

REPÚBLICA DE COLOMBIA



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME

RESOLUCIÓN No. 001089 de 2025



19-12-2025

Radicado : 20251020010895

Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

EL SUBDIRECTOR (E) DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME

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

CONSIDERANDO:

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

"a) Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;

b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;

c) Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

(...)

i) Prestar los servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos."

Que mediante Decreto 2121 de 2023, se modificó la estructura de la Unidad, y en su artículo 3 se estableció como objeto de la entidad: *"planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas".*

Que, el numeral 19 del artículo 4 ibidem, entre otras, atribuyó a la Unidad la función de emitir conceptos sobre las conexiones al Sistema Interconectado Nacional (en adelante 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

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

la viabilidad de conexiones de generadores al Sistema Interconectado Nacional (SIN), de conexiones de usuarios al Sistema de Transmisión Nacional (en adelante el STN), de obras de nivel de tensión IV para remuneración de activos y de interconexiones internacionales, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

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

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

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

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

Que los artículos 16 y 17 ibidem, 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, el director general 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 mediante la Circular CREG 047 de 2023, la Comisión de Regulación modificó algunos parámetros de la Circular CREG 058 de 2022, donde definió el contenido de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de proyectos clase 1.

Que la Circular UPME 057 de 2022, estableció el **procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1**, donde se definieron esencialmente dos etapas para la realización de la evaluación por parte de la Unidad, las cuales son: (i) la priorización por parte del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (en adelante el MACC) y (ii) la validación eléctrica.

Que dicho Procedimiento de Evaluación prevé, en la sección 6.3, que la asignación por cada área operativa se realizaría mediante un proceso secuencial en 3 etapas de

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

evaluación, donde cada etapa corresponde a un grupo de priorización o bolsa de proyectos.

Que, finalizada la etapa 1 "priorización por parte del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión – MACC", la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME radicó ante la Oficina Asesora Jurídica, para el control de legalidad de la resolución que resolvía esta etapa del procedimiento, concepto técnico mediante memorando con radicado No. 20251520056263 del 29 de agosto de 2025, con el alcance al informe No 20251520084973 del 1 de diciembre el 2025, de los resultados obtenidos en la "Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para el área Antioquia-Chocó".

Que mediante la Resolución UPME 157 del 12 de febrero de 2025, la Subdirección de Energía Eléctrica, por medio de la cual se determinó i) el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia – Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas, ii) el proyecto priorizado para la asignación de capacidad de transporte del área y, iii) emitió concepto sin capacidad aprobada para las solicitudes de asignación de capacidad de transporte de los proyectos Clase 1 del área Antioquia – Chocó que fueron consideradas no viables en esta asignación.

Que el artículo 74 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo establece que contra los actos administrativos proceden, entre otros, y según el caso, el recurso de reposición, ante quien expidió la decisión para que la aclare, modifique, adicione o revoque, de ser el caso.

I. ANTECEDENTES

En el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, la UPME recibió las siguientes solicitudes de asignación de capacidad para el área Antioquia - Chocó:

Tabla 1. Solicitudes presentadas para el área Antioquia – Chocó

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
SC_2023_5141_A2	Tairona II	LIWE SOLAR TRES SAS	50	Caucasia 110	20231520276722
SC_2023_5158_A2	Embera	JINKO POWER COLOMBIA SAS E.S.P	100	Virginia 115	20231520275992
SC_2023_5191_A1	PROYECTO DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EL BALSO	Fotovoltaico El Balso S.A.S.	180	Primavera 220	20231300250912
SC_2023_5191_A2	PROYECTO DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EL BALSO	Fotovoltaico El Balso S.A.S.	180	Primavera 500	20231300250912
SC_2023_5199_A1	PCH YEGUAS	EmproEnergy S.A.S	5,2	Abejorral 13.2	20231300261692
SC_2023_5199_A2	PCH YEGUAS	EmproEnergy S.A.S	5,2	Santa Bárbara 44kV	20231300261692
SC_2023_5215_A1	Salamandras	CRX RENEWABLE ENERGY S.A.S	80	Rio Claro 110	20231300249552
SC_2023_5215_A2	Salamandras	CRX RENEWABLE ENERGY S.A.S	80	San Lorenzo II 110	20231300249552
SC_2023_5217_A1	Abedules	MVM GREEN ENERGY S.A.S	19,9	Yarumal 110	20231300247532
SC_2023_5217_A2	Abedules	MVM GREEN ENERGY S.A.S	19,9	Yarumal II 110	20231300247532
SC_2023_5219_A1	El Portal	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S	80	Guayabal 220	20231520276052

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
SC_2023_5219_A2	El Portal	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S	80	Bello 220	20231520276052
SC_2023_5225_A1	Albatroz	GREEN FALCON S.A.S	99	Barroso 110	20231300249572
SC_2023_5225_A2	Albatroz	GREEN FALCON S.A.S	99	Bolombolo 110	20231300249572
SC_2023_5237_A1	PGF Chamí	CASTILLA S.A.S	9,9	La Atoyosa 44	20231520276122
SC_2023_5237_A2	PGF Chamí	CASTILLA S.A.S	9,9	Arboletes 44	20231520276122
SC_2023_5256_A1	Nasa	JINKO POWER COLOMBIA SAS E.S.P	100	Purnio 220	20231300258012
SC_2023_5260_A1	Guayaberos	JINKO POWER COLOMBIA SAS E.S.P	150	Carrieles 220	20231520276032
SC_2023_5260_A2	Guayaberos	JINKO POWER COLOMBIA SAS E.S.P	150	Carrieles 110	20231520276032
SC_2023_5270_A1	Central Hidronare	Grupo Nare SAS ESP	19,9	Playas 44	20231300278142
SC_2023_5270_A2	Central Hidronare	Grupo Nare SAS ESP	19,9	Playas 110	20231300278142
SC_2023_5274_A1	Cimitarra Solar 4	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	155	Primavera 220	20231300277902
SC_2023_5274_A2	Cimitarra Solar 4	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	155	Primavera 500	20231300277902
SC_2023_5275_A1	Cimitarra Solar 5	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	155	Primavera 220	20231300277922
SC_2023_5275_A2	Cimitarra Solar 5	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	155	Primavera 500	20231300277922
SC_2023_5276_A1	Cimitarra Solar 6	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	205	Primavera 500	20231300277932
SC_2023_5276_A2	Cimitarra Solar 6	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	205	Purnio 220	20231300277932
SC_2023_5277_A1	Cimitarra Solar 7	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	315	Primavera 500	20231300277942
SC_2023_5277_A2	Cimitarra Solar 7	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	315	Purnio 220	20231300277942
SC_2023_5278_A1	Cimitarra Solar 8	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	205	Primavera 500	20231300277952
SC_2023_5278_A2	Cimitarra Solar 8	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	205	Purnio 220	20231300277952
SC_2023_5279_A1	Cimitarra Solar 9	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	315	Primavera 500	20231300278032
SC_2023_5279_A2	Cimitarra Solar 9	COBRA INSTALACIONES	315	Purnio 220	20231300278032

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
		Y SERVICIOS SUCURSAL S A			
SC_2023_5281_A1	PCH Coco Hondo	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	19,9	Guadalupe 220	20231300246622
SC_2023_5281_A2	PCH Coco Hondo	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	19,9	Guadalupe 44	20231300246622
SC_2023_5337_A1	Amanecer	VOLTALIA COLOMBIA SAS	150	Purnio 220	20231300278242
SC_2023_5338_A1	PCH Marteja	AGUAS DEL SUR OESTE SAS ESP	2,5	Bolivar 13.2	20231300278152
SC_2023_5377_A1	ESTUDIO DE CONEXIÓN DE LA CH CUERQUIA DE 68 MW	CUERQUIA SPV S.A.S. E.S.P.	68	Guárcama 110	20231300278372
SC_2023_5377_A2	ESTUDIO DE CONEXIÓN DE LA CH CUERQUIA DE 68 MW	CUERQUIA SPV S.A.S. E.S.P.	68	Yarumal II 110	20231300278372
SC_2023_5378_A1	Proyecto Solar Pi - Erco Caucasia	Proyecto Solar Pi - Erco Caucasia S.A.S.	9,9	Caucasia 44 I	20231300276792
SC_2023_5393_A1	Auriga Solar	PARQUE SOLAR AURIGA SAS ESP	47	Apartado 110	20231300278202
SC_2023_5393_A2	Auriga Solar	PARQUE SOLAR AURIGA SAS ESP	47	Nva Colonia 110	20231300278202
SC_2023_5417_A1	La Cassia	OPDENERGY COLOMBIA SAS	9,9	Caucasia 44 I	20231300235752
SC_2023_5423_A1	Cimitarra Solar 10	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	105	Primavera 500	20231300277962
SC_2023_5423_A2	Cimitarra Solar 10	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	105	Primavera 500 (Conexión compartida - Proyecto Cimitarra de 200 MW)	20231300277962
SC_2023_5425_A1	Cimitarra Solar 11	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	105	Primavera 500	20231300277982
SC_2023_5425_A2	Cimitarra Solar 11	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	105	Primavera 500 (Conexión compartida - Proyecto Cimitarra de 200 MW)	20231300277982
SC_2023_5427_A1	Cimitarra Solar 13	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	155	Primavera 500	20231300278002
SC_2023_5427_A2	Cimitarra Solar 13	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	155	Primavera 500 (Conexión compartida - Proyecto Cimitarra de 200 MW)	20231300278002
SC_2023_5428_A1	Cimitarra Solar 14	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	205	Primavera 500	20231300278012
SC_2023_5428_A2	Cimitarra Solar 14	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	205	Primavera 500 (Conexión compartida -	20231300278012

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
				Proyecto Cimitarra de 200 MW)	
SC_2023_5429_A1	Cimitarra Solar 15	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	315	Primavera 500	20231300278022
SC_2023_5429_A2	Cimitarra Solar 15	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	315	Primavera 500 (Conexión compartida - Proyecto Cimitarra de 200 MW)	20231300278022
SC_2023_5430_A1	Proyecto Biogás La Pradera 9,9 MW	BCCY COLOMBIA HOLDING SAS	9,9	Barbosa 1 44	20231300262772
SC_2023_5430_A2	Proyecto Biogás La Pradera 9,9 MW	BCCY COLOMBIA HOLDING SAS	9,9	Porcecito 44	20231300262772
SC_2023_5474_A1	Cañaverales	CRX RENEWABLE ENERGY S.A.S	99,9	Apartado 110	20231300247932
SC_2023_5474_A2	Cañaverales	CRX RENEWABLE ENERGY S.A.S	99,9	Nva Colonia 110	20231300247932
SC_2023_5475_A1	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	Pi Épsilon Proyectos de Ingeniería Especializada S	99,9	El Salto 220	20231300240092
SC_2023_5475_A2	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	Pi Épsilon Proyectos de Ingeniería Especializada S	99,9	Guadalupe 220	20231300240092
SC_2023_5475_A3	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	Pi Épsilon Proyectos de Ingeniería Especializada S	99,9	Porce 220	20231300240092
SC_2023_5487_A1	SICILIA 60 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	60	Caucasia 110	20231520276322
SC_2023_5505_A1	La Rivera	GREEN PANTHER S.A.S	130	Quibdo 115	20231300277092
SC_2023_5505_A2	La Rivera	GREEN PANTHER S.A.S	130	Certegui 115	20231300277092
SC_2023_5510_A1	Planta Solar Orión	DS COLOMBIA 6 SAS	40	Pto Boyaca 110	20231300243412
SC_2023_5510_A2	Planta Solar Orión	DS COLOMBIA 6 SAS	40	El Tecal 110 kV	20231300243412
SC_2023_5511_A1	PROYECTO FOTOVOLTAICO LOS GUAYACANES DE 200 MW	SOCIEDAD DE GESTIÓN GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.	200	La Sierra 220	20231300241602
SC_2023_5511_A2	PROYECTO FOTOVOLTAICO LOS GUAYACANES DE 200 MW	SOCIEDAD DE GESTIÓN GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.	200	Primavera 220	20231300241602
SC_2023_5557_A2	PROYECTO FOTOVOLTAICO FRESNOS DE 180 MW	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S	180	Purnio 220	20231300278622
SC_2023_5567_A1	Langosta	DON PEDRO SOLAR SAS	120	Caucasia 110	20231520276062
SC_2023_5576_A1	Faraones	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S	140	Purnio 220	20231300247962
SC_2023_5603_A1	El Tapir Solar	CHURUCO SOLAR S.A.S. E.S.P.	99,9	Caucasia 110	20231520275912
SC_2023_5628_A2	NDS Cimitarra 70 MW	RENEWABLES ENERGY	70	Primavera 220	20231300279062

