acceso a la red.

Teniendo en cuenta lo planteado, el ad quem considera que no se configura el vicio de falta de motivación ni de falsa motivación, por cuanto el acto administrativo recurrido expone de manera suficiente, clara y específica las razones de hecho y de derecho que lo sustentan, apoyadas en criterios técnicos y regulatorios verificables, los cuales guardan relación directa con la decisión adoptada.

En efecto, la motivación del acto cumple con las exigencias previstas en el del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y la jurisprudencia aplicable, en la medida en que permite conocer las consideraciones que condujeron a la Administración a adoptar la medida, así como los elementos normativos y técnicos en que se apoyó. La jurisprudencia del Consejo de Estado<sup>5</sup> ha precisado que la falsa motivación solo se configura cuando los hechos que sirven de soporte al acto son inexistentes, inexactos o cuando existe una discordancia evidente entre esos hechos y la decisión adoptada, situación que no se acredita en el presente caso.

En este sentido, el Consejo de Estado<sup>6</sup> ha señalado que no toda discrepancia del administrado frente a la apreciación técnica o jurídica de la Administración implica falsa motivación, pues este vicio exige demostrar que la autoridad fundó su decisión en hechos erróneos, tergiversados o abiertamente contrarios a la realidad, o que se prescindió de los supuestos fácticos relevantes para el caso, extremos que no se advierten en la resolución apelada. Así, al constatarse que los fundamentos técnicos y regulatorios invocados son objetivos, verificables y guardan coherencia con el contenido del acto, por lo que se impone desestimar el cargo por falta de motivación o falsa motivación.

En consecuencia, los argumentos de los recurrentes no prosperan.

<sup>5</sup> CONSEJO DE ESTADO. SALA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO SECCION CUARTA consejero ponente: MILTON CHAVES GARCÍA Bogotá D. C, veintiséis (26) de julio de dos mil diecisiete (2017) Radicación número: 11001-03-27-000-2018 00006-00 (22326).

<sup>6</sup> CONSEJO DE ESTADO. SALA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO SECCION CUARTA consejero ponente: MILTON CHAVES GARCÍA Bogotá D. C, veintiséis (26) de julio de dos mil diecisiete (2017) Radicación número: 11001-03-27-000-2018 00006-00 (22326).

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Analizados los argumentos de los apelantes, considera este despacho en segunda instancia, que la Resolución UPME No. 001075 de 2025, que modificó parcialmente la Resolución No. 000256 de 2025 modificada parcialmente por la Resolución 001057 de 2025, fue expedida en debida forma, respetando los principios de las actuaciones administrativas, y, en tal sentido, procederá a confirmar la decisión contenida en dicha resolución.

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

### RESUELVE:

**ARTÍCULO 1: CONFIRMAR** en su integridad la Resolución UPME No. 000256 del 11 de marzo de 2025, modificada parcialmente por la Resolución 001057 del 11 de marzo de 2025, por las razones ya expuestas en la parte motiva del acto administrativo.

**ARTÍCULO 2: NOTIFICAR** electrónicamente la presente resolución a los representantes legales de las sociedades promotoras objeto de esta decisión o a quién haga sus veces, a través del correo electrónico que consta en la actuación administrativa adelantada, de conformidad con lo establecido en el artículo 53A del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, conforme la información de la siguiente tabla:

PROYECTO	PROMOTOR	CORREO ELECTRONICO
FLAMINGO SOLAR 1	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A.	<a href="mailto:atobon@cobra.com.co">atobon@cobra.com.co</a> <a href="mailto:notificaciones@cobra.com.co">notificaciones@cobra.com.co</a>
FLAMINGO SOLAR 2		
FLAMINGO SOLAR 3		
FLAMINGO EÓLICO 5		
FLAMINGO EÓLICO 6		
CHIRIGUANÁ SOLAR 1		
CHIRIGUANÁ SOLAR 2		
CHIRIGUANÁ SOLAR 3		
CHIRIGUANÁ SOLAR 4		
POWER PLANT - CAÑAHUATE 110 MW (AUMENTO AUTOGENERACIÓN DRUMMOND DE 50 MW A 160 MW)	DRUMMOND POWER SAS	<a href="mailto:correo@drummondlttd.com">correo@drummondlttd.com</a> <a href="mailto:daniel.santana@drummondenergy.com">daniel.santana@drummondenergy.com</a>
DUNA SOL 1	DUNA POWER SAS	<a href="mailto:info@dunapower.com">info@dunapower.com</a>
DUNA SOL 2		
LA GRANJA	EDELMIRA SOLAR SAS	<a href="mailto:administrativo@kaidesarrollo.com">administrativo@kaidesarrollo.com</a>
PARQUE SOLAR VENUS	DON PEDRO SOLAR SAS	
SHINE		
HYPNOS		
TERRANOVA	PANTHERA ENERGY GROUP SAS	
GUANABANOS		
SOL TAIRONA	CRX RENEWABLE ENERGY SAS	
VIENTOS DEL TAIRONA	CRX SOLAR SAS	
TIFÓN		
MAGNOLIAS		
PARQUE SOLAR KAI		
EL TIGRE 1	MVM GREEN ENERGY SAS	
CABRALES 1		
CABRALES 2		
EL TIGRE 2	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT SAS	
EL TIGRE 3	CMO DEVELOPERS SAS	
SOLANUM	IBV SOLAR COLOMBIA SAS	<a href="mailto:alejandra.corredor@ibvogt.com">alejandra.corredor@ibvogt.com</a>
AES SOLAR CESAR	AES COLLOMBIA & CIA SCA ESP	<a href="mailto:aescolombia@aes.com">aescolombia@aes.com</a>
GIMELI SOLAR 19,9	GIMELI SAS	<a href="mailto:info@consultoresdyp.com">info@consultoresdyp.com</a>
LAS CABEZAS	&SOL SAS	<a href="mailto:jgranados@sol-depot.com">jgranados@sol-depot.com</a>
COPEY DEL VERANO	VERANO ENERGY COLOMBIA SAS	<a href="mailto:sharp@verano.energy">sharp@verano.energy</a>

**ARTÍCULO 3: COMUNICAR** el presente acto administrativo a: (i) la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, a través del correo electrónico [creg@creg.gov.co](mailto:creg@creg.gov.co), (ii) la sociedad XM S.A. E.S.P., a través del correo electrónico [info@xm.com.co](mailto:info@xm.com.co), (iii) la sociedad GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ – GEB a través del correo electrónico [notificacionesjudiciales@geb.com.co](mailto:notificacionesjudiciales@geb.com.co), (iv) la sociedad CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. a

**Continuación de la Resolución:** Por medio de la cual se resuelven los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución No. 000256 de 2025 identificada con radicado No. 20251020002565 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea Guajira - Cesar - Magdalena clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

través del correo electrónico notjudicialcelsiaco@celsia.com (v) ISA INTERCOLOMBIA S.A. ESP, a través del correo electrónico notificacionesjudiciales@intercolombia.com, (vi) la sociedad TRANSELCA S.A. E.S.P. a través del correo electrónico notificaciones@transelca.com.co, para los fines pertinentes.

**ARTÍCULO 4: 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 resuelve un recurso de apelación y, en consecuencia, constituye una decisión definitiva y de carácter firme dentro de la actuación administrativa.

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

**NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,**

Dada en Bogotá, D.C., a 2026-03-30

2026/03/30 11:46:55-05:00

Indira Portocarrero  
Ospina  
Directora General  
Dirección General

Elaboró: Diego Mauricio Perez Lizcano

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

Aprobó: Indira Portocarrero Ospina