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
		COLOMBIA S.A.S.			
SC_2023_5630_A2	NDS La Cristalina II	RENEWABLES ENERGY COLOMBIA S.A.S.	140	Caucasia 110	20231300278842
SC_2023_5654_A1	Cimitarra Solar 2	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	105	Primavera 220	20231300277762
SC_2023_5654_A2	Cimitarra Solar 2	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	105	Primavera 500	20231300277762
SC_2023_5655_A1	Cimitarra Solar 3	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	105	Primavera 220	20231300277892
SC_2023_5655_A2	Cimitarra Solar 3	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S A	105	Primavera 500	20231300277892
SC_20245814_A2	Tairona I	LIWE SOLAR TRES SAS	50	Caucasia 110	20241520053372
SC_2024_5749_A1	El Umbral	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	170	Carrieles 220	20241300023122
SC_2024_5749_A2	El Umbral	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	170	Carrieles 110	20241300023122
SC_2024_5942_A1	PGF Katío I	DAVILA JM S.A.S	9,9	Chigorodo 44	20241520133562
SC_2024_5942_A2	PGF Katío I	DAVILA JM S.A.S	9,9	Carepa 44	20241520133562
SC_2024_5968_A1	PCH La Bonita	I Consult S.A.S.	6,97	El Salto 44	20241520161592
SC_2024_5968_A2	PCH La Bonita	I Consult S.A.S.	6,97	Porcecito 44	20241520161592
SC_2024_5983_A1	Parque Solar Kin	Positive Energy SAS	9,9	Guarumo 44	20241520183582
SC_2024_5983_A2	Parque Solar Kin	Positive Energy SAS	9,9	Caucasia 13.2 I	20241520183582
SC_2024_5984_A1	Parque Solar Helios	Positive Energy SAS	9,9	Turbo 44	20241520183562
SC_2024_5984_A2	Parque Solar Helios	Positive Energy SAS	9,9	Turbo 13.2	20241520183562
SC_2024_5985_A1	PGF Los Cangrejos	DJR XII S.A.S	9,9	Turbo 44	20241520183372
SC_2024_5985_A2	PGF Los Cangrejos	DJR XII S.A.S	9,9	Uraba 44	20241520183372
SC_2024_5998_A1	PCH Aures Alto	Hidroelectricas del Rio Aures S.A E.S.P	9,9	Sonson 110	20241520162992
SC_2024_5998_A2	PCH Aures Alto	Hidroelectricas del Rio Aures S.A E.S.P	9,9	Sonso 44	20241520162992
SC_2024_6002_A1	PARQUE SOLAR PRIMAVERA	GRUPO SOLARI SE SAS	150	Primavera 220	20221300152222
SC_2024_6002_A2	PARQUE SOLAR PRIMAVERA	GRUPO SOLARI SE SAS	150	Malena 220	20221300152222
SC_2385_A1	Abejorro	GENERADORA DE ENERGIA ABEJORRO S.A.S E.S.P	4	Abejorral 44	20231540056762
SC_2385_A2	Abejorro	GENERADORA DE ENERGIA ABEJORRO S.A.S E.S.P	4	Sonso 44	20231540056762
SC_2385_A3	Abejorro	GENERADORA DE ENERGIA ABEJORRO S.A.S E.S.P	4	Santa Isabel 44	20231540056762
SC_2604_A1	MALENA I	Xantia-Xamuels SAS ESP	9,9	Malena 44	20231540100052

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
SC_2604_A2	MALENA I	Xantia-Xamuels SAS ESP	9,9	Malena 13.2	20231540100052
SC_2628_A1	Proyecto Hidroeléctrico Palagua	ISAGEN S.A. ESP	98	Cocorna 110	20231540097742
SC_2628_A2	Proyecto Hidroeléctrico Palagua	ISAGEN S.A. ESP	98	San Carlos 220	20231540097742
SC_2646_A1	MALENA II	Xantia-Xamuels SAS ESP	9,9	Malena 44	20231540100062
SC_2646_A2	MALENA II	Xantia-Xamuels SAS ESP	9,9	Malena 13.2	20231540100062
SC_2668_A1	LEDAÑA 8	SOLANO RENOVABLES WAIRA SAS	200	Primavera 500	20231540107612
SC_2668_A2	LEDAÑA 8	SOLANO RENOVABLES WAIRA SAS	200	Primavera 220	20231540107612
SC_2684_A1	Marte	Termotasajero S.A. E.S.P.	19,9	Cocorna 110	20231540129672
SC_2684_A2	Marte	Termotasajero S.A. E.S.P.	19,9	ECocorná 44	20231540129672
SC_2714_A1	Batará I	GREENERGY GESTION E INFRAESTRUCTUR A SAS	9,9	Malena 44	20231540098452
SC_2714_A2	Batará I	GREENERGY GESTION E INFRAESTRUCTUR A SAS	9,9	Malena 13.2	20231540098452
SC_2716_A1	Batará II	GREENERGY GESTION E INFRAESTRUCTUR A SAS	9,9	Malena 44	20231540098492
SC_2716_A2	Batará II	GREENERGY GESTION E INFRAESTRUCTUR A SAS	9,9	Malena 13.2	20231540098492
SC_2747_A1	PCH Argelia	Empresa de Generación y Promoción de Energía de An	13,6	Sonson 110	20231540099522
SC_2764_A1	PCH Paloma III	Empresa de Generación y Promoción de Energía de An	13,45	Sonson 110	20231540099612
SC_2767_A1	PCH Paloma IV	Empresa de Generación y Promoción de Energía de An	12,7	Sonson 110	20231540099722
SC_2772_A1	MALENA III	Xantia-Xamuels SAS ESP	99	Malena 44	20231540100072
SC_2772_A2	MALENA III	Xantia-Xamuels SAS ESP	99	Malena 13.2	20231540100072
SC_2816_A2	Violeta 99,9 MW	Green Energy DS&E S.A.S	99,9	Purnio 220	20231540115432
SC_2827_A1	PCH El Limón I	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.	19,9	Hispania 110	20231540114782
SC_2827_A2	PCH El Limón I	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.	19,9	Carrieles 110	20231540114782
SC_2827_A3	PCH El Limón I	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.	19,9	Requiere expansión	20231540114782
SC_2835_A1	PCH El Limón II	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.	19,9	Carrieles 110	20231540114822
SC_2835_A2	PCH El Limón II	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.	19,9	Requiere expansión	20231540114822
SC_2835_A3	PCH El Limón II	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.	19,9	Hispania 110	20231540114822
SC_2877_A1	Parque Solar Carrieles	Akuo Energy Colombia SAS	50	Carrieles 110	20231540124452

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
SC_2877_A2	Parque Solar Carrieles	Akuo Energy Colombia SAS	50	Bolombolo 110	20231540124452
SC_2884_A1	PARQUE SOLAR LARES	DON PEDRO SOLAR SAS	9,9	Malena 44	20231540090382
SC_2884_A2	PARQUE SOLAR LARES	DON PEDRO SOLAR SAS	9,9	Malena 13.2	20231540090382
SC_2895_A1	PCH Ovejas	pequeña central hidroelectrica ovejas sas esp	9,9	Barbosa 1 44	20231540095322
SC_2895_A2	PCH Ovejas	pequeña central hidroelectrica ovejas sas esp	9,9	Girardota 44	20231540095322
SC_2898_A1	PCH Akua 3	Generadora Buenos Aires SAS	4,99	Salgar 44 kV	20231540095962
SC_2898_A2	PCH Akua 3	Generadora Buenos Aires SAS	4,99	Bolonbolo 44	20231540095962
SC_2905_A1	LEDAÑA SOLAR 7	SOLANO RENOVABLES WAIRA SAS	150	Purnio 220	20231540137322
SC_2919_A1	PCH Salto 3	Generadora San Lorenzo S.A.S	5	Playas 44	20231540095992
SC_2919_A2	PCH Salto 3	Generadora San Lorenzo S.A.S	5	Juanes 44	20231540095992
SC_2923_A1	Pch Calichal	Gisaico s.a.	7,17	Dabeiba (Lagunas) 44	20231540137632
SC_2923_A2	Pch Calichal	Gisaico s.a.	7,17	Lagunas 44	20231540137632
SC_2988_A1	CH La Esperanza	IC ASESORIAS Y PROYECTOS SAS ESP	72	Hispania 110	20231540105922
SC_2988_A2	CH La Esperanza	IC ASESORIAS Y PROYECTOS SAS ESP	72	Bolombolo 110	20231540105922
SC_3016_A1	PCH Cocorná III	TABORDA VELEZ & CIA S.A.S	19,6	San Lorenzo 44	20231540130982
SC_3016_A2	PCH Cocorná III	TABORDA VELEZ & CIA S.A.S	19,6	El Carmen Viboral 1 44	20231540130982
SC_3054_A1	Amazona	Green Energy DS&E S.A.S	80	Virginia 115	20231540131432
SC_3151_A1	Brillanza	DOÑA ROSA SOLAR SAS	300	Primavera 500	20231300165692
SC_3151_A2	Brillanza	DOÑA ROSA SOLAR SAS	300	Primavera 220	20231300165692
SC_3158_A1	PCH Cocorná I	TABORDA VELEZ & CIA S.A.S	7,72	San Lorenzo 44	20231540145322
SC_3158_A2	PCH Cocorná I	TABORDA VELEZ & CIA S.A.S	7,72	RCocorná 44	20231540145322
SC_3179_A1	Puertos de Santander Solar	ANDES SOLAR III S.A.S	200	Primavera 220	20231540152812
SC_3179_A2	Puertos de Santander Solar	ANDES SOLAR III S.A.S	200	Primavera 500	20231540152812
SC_3181_A1	Santa Isabel	CONVENIANT S.A.S	3	Hispania 13.2	20231540162192
SC_3181_A2	Santa Isabel	CONVENIANT S.A.S	3	Cto 510-13 (Nodo 2)	20231540162192
SC_3189_A1	Proyecto Hidroeléctrico Camilo C. Restrepo	Proyecto Hidroeléctrico Camilo C. Restrepo S.A.S.	19,9	Porcecito 110	20231540145302
SC_3189_A2	Proyecto Hidroeléctrico Camilo C. Restrepo	Proyecto Hidroeléctrico Camilo C. Restrepo S.A.S.	19,9	El Salto (EPM) 110	20231540145302
SC_3202_A1	Proyecto Hidroeléctrico Calamar	Proyecto Hidroeléctrico Calamar	4,6	Minas Vapor 44	20231540145442
SC_3222_A1	PCH Río Sucio I	EMPOVIL S.A.S.	5,44	Chorodo 44	20231540153772
SC_3228_A1	PCH Río Sucio II	EMPOVIL S.A.S.	6,58	Chorodo 44	20231540154522
SC_3307_A1	Parque de Generación	Parque Solar Colombia XVI	9,9	La Atoyosa 44	20231540163632

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
	Fotovoltaico CHAMÍ I	S.A.S - E.S.P.			
SC_3307_A2	Parque de Generación Fotovoltaico CHAMÍ I	Parque Solar Colombia XVI S.A.S - E.S.P.	9,9	Arboletes 44	20231540163632
SC_3310_A1	El Alba	EDELMIRA SOLAR SAS	99,9	La Sierra 220	20231540164022
SC_3310_A2	El Alba	EDELMIRA SOLAR SAS	99,9	Primavera 220	20231540164022
SC_3315_A1	Arceus	DON JESUS SOLAR SAS	180	Primavera 220	20231300165352
SC_3323_A1	Kyogre	DON JESUS SOLAR SAS	200	La Sierra 220	20231300165732
SC_3323_A2	Kyogre	DON JESUS SOLAR SAS	200	Primavera 220	20231300165732
SC_3331_A2	La Reina	CMO DEVELOPERS S.A.S	200	San Lorenzo 220	20231300168812
SC_3333_A1	Tángara	Parque Solar colombia XV S.A.S - ESP	140	Bolombolo 110	20231300167512
SC_3333_A2	Tángara	Parque Solar colombia XV S.A.S - ESP	140	Hispania 110	20231300167512
SC_3335_A1	Turpiales	Parque Solar Colombia XVI S.A.S - E.S.P.	130	Carrieles 110	20231300169882
SC_3335_A2	Turpiales	Parque Solar Colombia XVI S.A.S - E.S.P.	130	Carrieles 220	20231300169882
SC_3335_A3	Turpiales	Parque Solar Colombia XVI S.A.S - E.S.P.	130	Amaga 110	20231300169882
SC_3351_A1	Verderón	Parque Solar Colombia XVII S.A.S - ESP	85	Caucasia 44 II	20231300170232
SC_3351_A2	Verderón	Parque Solar Colombia XVII S.A.S - ESP	85	Caucasia 110	20231300170232
SC_3364_A1	El Camino	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	75	Cabañas 110	20231300171432
SC_3364_A2	El Camino	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	75	Colombia 110	20231300171432
SC_3369_A1	Marmatos	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S	99	Pto Boyaca 110	20231300173032
SC_3369_A2	Marmatos	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S	99	Cocorna 110	20231300173032
SC_3393_A1	Puerto del Sol	Parque Solar Colombia XIX S.A.S - ESP	80	La Sierra 110	20231300175282
SC_3393_A2	Puerto del Sol	Parque Solar Colombia XIX S.A.S - ESP	80	Malena 220	20231300175282
SC_3433_A1	Helios Purnio 100MW	ELECTRYON POWER COLOMBIA SAS	100	Purnio 220	20231300176352
SC_3549_A1	PCH LA HUNDIDA	Eliberto de Jesus Ramirez Ramirez	8	RCocorná 44	20231300181572
SC_3549_A2	PCH LA HUNDIDA	Eliberto de Jesus Ramirez Ramirez	8	Santuario 2 44	20231300181572
SC_3630_A1	PSF Caucasia	DSE CAUCASIA SAS	90	Caucasia 110	20231300183182
SC_3651_A1	PSF Puerto Boyacá II	DSE IBIRICO S.A.S	25	Abejorral 13.2	20231300185232
SC_3651_A2	PSF Puerto	DSE IBIRICO	25	Pto Boyaca	20231300185232

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
	Boyacá II	S.A.S		110	
SC_3666_A1	Búcaro	Parque Solar colombia XIII S.A.S - E.S.P.	90	Pto Nare 110	20231300190082
SC_3666_A2	Búcaro	Parque Solar colombia XIII S.A.S - E.S.P.	90	Cocorna 110	20231300190082
SC_3882_A2	Saiga	DON JESUS SOLAR SAS	180	Purnio 220	20231300186512
SC_3923_A1	CSF Caucasia I	Generadora Cantayús S.A.S E.S.P	9,9	Caucasia 44 I	20231300190262
SC_3923_A2	CSF Caucasia I	Generadora Cantayús S.A.S E.S.P	9,9	Caucasia 13.2 I	20231300190262
SC_4052_A1	CH Campamento	SP INGENIEROS S.A.S.	99,9	Porce III 500	20231300188952
SC_4052_A2	CH Campamento	SP INGENIEROS S.A.S.	99,9	Requiere expansión	20231300188952
SC_4052_A3	CH Campamento	SP INGENIEROS S.A.S.	99,9	Requiere expansión	20231300188952
SC_4079_A1	Caucasia II	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	9,9	Caucasia 44 I	20231300189162
SC_4079_A2	Caucasia II	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	9,9	Caucasia 13.2 I	20231300189162
SC_4161_A1	Carare II	ABO WIND RENOVABLES PROYECTO CUARENTA Y CUATRO S.A	40	Malena 44	20231300189842
SC_4161_A2	Carare II	ABO WIND RENOVABLES PROYECTO CUARENTA Y CUATRO S.A	40	Requiere expansión	20231300189842
SC_4209_A1	LA DORADA	KONNEX GROUP SAS	54	Carrieles 110	20231300194052
SC_4209_A2	LA DORADA	KONNEX GROUP SAS	54	Hispania 110	20231300194052
SC_4439_A1	CENTRAL HIDROELÉCTRICA ESCUELA DE MINAS	HIDROELÉCTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	5	Rionegro 110	20231300194542
SC_4721_A1	Proyecto Solar Cola Canela	Colibri Energy SAS	150	Primavera 220	20231300233652
SC_4728_A1	Guanes	JINKO POWER COLOMBIA SAS E.S.P	150	Primavera 220	20231300233072
SC_4728_A2	Guanes	JINKO POWER COLOMBIA SAS E.S.P	150	San Carlos 220	20231300233072
SC_4744_A1	Proyecto Hidroeléctrico La Floresta	Proyecto Hidroeléctrico La Floresta S.A.S.	7,1	Minas Vapor 44	20231300240102
SC_4775_A1	PCH Akua 1	Generadora Buenos Aires SAS	9,9	Hispania 44 kV	20231300236362
SC_4775_A2	PCH Akua 1	Generadora Buenos Aires SAS	9,9	Bolivar 44 kV	20231300236362
SC_4781_A1	Magdalena	OPDENERGY COLOMBIA SAS	150	Primavera 220	20231300214262
SC_4781_A2	Magdalena	OPDENERGY COLOMBIA SAS	150	Malena 220	20231300214262
SC_4782_A1	Monumental	OPDENERGY COLOMBIA SAS	200	La Sierra 220	20231300214252
SC_4782_A2	Monumental	OPDENERGY COLOMBIA SAS	200	Primavera 500	20231300214252
SC_4783_A1	El Sol	OPDENERGY COLOMBIA SAS	60	La Sierra 110	20231300214242
SC_4783_A2	El Sol	OPDENERGY COLOMBIA SAS	60	Cocorna 110	20231300214242

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
SC_4784_A1	Santa María	OPDENERGY COLOMBIA SAS	200	La Sierra 220	20231300214322
SC_4784_A2	Santa María	OPDENERGY COLOMBIA SAS	200	Primavera 500	20231300214322
SC_4785_A2	El Guacarí	OPDENERGY COLOMBIA SAS	100	Caucasia 110	20231300214192
SC_4787_A1	CSF Arenales	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	5	Bolivar 13.2	20231300211652
SC_4787_A2	CSF Arenales	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	5	Bolivar 44 kV	20231300211652
SC_4791_A1	El Buey	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	97	Oriente 110 (Conexión embebida a la subestación Río Piedras 110 kV)	20231300217722
SC_4791_A2	El Buey	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	97	Hispania 110	20231300217722
SC_4811_A1	PCH Pantágoras	ANGULO A S.A.S.	18,4	RCocorná 44	20231300242102
SC_4811_A2	PCH Pantágoras	ANGULO A S.A.S.	18,4	San Lorenzo 44	20231300242102
SC_4814_A1	PSFV Arboletes	Renewable Energy Colombia SAS	9,99	Arboletes 13.2	20231300216442
SC_4814_A2	PSFV Arboletes	Renewable Energy Colombia SAS	9,99	Arboletes 44	20231300216442
SC_4818_A1	El Destino	AMBER SOLAR POWER COLOMBIA SIETE SAS	105	Purnio 220	20231300212722
SC_4841_A1	CALLIANDRA 480 MW	IBV Solar Colombia	480	Primavera 500	20231300241622
SC_4841_A2	CALLIANDRA 480 MW	IBV Solar Colombia	480	San Carlos 500	20231300241622
SC_4928_A1	TILESIA 100 MW	IBV Solar Colombia	100	Pto Nare 110	20231300243162
SC_4928_A2	TILESIA 100 MW	IBV Solar Colombia	100	Cocorna 110	20231300243162
SC_4930_A1	PCH La Miranda	Ingenieria basica s.a.s.	12,4	Juanes 44	20231300215702
SC_4930_A2	PCH La Miranda	Ingenieria basica s.a.s.	12,4	San Carlos 44	20231300215702
SC_4937_A1	CORYANTHES 100 MW	IBV Solar Colombia	100	Bolombolo 110	20231300245512
SC_4937_A2	CORYANTHES 100 MW	IBV Solar Colombia	100	Hispania 110	20231300245512
SC_4960_A1	Cámbulo	Parque Solar Colombia VI S.A.S - ESP	100	Purnio 220	20231300235232
SC_4989_A1	PCH La Miel	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	19,9	Oriente 110	20231300218402
SC_4989_A2	PCH La Miel	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	19,9	La Ceja 44	20231300218402
SC_4989_A3	PCH La Miel	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	19,9	La Ceja 110	20231300218402
SC_5031_A1	Guineo	Parque Solar colombia XV S.A.S - ESP	5	Nva Colonia 13.2	20231300243142
SC_5031_A2	Guineo	Parque Solar colombia XV S.A.S - ESP	5	Nva Colonia 110	20231300243142
SC_5036_A1	Parque Solar Cocorna	Valcolombia Renovables SAS	99,9	Cocorna 110	20231300240272
SC_5036_A2	Parque Solar Cocorna	Valcolombia Renovables SAS	99,9	Pto Nare 110	20231300240272
SC_5037_A1	Parque Solar Puerto Nare	Valcolombia Renovables SAS	99,9	Pto Nare 110	20231300244932

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de Conexión	Radicado
SC_5037_A2	Parque Solar Puerto Nare	Valcolombia Renovables SAS	99,9	Cocorna 110	20231300244932
SC_5087_A1	Parque Solar Dorada	Valcolombia Renovables SAS	99,9	Purnio 220	20231300240312
SC_5091_A1	El Reflejo	MVM GREEN ENERGY S.A.S	75	Itagui 110	20231300247492
SC_5091_A2	El Reflejo	MVM GREEN ENERGY S.A.S	75	P Blancas 110	20231300247492
SC_2874_A1	El Cafetal	ENERFIN SERVICIOS SAS	99	Carrieles 110	20231540124442
SC_2874_A2	El Cafetal	ENERFIN SERVICIOS SAS	99	Carrieles 220	20231540124442
SC_3375_A1	Manzanales	GREEN FALCON S.A.S	80	Barbosa 220	20231300173942
SC_3375_A2	Manzanales	GREEN FALCON S.A.S	80	El Salto 220	20231300173942

Mediante la Circular No. 077 de 2024 con Radicado UPME No. 20241020000774 del 08 de octubre de 2024), la Unidad publicó, para conocimiento de todos los interesados, la capacidad de transporte disponible dentro del proceso de asignación 2023-2024, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 6.2. del Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1 adoptado a través de la Circular UPME 057 de 2022.

Mediante la Circular No. 083 de 15 de noviembre de 2024 con radicado UPME No. 20241500000834, se dio respuesta a los comentarios de los transportadores y ajustes a los documentos "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) – 2024" y "Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones" para cada área - 2024.

Mediante el informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó - 2024, la Unidad presentó a los interesados los resultados obtenidos en la primera fase de análisis para la asignación de capacidad de transporte. Así mismo, se expuso el diagnóstico de cada una de las alternativas evaluadas, el cual puede consultarse en el enlace: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/antioquia/>

A través del radicado UPME No. 20251020001575 de 12 de febrero de 2025, esta unidad expidió la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia - Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones", mediante la cual también se identificaron los proyectos priorizados y no priorizados para la mencionada área operativa.

En ejercicio de su derecho previsto en los artículos 74 y siguientes del Código Administrativo y de lo Contencioso Administrativo – CPACA, los promotores de los proyectos relacionados en la Tabla 1 interpusieron los correspondientes recursos contra la Resolución UPME 157 de 2025:

Tabla 2. Promotores que interpusieron recurso para el área Antioquia – Chocó y sus respectivos proyectos

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	TIPO DE RECURSO(S)
20251110042462	ABEJORRO	4	GENERADORA DE ENERGÍA ABEJORRO S.A.S E.S.P	Reposición
20251110042492	PCH MARTEJA	2,5	AGUAS DEL SUROESTE S.A.S E.S.P	Reposición
20251110042952	PCH OVEJAS	9,9	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OVEJAS S.A.S E.S.P.	Reposición
20251110042502	Amanecer	150	VOLTALIA COLOMBIA	Reposición

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	TIPO DE RECURSO(S)
			S.A.S.	
20251110043532	CH LA ESPERANZA	72	IC ASESORÍAS Y PROYECTOS S.A.S. E.S.P.	Reposición en subsidio apelación
20251110043562	CENTRAL HIDRONARE	19,9	GRUPO NARE SAS ESP	Reposición en subsidio apelación
20251110043742	PCH Pantágoras	18,4	ANGULO A S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251110043752	PCH RIO SUCIO II	6,58	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251110043762	PCH RIO SUCIO I	5,44	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S.	Reposición en subsidio apelación
20251110044462 20251110045082	PCH El Limón I	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	Reposición en subsidio apelación
20251110044482 20251110045022	PCH El Limón II	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	Reposición en subsidio apelación
20251110046152	PCH La Bonita	6,97	I-CONSULT S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251110044622	Cimitarra Solar 2	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044642	Cimitarra Solar 3	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044732	Cimitarra Solar 15	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044742	Cimitarra Solar 14	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044762	Cimitarra Solar 13	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044772	Cimitarra Solar 11	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044812	Cimitarra Solar 10	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044822	Cimitarra Solar 9	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044842	Cimitarra Solar 8	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044862	Cimitarra Solar 7	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044872	Cimitarra Solar 6	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044912 20251110054192	Cimitarra Solar 5	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Reposición en subsidio apelación
20251110044922	Cimitarra Solar 4	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL	Reposición en subsidio apelación

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	TIPO DE RECURSO(S)
			S.A	
20251110045572	PCH Paloma IV	12,7	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	Reposición
20251110045622	PCH Paloma III	13,45	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	Reposición
20251110045422 20251110045402	PCH Argelia	13,6	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	Reposición
20251110045692	Guayaberos	150	JINKO POWER COLOMBIA SAS	Reposición en subsidio apelación
20251500036482	PCH COCO HONDO	19,9	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. –EPM	Reposición en subsidio apelación
20251500038352	EL BUEY	97	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. –EPM	Reposición en subsidio apelación
20251500039742	SANTA ISABEL	3	CONVENIANT S.A.S	Reposición
20251500042632	SALAMANDRAS	80	Crx renewavble energy sas	Reposición en subsidio apelación
20251500042642	MANZANALES	80	Green falcon sas	Reposición en subsidio apelación
20251500042662	LA RIVERA	130	GREEN PANTHER S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251500042672	EL REFLEJO	75	MVM GREEN ENERGY S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251500042682	EL PORTAL	80	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251500042692	EL UMBRAL	170	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251500042732	EL CAMINO	75	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251500042752	EL ALBA	99,9	EDELMIRA SOLAR SAS	Reposición en subsidio apelación
20251500042762	CAÑAVERALES	99,9	Crx renewavble energy sas	Reposición en subsidio apelación
20251500042782	ARCEUS	180	DON JESUS SOLAR SAS (Yenny Romero Moreno)	Reposición en subsidio apelación
20251500042812	ALBATROZ	99	Green falcon sas	Reposición en subsidio apelación
20251500042842	ABEDULES	19,9	MVM GREEN ENERGY S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251500042902	BRILLANZA	300	DOÑA ROSA SOLAR S.A.S.	Reposición en subsidio apelación
20251500042922	KYOGRE	200	DON JESUS SOLAR SAS	Reposición en subsidio apelación
20251500042942	LA REINA	200	CMO DEVELOPERS S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251500042972	MARMATOS	99	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S	Reposición en subsidio apelación
20251500042832	CSF CAUCASIA I	9,9	Empresa de Servicios Públicos Cantayus S.A.S. E.S.P.	Reposición en subsidio apelación
20251500042872	CSF ARENALES	5	Ingenierías Aliadas S.A.S	Reposición en subsidio apelación
	CSF CAUCASIA II	9,9		
	PCH LA MIEL	19, 9		
20251500042932	AMAZONA	80	GREEN ENERGY DS&E SAS	Reposición
20251500043092	FRESNOS	180	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S.	Reposición en subsidio apelación
20251500043142	EL BALSO	180	FOTOVOLTAICO EL BALSO S.A.S.	Reposición en subsidio apelación
20251500043182	LOS GUAYACANES	200	SOCIEDAD DE GESTION GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.	Reposición en subsidio apelación
20251500043242	PARQUE	9,9	DON PEDRO SOLAR S.A.S.	Reposición en

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	TIPO DE RECURSO(S)
	SOLAR LARES			subsidio apelación
20251500043212	LEDAÑA 8	200	SOLANO RENOVABLES WAIRA S.A.S.	Reposición
20251500043472	PCH YEGUAS	5,2	EMPRO ENERGY S.A.S.	Reposición
20251500044362	AURES ALTO	9,9	HIDROELÉCTRICA DEL RÍO AURES S.A. E.S.P	Reposición
20251110044852	GUINEO	5	PARQUE SOLAR COLOMBIA XV S.A.S.	Reposición en subsidio apelación
20251110056982	PCH Akua 3	4,99	GENERADORA BUENOS AIRES SAS	Reposición
20251110083392	PCH La Miranda	12,4	INGENIERIA BASICA S.A.S.	Reposición
20251110086572	TILESIA	100	IBV Solar Colombia	Reposición en subsidio apelación

Considerando los argumentos propuestos por los recurrentes, la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME radicó ante la Oficina Asesora Jurídica concepto técnico mediante memorando 20251520084973 del 1 de diciembre el 2025, con su correspondiente anexo, a través de los cuales se reemitió el alcance a los resultados de la priorización dentro del procedimiento de asignación de capacidad de transporte para el área de Antioquia – Chocó.

Es importante mencionar que los resultados fueron ajustados como consecuencia de los análisis y verificaciones realizados respecto de los argumentos en los recursos de reposición interpuestos en contra de la Resolución UPME 157 de 2025. Así mismo, como sustento del presente acto administrativo la Subdirección de Energía Eléctrica, en el mencionado alcance, incluyó la verificación y validación de la información inicialmente aportada por los promotores en sus solicitudes de conexión, atendiendo a la rigurosidad técnica del proceso de asignación de capacidad.

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

Tabla 3. Ajustes realizados sobre los valores de los parámetros del MACC

Item	Ajuste	Modificación	Justificante
1	Aporte de cortocircuito y pérdidas reportadas por las alternativas	Se corrigen valores	Algunos promotores manifestaron inconformidad respecto a la cantidad de alternativas de proyectos con reportes de aportes de cortocircuito iguales a cero (0), por lo que se llevó a cabo una revisión de los insumos requeridos por el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para el área Antioquia-Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que no se incluyeran en su oportunidad las segundas alternativas de las solicitudes SC_2919 y SC_2023_5510, así

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

			como también que a algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0).
2	Verificación a los aportes de cortocircuito	Verificación de los valores de los aportes de cortocircuito de los proyectos con números de caso: SC_2898_A2 SC_3016_A1 SC_3158_A2 SC_4052_A1 SC_4439_A1 SC_4775_A2 SC_3158_A1 SC_4775_A1	Dentro de los recursos de reposición presentados, se expusieron argumentos relacionados con presuntas inconsistencias o la ausencia de valores de cortocircuito en los estudios de conexión de algunos proyectos. En atención a lo anterior, se verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas de estos proyectos, considerando la tecnología 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. Finalmente, el detalle de la comparación entre los valores reportados por los promotores y los resultados de la verificación efectuada se presenta en el Anexo 1 de esta comunicación.

Acerca de las pérdidas reportadas por las alternativas, la verificación que se adelantó permitió inclusión de las segundas alternativas de las solicitudes SC_2919 y SC_2023_5510, en el análisis del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), para la priorización de los proyectos.

Por su parte, con respecto a las verificaciones de los aportes de cortocircuito, debe ser mencionado que en atención a la transparencia requerida por el proceso de asignación es necesario incluir el resultado de esta verificación, en términos de modificaciones realizadas sobre los valores de los parámetros para la obtención de los resultados de la fase de priorización, y así determinar los resultados que se presentan en las siguientes secciones.

Así las cosas, la Unidad realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, en cuanto al contraste hecho en relación con los aportes de cortocircuito, 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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Como resultado de lo anterior, se obtuvieron nuevos resultados en cuanto a la priorización luego de haber hecho los ajustes mencionados en los insumos del MACC. Así, teniendo en cuenta las modificaciones listadas en la Tabla 3 y los informes publicados en la ventanilla única con respecto a las restricciones eléctricas del sistema para la asignación de capacidad de transporte (restricciones del MACC), los cuales pueden ser consultados en el siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/antioquia/>, se procedió a parametrizar el MACC, para la definición de los proyectos priorizados.

Tabla 4. Resumen de la clasificación preliminar de cada una de las alternativas frente a las restricciones del MACC – Alternativas No Viables

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2023_5141_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5158_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5191_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5191_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5199_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5199_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5215_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5215_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5217_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5217_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5219_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5219_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5225_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5225_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5237_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5237_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5256_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5260_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5260_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5270_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5270_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5274_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5274_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5275_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5275_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5276_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5276_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5277_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5277_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5278_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5278_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5279_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5279_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5281_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5281_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5337_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5338_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5377_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5377_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5378_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5393_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2023_5393_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5417_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5423_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5423_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5425_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5425_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5427_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5427_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5428_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5428_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5429_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5429_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5430_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5430_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5474_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5474_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5475_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5475_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5475_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5487_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5505_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5505_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5510_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5510_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5511_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5511_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5557_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5567_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5576_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5603_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5628_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5630_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5654_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5654_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5655_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5655_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_20245814_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5749_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5749_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5942_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5942_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5968_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5968_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5983_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5983_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5984_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5984_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5985_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5985_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5998_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5998_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_6002_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2024_6002_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2385_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2385_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2385_A3	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2604_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2604_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2628_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2628_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2646_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2646_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2668_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2668_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2684_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2684_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2714_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2714_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2716_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2716_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2747_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2764_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2767_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2772_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2772_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2816_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2827_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2827_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2827_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2835_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2835_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2835_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2874_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2874_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2877_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2877_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2884_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2884_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2895_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2895_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2898_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2898_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2905_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2919_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2919_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2923_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2923_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2988_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2988_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3016_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3016_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3054_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3151_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3151_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_3158_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3158_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3179_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3179_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3181_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3181_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3189_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3189_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3202_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3222_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3228_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3307_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3307_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3310_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3310_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3315_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3323_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3323_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3331_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3333_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3333_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3335_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3335_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3335_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3351_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3351_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3364_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3364_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3369_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3369_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3375_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3375_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3393_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3393_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3433_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3549_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3549_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3630_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3651_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3651_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3666_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3666_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3882_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3923_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3923_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4052_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4052_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4052_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4079_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4079_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4161_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4161_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_4209_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4209_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4439_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4721_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4728_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4728_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4744_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4775_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4775_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4781_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4781_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4782_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4782_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4783_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4783_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4784_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4784_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4785_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4787_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4787_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4791_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4791_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4811_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4811_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4814_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4814_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4818_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4841_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4841_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4928_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4928_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4930_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4930_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4937_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4937_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4960_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4989_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4989_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4989_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5031_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5031_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5036_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5036_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5037_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5037_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5087_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5091_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5091_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

En su concepto técnico de alcance, la Subdirección de Energía Eléctrica hizo énfasis en que los resultados presentados en la Tabla 4 corresponden a la evaluación **de la viabilidad técnica individual** de cada una de las alternativas de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También explicó que esta clasificación preliminar permitió

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

identificar las solicitudes categorizadas como **fila 1**, es decir, **aquellas que requieren expansión del sistema para su conexión** ya que generan nuevas restricciones en el SIN o tienen un impacto negativo sobre las existentes.

Estos resultados también llevaron a esta Unidad a concluir que, habiendo tenido en cuenta los ajustes ya referenciados, **en el marco del segundo ciclo de asignación de capacidad de transporte, no se identificaron proyectos viables, toda vez que ninguno de los presentados cumple con las restricciones consideradas por el MACC**. El detalle técnico, incluyendo los análisis individuales de cada alternativa evaluada, se encuentra disponible para su consulta en el siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/antioquia/>

A raíz de los resultados antes mencionados, se hizo necesaria una reclasificación de las solicitudes de conexión en el área Antioquia – Chocó en materia de bolsas y filas, de conformidad con lo dispuesto en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022, la cual se evidencia en la Tabla 5, a continuación:

Tabla 5. Clasificación de las solicitudes de conexión en el área Antioquia – Chocó

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2023_5141_A2	Tairona II	3	1	18/11/2023 9:57
SC_2023_5158_A2	Embera	3	1	11/11/2023 15:56
SC_2023_5191_A1	PROYECTO DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EL BALSO	3	1	02/11/2023 11:15
SC_2023_5191_A2	PROYECTO DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EL BALSO	3	1	02/11/2023 11:15
SC_2023_5199_A1	PCH YEGUAS	3	1	22/11/2023 15:01
SC_2023_5199_A2	PCH YEGUAS	3	1	22/11/2023 15:01
SC_2023_5215_A1	Salamandras	3	1	03/11/2023 15:34
SC_2023_5215_A2	Salamandras	3	1	03/11/2023 15:34
SC_2023_5217_A1	Abedules	3	1	02/11/2023 8:04
SC_2023_5217_A2	Abedules	3	1	02/11/2023 8:04
SC_2023_5219_A1	El Portal	3	1	09/11/2023 16:35
SC_2023_5219_A2	El Portal	3	1	09/11/2023 16:35
SC_2023_5225_A1	Albatroz	3	1	20/10/2023 15:42
SC_2023_5225_A2	Albatroz	3	1	20/10/2023 15:42
SC_2023_5237_A1	PGF Chamí	3	1	15/11/2023 9:09
SC_2023_5237_A2	PGF Chamí	3	1	15/11/2023 9:09
SC_2023_5256_A1	Nasa	3	1	14/11/2023 19:32
SC_2023_5260_A1	Guayaberos	3	1	11/11/2023 16:17
SC_2023_5260_A2	Guayaberos	3	1	11/11/2023 16:17
SC_2023_5270_A1	Central Hidronare	3	1	22/11/2023 15:47
SC_2023_5270_A2	Central Hidronare	3	1	22/11/2023 15:47
SC_2023_5274_A1	Cimitarra Solar 4	3	1	19/11/2023 6:44
SC_2023_5274_A2	Cimitarra Solar 4	3	1	19/11/2023 6:44
SC_2023_5275_A1	Cimitarra Solar 5	3	1	19/11/2023 6:45
SC_2023_5275_A2	Cimitarra Solar 5	3	1	19/11/2023 6:45
SC_2023_5276_A1	Cimitarra Solar 6	3	1	19/11/2023 6:45
SC_2023_5276_A2	Cimitarra Solar 6	3	1	19/11/2023 6:45
SC_2023_5277_A1	Cimitarra Solar 7	3	1	19/11/2023 6:46
SC_2023_5277_A2	Cimitarra Solar 7	3	1	19/11/2023 6:46
SC_2023_5278_A1	Cimitarra Solar 8	3	1	19/11/2023 6:46
SC_2023_5278_A2	Cimitarra Solar 8	3	1	19/11/2023 6:46
SC_2023_5279_A1	Cimitarra Solar 9	3	1	19/11/2023 6:52
SC_2023_5279_A2	Cimitarra Solar 9	3	1	19/11/2023 6:52
SC_2023_5281_A1	PCH Coco Hondo	3+	1	30/10/2023 15:45
SC_2023_5281_A2	PCH Coco Hondo	3+	1	30/10/2023 15:45
SC_2023_5337_A1	Amanecer	3	1	19/11/2023 17:34
SC_2023_5338_A1	PCH Marteja	3	1	18/11/2023 15:48
SC_2023_5377_A1	ESTUDIO DE CONEXIÓN DE LA CH CUERQUIA DE 68 MW	3	1	22/11/2023 16:12
SC_2023_5377_A2	ESTUDIO DE CONEXIÓN DE LA CH CUERQUIA DE 68 MW	3	1	22/11/2023 16:12
SC_2023_5378_A1	Proyecto Solar Pi - Erco Caucasia	3	1	18/11/2023 7:49

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2023_5393_A1	Auriga Solar	3	1	18/11/2023 17:01
SC_2023_5393_A2	Auriga Solar	3	1	18/11/2023 17:01
SC_2023_5417_A1	La Cassia	3	1	20/10/2023 17:28
SC_2023_5423_A1	Cimitarra Solar 10	3	1	21/11/2023 6:47
SC_2023_5423_A2	Cimitarra Solar 10	3	1	21/11/2023 6:47
SC_2023_5425_A1	Cimitarra Solar 11	3	1	21/11/2023 6:47
SC_2023_5425_A2	Cimitarra Solar 11	3	1	21/11/2023 6:47
SC_2023_5427_A1	Cimitarra Solar 13	3	1	21/11/2023 6:48
SC_2023_5427_A2	Cimitarra Solar 13	3	1	21/11/2023 6:48
SC_2023_5428_A1	Cimitarra Solar 14	3	1	21/11/2023 6:48
SC_2023_5428_A2	Cimitarra Solar 14	3	1	21/11/2023 6:48
SC_2023_5429_A1	Cimitarra Solar 15	3	1	21/11/2023 6:49
SC_2023_5429_A2	Cimitarra Solar 15	3	1	21/11/2023 6:49
SC_2023_5430_A1	Proyecto Biogás La Pradera 9,9 MW	3	1	16/11/2023 8:16
SC_2023_5430_A2	Proyecto Biogás La Pradera 9,9 MW	3	1	16/11/2023 8:16
SC_2023_5474_A1	Cañaverales	3	1	12/10/2023 11:08
SC_2023_5474_A2	Cañaverales	3	1	12/10/2023 11:08
SC_2023_5475_A1	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	3	1	24/10/2023 15:08
SC_2023_5475_A2	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	3	1	24/10/2023 15:08
SC_2023_5475_A3	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	3	1	24/10/2023 15:08
SC_2023_5487_A1	SICILIA 60 MW	3	1	16/09/2023 15:15
SC_2023_5505_A1	La Rivera	3	1	15/11/2023 14:36
SC_2023_5505_A2	La Rivera	3	1	15/11/2023 14:36
SC_2023_5510_A1	Planta Solar Orión	3	1	16/09/2023 16:51
SC_2023_5510_A2	Planta Solar Orión	3	1	16/09/2023 16:51
SC_2023_5511_A1	PROYECTO FOTOVOLTAICO LOS GUAYACANES DE 200 MW	3+	1	25/10/2023 15:43
SC_2023_5511_A2	PROYECTO FOTOVOLTAICO LOS GUAYACANES DE 200 MW	3+	1	25/10/2023 15:43
SC_2023_5557_A2	PROYECTO FOTOVOLTAICO FRESNOS DE 180 MW	3	1	17/11/2023 16:16
SC_2023_5567_A1	Langosta	3	1	28/10/2023 16:48
SC_2023_5576_A1	Faraones	3	1	21/10/2023 11:13
SC_2023_5603_A1	El Tapir Solar	3	1	28/09/2023 0:14
SC_2023_5628_A2	NDS Cimitarra 70 MW	3	1	22/11/2023 18:13
SC_2023_5630_A2	NDS La Cristalina II	3	1	21/11/2023 21:31
SC_2023_5654_A1	Cimitarra Solar 2	3	1	08/11/2023 21:21
SC_2023_5654_A2	Cimitarra Solar 2	3	1	08/11/2023 21:21
SC_2023_5655_A1	Cimitarra Solar 3	3	1	09/11/2023 6:44
SC_2023_5655_A2	Cimitarra Solar 3	3	1	09/11/2023 6:44
SC_20245814_A2	Tairona I	3	1	02/11/2023 10:39
SC_2024_5749_A1	El Umbral	3	1	18/11/2023 16:55
SC_2024_5749_A2	El Umbral	3	1	18/11/2023 16:55
SC_2024_5942_A1	PGF Katío I	3	1	06/10/2023 12:00
SC_2024_5942_A2	PGF Katío I	3	1	06/10/2023 12:00
SC_2024_5968_A1	PCH La Bonita	3+	1	20/10/2023 15:15
SC_2024_5968_A2	PCH La Bonita	3+	1	20/10/2023 15:15
SC_2024_5983_A1	Parque Solar Kin	3	1	17/11/2023 18:37
SC_2024_5983_A2	Parque Solar Kin	3	1	17/11/2023 18:37
SC_2024_5984_A1	Parque Solar Helios	3	1	17/11/2023 18:10
SC_2024_5984_A2	Parque Solar Helios	3	1	17/11/2023 18:10
SC_2024_5985_A1	PGF Los Cangrejos	3	1	17/11/2023 15:51
SC_2024_5985_A2	PGF Los Cangrejos	3	1	17/11/2023 15:51
SC_2024_5998_A1	PCH Aures Alto	3	1	06/10/2023 12:00
SC_2024_5998_A2	PCH Aures Alto	3	1	06/10/2023 12:00
SC_2024_6002_A1	PARQUE SOLAR PRIMAVERA	3	1	25/11/2022 10:38
SC_2024_6002_A2	PARQUE SOLAR PRIMAVERA	3	1	25/11/2022 10:38
SC_2385_A1	Abejorro	3	1	05/04/2023 18:53
SC_2385_A2	Abejorro	3	1	05/04/2023 18:53
SC_2385_A3	Abejorro	3	1	05/04/2023 18:53
SC_2604_A1	MALENA I	3	1	12/06/2023 22:34
SC_2604_A2	MALENA I	3	1	12/06/2023 22:34
SC_2628_A1	Proyecto Hidroeléctrico Palagua	3+	1	07/06/2023 22:22
SC_2628_A2	Proyecto Hidroeléctrico Palagua	3+	1	07/06/2023 22:22
SC_2646_A1	MALENA II	3	1	12/06/2023 23:12
SC_2646_A2	MALENA II	3	1	12/06/2023 23:12
SC_2668_A1	LEDAÑA 8	3	1	17/06/2023 15:07
SC_2668_A2	LEDAÑA 8	3	1	17/06/2023 15:07

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2684_A1	Marte	3	1	27/07/2023 0:37
SC_2684_A2	Marte	3	1	27/07/2023 0:37
SC_2714_A1	Batará I	3	1	08/06/2023 16:19
SC_2714_A2	Batará I	3	1	08/06/2023 16:19
SC_2716_A1	Batará II	3	1	08/06/2023 16:46
SC_2716_A2	Batará II	3	1	08/06/2023 16:46
SC_2747_A1	PCH Argelia	3	1	09/06/2023 15:24
SC_2764_A1	PCH Paloma III	3	1	09/06/2023 15:50
SC_2767_A1	PCH Paloma IV	3	1	09/06/2023 16:25
SC_2772_A1	MALENA III	3	1	12/06/2023 23:46
SC_2772_A2	MALENA III	3	1	12/06/2023 23:46
SC_2816_A2	Violeta 99,9 MW	3	1	07/07/2023 10:48
SC_2827_A1	PCH El Limón I	3	1	06/07/2023 15:01
SC_2827_A2	PCH El Limón I	3	1	06/07/2023 15:01
SC_2827_A3	PCH El Limón I	3	1	06/07/2023 15:01
SC_2835_A1	PCH El Limón II	3	1	06/07/2023 15:39
SC_2835_A2	PCH El Limón II	3	1	06/07/2023 15:39
SC_2835_A3	PCH El Limón II	3	1	06/07/2023 15:39
SC_2874_A1	El Cafetal	3	1	02/07/2023 16:21
SC_2874_A2	El Cafetal	3	1	02/07/2023 16:21
SC_2877_A1	Parque Solar Carrieles	3	1	25/06/2023 17:43
SC_2877_A2	Parque Solar Carrieles	3	1	25/06/2023 17:43
SC_2884_A1	PARQUE SOLAR LARES	3	1	12/08/2023 15:17
SC_2884_A2	PARQUE SOLAR LARES	3	1	12/08/2023 15:17
SC_2895_A1	PCH Ovejas	3	1	23/08/2023 8:49
SC_2895_A2	PCH Ovejas	3	1	23/08/2023 8:49
SC_2898_A1	PCH Akua 3	3	1	24/08/2023 10:52
SC_2898_A2	PCH Akua 3	3	1	24/08/2023 10:52
SC_2905_A1	LEDAÑA SOLAR 7	3	1	03/07/2023 0:26
SC_2919_A1	PCH Salto 3	3	1	24/08/2023 11:17
SC_2919_A2	PCH Salto 3	3	1	24/08/2023 11:17
SC_2923_A1	Pch Calichal	3	1	16/07/2023 14:54
SC_2923_A2	Pch Calichal	3	1	16/07/2023 14:54
SC_2988_A1	CH La Esperanza	3	1	08/09/2023 10:34
SC_2988_A2	CH La Esperanza	3	1	08/09/2023 10:34
SC_3016_A1	PCH Cocorná III	3	1	03/07/2023 21:42
SC_3016_A2	PCH Cocorná III	3	1	03/07/2023 21:42
SC_3054_A1	Amazona	3	1	01/08/2023 13:18
SC_3151_A1	Brillanza	3	1	02/08/2023 18:03
SC_3151_A2	Brillanza	3	1	02/08/2023 18:03
SC_3158_A1	PCH Cocorná I	3	1	30/06/2023 16:49
SC_3158_A2	PCH Cocorná I	3	1	30/06/2023 16:49
SC_3179_A1	Puertos de Santander Solar	3	1	29/08/2023 14:05
SC_3179_A2	Puertos de Santander Solar	3	1	29/08/2023 14:05
SC_3181_A1	Santa Isabel	3	1	08/09/2023 14:04
SC_3181_A2	Santa Isabel	3	1	08/09/2023 14:04
SC_3189_A1	Proyecto Hidroeléctrico Camilo C. Restrepo	3	1	19/08/2023 15:05
SC_3189_A2	Proyecto Hidroeléctrico Camilo C. Restrepo	3	1	19/08/2023 15:05
SC_3202_A1	Proyecto Hidroeléctrico Calamar	3	1	21/08/2023 20:30
SC_3222_A1	PCH Río Sucio I	3	1	30/08/2023 10:55
SC_3228_A1	PCH Río Sucio II	3	1	30/08/2023 22:34
SC_3307_A1	Parque de Generación Fotovoltaico CHAMÍ I	3	1	11/09/2023 11:17
SC_3307_A2	Parque de Generación Fotovoltaico CHAMÍ I	3	1	11/09/2023 11:17
SC_3310_A1	El Alba	3	1	11/09/2023 14:57
SC_3310_A2	El Alba	3	1	11/09/2023 14:57
SC_3315_A1	Arceus	3	1	12/09/2023 15:16
SC_3323_A1	Kyogre	3	1	12/09/2023 18:55
SC_3323_A2	Kyogre	3	1	12/09/2023 18:55
SC_3331_A2	La Reina	3	1	15/09/2023 18:03
SC_3333_A1	Tángara	3	1	14/09/2023 13:47
SC_3333_A2	Tángara	3	1	14/09/2023 13:47
SC_3335_A1	Turpiales	3	1	18/09/2023 14:18
SC_3335_A2	Turpiales	3	1	18/09/2023 14:18
SC_3335_A3	Turpiales	3	1	18/09/2023 14:18
SC_3351_A1	Verderón	3	1	18/09/2023 16:06
SC_3351_A2	Verderón	3	1	18/09/2023 16:06
SC_3364_A1	El Camino	3	1	19/09/2023 18:33
SC_3364_A2	El Camino	3	1	19/09/2023 18:33

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_3369_A1	Marmatos	3	1	20/09/2023 19:15
SC_3369_A2	Marmatos	3	1	20/09/2023 19:15
SC_3375_A1	Manzanales	3	1	21/09/2023 14:37
SC_3375_A2	Manzanales	3	1	21/09/2023 14:37
SC_3393_A1	Puerto del Sol	3	1	22/09/2023 14:18
SC_3393_A2	Puerto del Sol	3	1	22/09/2023 14:18
SC_3433_A1	Helios Purnio 100MW	3	1	25/09/2023 0:41
SC_3549_A1	PCH LA HUNDIDA	3	1	29/09/2023 11:40
SC_3549_A2	PCH LA HUNDIDA	3	1	29/09/2023 11:40
SC_3630_A1	PSF Caucasia	3	1	02/10/2023 11:10
SC_3651_A1	PSF Puerto Boyacá II	3	1	03/10/2023 14:10
SC_3651_A2	PSF Puerto Boyacá II	3	1	03/10/2023 14:10
SC_3666_A1	Búcaro	3	1	05/10/2023 15:58
SC_3666_A2	Búcaro	3	1	05/10/2023 15:58
SC_3882_A2	Saiga	3	1	04/10/2023 11:21
SC_3923_A1	CSF Caucasia I	3	1	05/10/2023 16:17
SC_3923_A2	CSF Caucasia I	3	1	05/10/2023 16:17
SC_4052_A1	CH Campamento	3	1	05/10/2023 11:31
SC_4052_A2	CH Campamento	3	1	05/10/2023 11:31
SC_4052_A3	CH Campamento	3	1	05/10/2023 11:31
SC_4079_A1	Caucasia II	3	1	06/10/2023 0:06
SC_4079_A2	Caucasia II	3	1	06/10/2023 0:06
SC_4161_A1	Carare II	3	1	05/10/2023 15:29
SC_4161_A2	Carare II	3	1	05/10/2023 15:29
SC_4209_A1	LA DORADA	3	1	06/10/2023 11:22
SC_4209_A2	LA DORADA	3	1	06/10/2023 11:22
SC_4439_A1	CENTRAL HIDROELÉCTRICA ESCUELA DE MINAS	3	1	06/10/2023 13:06
SC_4721_A1	Proyecto Solar Cola Canela	3	1	13/11/2023 15:32
SC_4728_A1	Guanes	3	1	11/11/2023 11:26
SC_4728_A2	Guanes	3	1	11/11/2023 11:26
SC_4744_A1	Proyecto Hidroeléctrico La Floresta	3	1	03/10/2023 15:15
SC_4775_A1	PCH Akua 1	3	1	13/11/2023 10:38
SC_4775_A2	PCH Akua 1	3	1	13/11/2023 10:38
SC_4781_A1	Magdalena	3	1	25/10/2023 16:01
SC_4781_A2	Magdalena	3	1	25/10/2023 16:01
SC_4782_A1	Monumental	3	1	25/10/2023 15:59
SC_4782_A2	Monumental	3	1	25/10/2023 15:59
SC_4783_A1	El Sol	3	1	25/10/2023 15:57
SC_4783_A2	El Sol	3	1	25/10/2023 15:57
SC_4784_A1	Santa María	3	1	25/10/2023 16:20
SC_4784_A2	Santa María	3	1	25/10/2023 16:20
SC_4785_A2	El Guacarí	3	1	25/10/2023 15:44
SC_4787_A1	CSF Arenales	3	1	22/10/2023 0:08
SC_4787_A2	CSF Arenales	3	1	22/10/2023 0:08
SC_4791_A1	El Buey	3+	1	28/10/2023 16:02
SC_4791_A2	El Buey	3+	1	28/10/2023 16:02
SC_4811_A1	PCH Pantágoras	3+	1	21/10/2023 0:06
SC_4811_A2	PCH Pantágoras	3+	1	21/10/2023 0:06
SC_4814_A1	PSFV Arboletes	3	1	23/10/2023 13:44
SC_4814_A2	PSFV Arboletes	3	1	23/10/2023 13:44
SC_4818_A1	El Destino	3	1	25/10/2023 0:29
SC_4841_A1	CALLIANDRA 480 MW	3	1	11/11/2023 15:45
SC_4841_A2	CALLIANDRA 480 MW	3	1	11/11/2023 15:45
SC_4928_A1	TILESIA 100 MW	3	1	20/11/2023 15:48
SC_4928_A2	TILESIA 100 MW	3	1	20/11/2023 15:48
SC_4930_A1	PCH La Miranda	3	1	18/10/2023 17:18
SC_4930_A2	PCH La Miranda	3	1	18/10/2023 17:18
SC_4937_A1	CORYANTHES 100 MW	3	1	10/11/2023 19:10
SC_4937_A2	CORYANTHES 100 MW	3	1	10/11/2023 19:10
SC_4960_A1	Cámbulo	3	1	10/11/2023 14:51
SC_4989_A1	PCH La Miel	3	1	24/10/2023 14:30
SC_4989_A2	PCH La Miel	3	1	24/10/2023 14:30
SC_4989_A3	PCH La Miel	3	1	24/10/2023 14:30
SC_5031_A1	Guineo	3	1	18/11/2023 15:43
SC_5031_A2	Guineo	3	1	18/11/2023 15:43
SC_5036_A1	Parque Solar Cocorna	3	1	11/11/2023 16:03
SC_5036_A2	Parque Solar Cocorna	3	1	11/11/2023 16:03

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_5037_A1	Parque Solar Puerto Nare	3	1	16/11/2023 15:22
SC_5037_A2	Parque Solar Puerto Nare	3	1	16/11/2023 15:22
SC_5087_A1	Parque Solar Dorada	3	1	10/11/2023 16:11
SC_5091_A1	El Reflejo	3	1	31/10/2023 7:33
SC_5091_A2	El Reflejo	3	1	31/10/2023 7:33

Así las cosas, la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME llegó a la siguiente conclusión:

"(...) Una vez completada la revisión y realizados los ajustes correspondientes, se concluye que, (...), ninguna de las alternativas fue priorizada en el área Antioquia - Chocó, ya que no cumplen con alguno de los límites actuales de operación segura del sistema, evaluados mediante los índices de capacidad por barra, capacidad por zona y/o capacidad excedente de cortocircuito. (...)."

En los acápites siguientes se mostrarán los resultados del análisis de procedencia de los recursos interpuestos, así como las respuestas a los argumentos presentados por todos los recurrentes, dentro de los cuales se encuentran aquellos por los cuales la Unidad realizó los ajustes referenciados en las Tablas 3, 4 y 5 del presente acápite.

II. PROCEDENCIA DE LOS RECURSOS INTERPUESTOS

1. DE LA REPOSICIÓN

Se procede a evaluar si los Recursos de Reposición incoados cumplen con las disposiciones establecidas en el artículo 77 del CPACA, según el cual los recursos contra las decisiones de la administración deben cumplir con los siguientes requisitos:

"Artículo 77. Requisitos. Por regla general los recursos se interpondrán por escrito que no requiere de presentación personal si quien lo presenta ha sido reconocido en la actuación. Igualmente, podrán presentarse por medios electrónicos. Los recursos deberán reunir, además, los siguientes requisitos:

- 1. Interponerse dentro del plazo legal, por el interesado o su representante o apoderado debidamente constituido.
- 2. Sustentarse con expresión concreta de los motivos de inconformidad.
- 3. Solicitar y aportar las pruebas que se pretende hacer valer.
- 4. Indicar el nombre y la dirección del recurrente, así como la dirección electrónica si desea ser notificado por este medio (...)."

Respecto al requisito del numeral 1º del artículo 77 de la Ley 1437 de 2011, se estableció que los recursos fueron presentados por los representantes legales o apoderados de los promotores, aptitud debidamente verificada en los certificados de existencia y representación legal de las Cámaras de Comercio correspondientes, así:

Tabla 6. Identificación de representación de los Proyectos que interpusieron recursos para el área Antioquia- Chocó

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	NOMBRE DEL RECURRENT E	CALIDAD DEL RECURRENT E
2025111004246 2	ABEJORRO	4	GENERADORA DE ENERGÍA ABEJORRO S.A.S E.S.P	PABLO AGUDELO RESTREPO	Representante legal
2025111004249 2	PCH MARTEJA	2,5	AGUAS DEL SUROESTE S.A.S E.S.P	PABLO AGUDELO RESTREPO	Representante legal
2025111004295 2	PCH OVEJAS	9,9	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OVEJAS S.A.S E.S.P.	PABLO AGUDELO RESTREPO	Representante legal

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	NOMBRE DEL RECURRENT E	CALIDAD DEL RECURRENT E
20251110042502	Amanecer	150	VOLTALIA COLOMBIA S.A.S.	ANDRÉS ALBERTO CASTILLA DÍAZ	Apoderado general
20251110043532	CH LA ESPERANZA	72	IC ASESORÍAS Y PROYECTOS S.A.S. E.S.P.	JOHN MARIO GUERRA PÉREZ	Representante legal
20251110043562	CENTRAL HIDRONARE	19,9	GRUPO NARE SAS ESP	PABLO UPEGUI JIMENEZ	Representante legal
20251110043742	PCH Pantágoras	18,4	ANGULO A S.A.S	MARIA VICTORIA ARANGO DE SANIN	Representante legal
20251110043752	PCH RIO SUCIO II	6,58	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S	HUMBERTO PERDOMO VALENCIA	Representante legal
20251110043762	PCH RIO SUCIO I	5,44	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S.	HUMBERTO PERDOMO VALENCIA	Representante legal
20251110044462 20251110045082	PCH El Limón I	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	ALVARO ZULUAGA GIRALDO	Suplente del representante legal
20251110044482 20251110045022	PCH El Limón II	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	ALVARO ZULUAGA GIRALDO	Suplente del representante legal
20251110046152	PCH La Bonita	6,97	I-CONSULT S.A.S	LUIS FERNANDO SIERRA ARBOLEDA	Representante legal
20251110044622	Cimitarra Solar 2	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044642	Cimitarra Solar 3	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044732	Cimitarra Solar 15	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044742	Cimitarra Solar 14	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044762	Cimitarra Solar 13	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044772	Cimitarra Solar 11	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044812	Cimitarra Solar 10	105	COBRA INSTALACIONES Y	RAÚL ARTURO MENDOZA	Representante legal

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	NOMBRE DEL RECURRENT E	CALIDAD DEL RECURRENTE
			SERVICIOS SUCURSAL S.A	TENAUD	
20251110044822	Cimitarra Solar 9	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044842	Cimitarra Solar 8	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044862	Cimitarra Solar 7	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044872	Cimitarra Solar 6	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044912 20251110054192	Cimitarra Solar 5	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110044922	Cimitarra Solar 4	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	RAÚL ARTURO MENDOZA TENAUD	Representante legal
20251110045572	PCH Paloma IV	12,7	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	NOLBER DE JESÚS BEDOYA PUERTA	Suplente del Representante legal
20251110045622	PCH Paloma III	13,45	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	NOLBER DE JESÚS BEDOYA PUERTA	Suplente del Representante legal
20251110045422 20251110045402	PCH Argelia	13,6	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	NOLBER DE JESÚS BEDOYA PUERTA	Suplente del Representante legal
20251110045692	Guayaberos	150	JINKO POWER COLOMBIA SAS	MANUEL JURADO OBIS	Representante legal
20251500036482	PCH COCO HONDO	19,9	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. – EPM	ELINOR DEL MAR PINO SALAZAR	Apoderada especial
20251500038352	EL BUEY	97	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. – EPM	ELINOR DEL MAR PINO SALAZAR	Apoderada especial
20251500039742	SANTA ISABEL	3	CONVENIANT S.A.S	WILLIAM CASTAÑEDA VILLARREAL	Representante legal
20251500042632	SALAMANDRAS	80	Crx renewavble energy sas	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
20251500042642	MANZANALE S	80	Green falcon sas	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004266	LA RIVERA	130	GREEN PANTHER	YENNY	Representante

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	NOMBRE DEL RECURRENT E	CALIDAD DEL RECURRENT E
2			S.A.S	ROMERO MORENO	legal
2025150004267 2	EL REFLEJO	75	MVM GREEN ENERGY S.A.S	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004268 2	EL PORTAL	80	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004269 2	EL UMBRAL	170	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004273 2	EL CAMINO	75	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004275 2	EL ALBA	99,9	EDELMIRA SOLAR SAS	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004276 2	CAÑAVERAL ES	99,9	Crx renewavble energy sas	YENNY ROMERO MORENO	
2025150004278 2	ARCEUS	180	DON JESUS SOLAR SAS	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004281 2	ALBATROZ	99	Green falcon sas	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004284 2	ABEDULES	19,9	MVM GREEN ENERGY S.A.S	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004290 2	BRILLANZA	300	DOÑA ROSA SOLAR S.A.S.	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004292 2	KYOGRE	200	DON JESUS SOLAR SAS	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004294 2	LA REINA	200	CMO DEVELOPERS S.A.S	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004297 2	MARMATOS	99	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S	YENNY ROMERO MORENO	Suplente del representante legal
2025150004283 2	CSF CAUCASIA I	9,9	Empresa de Servicios Públicos Cantayus S.A.S. E.S.P.	LEÓN DARÍO OSORIO MARTÍNEZ	Representante legal
2025150004287 2	CSF ARENALES	5	Ingenierías Aliadas S.A.S	LEÓN DARÍO OSORIO MARTÍNEZ	Representante legal
	CSF CAUCASIA II	9,9			
	PCH LA MIEL	19,9			
2025150004293 2	AMAZONA	80	GREEN ENERGY DS&E SAS	EDWARD ROJAS VILLANUEVA	Representante legal
2025150004309 2	FRESNOS	180	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S.	NISSAN CAROLINA FORERO SANGUÑA	Representante legal
2025150004314 2	EL BALSO	180	FOTOVOLTAICO EL BALSO S.A.S.	NISSAN CAROLINA FORERO SANGUÑA	Representante legal
2025150004318 2	LOS GUAYACANE S	200	SOCIEDAD DE GESTION GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.	NISSAN CAROLINA FORERO SANGUÑA	Representante legal

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	NOMBRE DEL RECURRENT E	CALIDAD DEL RECURRENTE
2025150004324 2	PARQUE SOLAR LARES	9,9	DON PEDRO SOLAR S.A.S.	YENNY ROMERO MORENO	Representante legal
2025150004321 2	LEDAÑA 8	200	SOLANO RENOVABLES WAIRA S.A.S.	ENRIQUE GARRIDO MONASOR	Representante legal
2025150004347 2	PCH YEGUAS	5,2	EMPROENERGY S.A.S.	JORGE MARIO CARVAJAL QUIROS	Representante legal
2025150004436 2	AURES ALTO	9,9	HIDROELÉCTRICA DEL RÍO AURES S.A. E.S.P	JUAN CARLOS MEJÍA OSORIO	Suplente del representante legal
2025111004485 2	GUINEO	5	PARQUE SOLAR COLOMBIA XV S.A.S.	LINA MARCELA VEGA BUELVAS	Representante legal
2025111005698 2	PCH Akua 3	4,99	GENERADORA BUENOS AIRES SAS	ADRIANA BOTERO ECHEVERRI	Representante legal
2025111008339 2	PCH La Miranda	12,4	INGENIERIA BASICA S.A.S.	DORA CRISTINA OLIVEROS ZAPATA	Representante legal
2025111008657 2	TILESIA	100	IBV SOLAR COLOMBIA	ALEJANDRA CORREDOR RUIZ	Representante legal

Por otro lado, se verificó que los recursos de reposición fueron interpuestos dentro del término legal oportuno, teniendo en cuenta sus respectivas fechas de notificación, como se verá a continuación:

Tabla 7. Fechas de los recursos de reposición para el área Antioquia – Chocó

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	FECHA NOTIFICACIÓN	FECHA RADICACIÓN RECURSO
2025111004246 2	ABEJORRO	4	GENERADORA DE ENERGÍA ABEJORRO S.A.S E.S.P	27/02/2025	27/02/2025
2025111004249 2	PCH MARTEJA	2,5	AGUAS DEL SUROESTE S.A.S E.S.P	14/02/2025	27/02/2025
2025111004295 2	PCH OVEJAS	9,9	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OVEJAS S.A.S E.S.P.	27/02/2025	27/02/2025
2025111004250 2	Amanecer	150	VOLTALIA COLOMBIA S.A.S.	14/02/2025	27/02/2025
2025111004353 2	CH LA ESPERANZA	72	IC ASESORÍAS Y PROYECTOS S.A.S. E.S.P.	27/02/2025	27/02/2025
2025111004356 2	CENTRAL HIDRONARE	19,9	GRUPO NARE SAS ESP	14/02/2025	27/02/2025
2025111004374 2	PCH Pantágoras	18,4	ANGULO A S.A.S	27/02/2025	27/02/2025
2025111004375 2	PCH RIO SUCIO II	6,58	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S	14/02/2025	27/02/2025
2025111004376 2	PCH RIO SUCIO I	5,44	EMPRESA DE PROYECTOS	14/02/2025	27/02/2025

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	FECHA NOTIFICACIÓN	FECHA RADICACIÓN RECURSO
			AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S.		
20251110044462 20251110045082	PCH El Limón I	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	14/02/2025	27/02/2025
20251110044482 20251110045022	PCH El Limón II	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	14/02/2025	27/02/2025
20251110046152	PCH La Bonita	6,97	I-CONSULT S.A.S	27/02/2025	27/02/2025
20251110044622	Cimitarra Solar 2	105	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044642	Cimitarra Solar 3	105	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044732	Cimitarra Solar 15	315	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044742	Cimitarra Solar 14	205	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044762	Cimitarra Solar 13	155	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044772	Cimitarra Solar 11	105	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044812	Cimitarra Solar 10	105	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044822	Cimitarra Solar 9	315	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044842	Cimitarra Solar 8	205	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044862	Cimitarra Solar 7	315	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
20251110044872	Cimitarra Solar 6	205	COBRA INSTALACIONE S Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	FECHA NOTIFICACIÓN	FECHA RADICACIÓN RECURSO
2025111004491 2 2025111005419 2	Cimitarra Solar 5	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
2025111004492 2	Cimitarra Solar 4	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	14/02/2025	28/02/2025
2025111004557 2	PCH Paloma IV	12,7	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	14/02/2025	28/02/2025
2025111004562 2	PCH Paloma III	13,45	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	14/02/2025	28/02/2025
2025111004542 2 2025111004540 2	PCH Argelia	13,6	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	14/02/2025	28/02/2025
2025111004569 2	Guayaberos	150	JINKO POWER COLOMBIA SAS	28/02/2025	28/02/2025
2025150003648 2	PCH COCO HONDO	19,9	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. -EPM	20/02/2025	20/02/2025
2025150003835 2	EL BUEY	97	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. -EPM	24/02/2025	24/02/2025
2025150003974 2	SANTA ISABEL	3	CONVENIANT S.A.S	25/02/2025	25/02/2025
2025150004263 2	SALAMANDRAS	80	Crx renewavble energy sas	13/02/2025	27/02/2025
2025150004264 2	MANZANALES	80	Green falcon sas	13/02/2025	27/02/2025
2025150004266 2	LA RIVERA	130	GREEN PANTHER S.A.S	13/02/2025	27/02/2025
2025150004267 2	EL REFLEJO	75	MVM GREEN ENERGY S.A.S	13/02/2025	27/02/2025
2025150004268 2	EL PORTAL	80	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S	13/02/2025	27/02/2025
2025150004269 2	EL UMBRAL	170	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	13/02/2025	27/02/2025
2025150004273 2	EL CAMINO	75	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	13/02/2025	27/02/2025
2025150004275 2	EL ALBA	99,9	EDELMIRA SOLAR SAS	13/02/2025	27/02/2025
2025150004276 2	CAÑAVERALES	99,9	Crx renewavble energy sas	13/02/2025	27/02/2025
2025150004278 2	ARCEUS	180	DON JESUS SOLAR SAS (Yenny Romero Moreno)	13/02/2025	27/02/2025
2025150004281 2	ALBATROZ	99	Green falcon sas	13/02/2025	27/02/2025
2025150004284 2	ABEDULES	19,9	MVM GREEN ENERGY S.A.S	13/02/2025	27/02/2025

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	FECHA NOTIFICACIÓN	FECHA RADICACIÓN RECURSO
2025150004290 2	BRILLANZA	300	DOÑA ROSA SOLAR S.A.S.	13/02/2025	27/02/2025
2025150004292 2	KYOGRE	200	DON JESUS SOLAR SAS	13/02/2025	27/02/2025
2025150004294 2	LA REINA	200	CMO DEVELOPERS S.A.S	13/02/2025	27/02/2025
2025150004297 2	MARMATOS	99	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S	13/02/2025	27/02/2025
2025150004283 2	CSF CAUCASIA I	9,9	Empresa de Servicios Públicos Cantayus S.A.S. E.S.P.	16/02/2025	27/02/2025
2025150004287 2	CSF ARENALES	5	Ingenierías Aliadas S.A.S	16/02/2025	27/02/2025
	CSF CAUCASIA II	9,9			
	PCH LA MIEL	19,9			
2025150004293 2	AMAZONA	80	GREEN ENERGY DS&E S.A.S.	27/02/2025	27/02/2025
2025150004309 2	FRESNOS	180	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S.	14/02/2025	27/02/2025
2025150004314 2	EL BALSO	180	FOTOVOLTAICO EL BALSO S.A.S.	14/02/2025	27/02/2025
2025150004318 2	LOS GUAYACANES	200	SOCIEDAD DE GESTION GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.	14/02/2025	27/02/2025
2025150004324 2	PARQUE SOLAR LARES	9,9	DON PEDRO SOLAR S.A.S.	13/02/2025	27/02/2025
2025150004321 2	LEDAÑA 8	200	SOLANO RENOVABLES WAIRA S.A.S.	14/02/2025	27/02/2025
2025150004347 2	PCH YEGUAS	5,2	EMPRO ENERGY S.A.S.	27/02/2025	27/02/2025
2025150004436 2	AURES ALTO	9,9	HIDROELÉCTRICA DEL RÍO AURES S.A. E.S.P	14/02/2025	28/02/2025
2025111004485 2	GUINEO	5	PARQUE SOLAR COLOMBIA XV S.A.S.	28/02/2025	28/02/2025
2025111005698 2	PCH Akua 3	4,99	GENERADORA BUENOS AIRES SAS	12/03/2025	12/03/2025
2025111008339 2	PCH La Miranda	12,4	INGENIERIA BASICA S.A.S.	25/03/2925	8/04/2025
2025111008657 2	TILESIA	100	IBV Solar Colombia	10/04/2025	10/04/2025

Finalmente, respecto a los requisitos establecidos en los numerales 2 y 3 del artículo 77 de la Ley 1437 de 2011, se verificó que las partes activas en esta actuación, al interponer los recursos de reposición de manera oportuna, sustentaron los motivos de inconformidad y anexaron las pruebas que consideraron pertinentes. En consecuencia, es procedente admitir los recursos de reposición presentados oportunamente y emitir el pronunciamiento de fondo sobre los mismos.

2. LOS RECURSOS DE APELACIÓN

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Del análisis de las solicitudes es posible determinar que los siguientes promotores interpusieron recurso de apelación en subsidio del de reposición contra la Resolución UPME 157 de 2025, con radicado UPME No. 20251020001575 de 12 de febrero de 2025, como se relaciona en la siguiente tabla:

Tabla 8. Recursos de reposición y en subsidio de apelación para el área Antioquia – Chocó

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR
20251110043532	CH LA ESPERANZA	72	IC ASESORÍAS Y PROYECTOS S.A.S. E.S.P.
20251110043562	CENTRAL HIDRONARE	19,9	GRUPO NARE SAS ESP
20251110043742	PCH Pantágoras	18,4	ANGULO A S.A.S
20251110043752	PCH RIO SUCIO II	6,58	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S
20251110043762	PCH RIO SUCIO I	5.44	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S.
20251110044462 20251110045082	PCH El Limón I	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.
20251110044482 20251110045022	PCH El Limón II	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.
20251110046152	PCH La Bonita	6,97	I-CONSULT S.A.S
20251110044622	Cimitarra Solar 2	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044642	Cimitarra Solar 3	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044732	Cimitarra Solar 15	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044742	Cimitarra Solar 14	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044762	Cimitarra Solar 13	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044772	Cimitarra Solar 11	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044812	Cimitarra Solar 10	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044822	Cimitarra Solar 9	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044842	Cimitarra Solar 8	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044862	Cimitarra Solar 7	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044872	Cimitarra Solar 6	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044912 20251110054192	Cimitarra Solar 5	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044922	Cimitarra Solar 4	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110045692	Guayaberos	150	JINKO POWER COLOMBIA SAS
20251500036482	PCH COCO HONDO	19,9	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. –EPM
20251500038352	EL BUEY	97	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. –EPM
20251500042632	SALAMANDRAS	80	Crx renewable energy sas
20251500042642	MANZANALES	80	Green falcon sas
20251500042662	LA RIVERA	130	GREEN PANTHER S.A.S
20251500042672	EL REFLEJO	75	MVM GREEN ENERGY S.A.S
20251500042682	EL PORTAL	80	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S
20251500042692	EL UMBRAL	170	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S
20251500042732	EL CAMINO	75	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S
20251500042752	EL ALBA	99,9	EDELMIRA SOLAR SAS
20251500042762	CAÑAVERALES	99,9	Crx renewable energy sas
20251500042782	ARCEUS	180	DON JESUS SOLAR SAS
20251500042812	ALBATROZ	99	Green falcon sas
20251500042842	ABEDULES	19,9	MVM GREEN ENERGY S.A.S
20251500042902	BRILLANZA	300	DOÑA ROSA SOLAR S.A.S.
20251500042922	KYOGRE	200	DON JESUS SOLAR SAS

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR
20251500042942	LA REINA	200	CMO DEVELOPERS S.A.S
20251500042972	MARMATOS	99	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S
20251500042832	CSF CAUCASIA I	9,9	Empresa de Servicios Públicos Cantayus S.A.S. E.S.P.
20251500042872	CSF ARENALES	5	Ingenierías Aliadas S.A.S
	CSF CAUCASIA II	9,9	
	PCH LA MIEL	19,9	
20251500043092	FRESNOS	180	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S.
20251500043142	EL BALSO	180	FOTOVOLTAICO EL BALSO S.A.S.
20251500043182	LOS GUAYACANES	200	SOCIEDAD DE GESTION GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.
20251500043242	PARQUE SOLAR LARES	9,9	DON PEDRO SOLAR S.A.S.
20251110044852	GUINEO	5	PARQUE SOLAR COLOMBIA XV S.A.S.
20251110086572	TILESIA	100	IBV SOLAR COLOMBIA

III. FUNDAMENTOS LEGALES DE LAS DECISIONES

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 11 de la Resolución CREG 075 de 2021 y sus modificaciones, establece el procedimiento para la asignación de la capacidad de transporte:

*"(...) **Artículo 11. Procedimiento para la Asignación de Capacidad de Transporte.** La asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1 se llevará a cabo anualmente, a través de un procedimiento que será definido y publicado por el responsable de la asignación a más tardar el 31 de diciembre del 2021. En el procedimiento de asignación se identificará la prioridad que se dará a los criterios de que trata el artículo 12 y, si se considera necesario, el procedimiento podrá ser diferenciando por tipo o características del proyecto. Este procedimiento deberá estar publicado en la ventanilla única desde cuando esta entre en servicio.*

En los análisis para la asignación de capacidad de transporte se evaluará el efecto en el sistema de la conexión de los proyectos al SIN, considerando diferentes escenarios de generación y de demanda, en el mediano y largo plazo. Para ello, el responsable de la asignación tendrá en cuenta los lineamientos previstos para la elaboración del plan de expansión del SIN, y publicará la forma como llevará a cabo la evaluación.

Para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:

- a) Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.*
- b) Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN.*

La posición asignada a cada proyecto deberá ser publicada en la ventanilla única a más tardar el 30 de septiembre del respectivo año calendario.

Los conceptos de conexión para proyectos en la fila 1 serán emitidos a más tardar el 20 de diciembre del respectivo año calendario, identificando el proyecto de expansión requerido para la conexión del proyecto al sistema, y los conceptos de conexión para proyectos en la fila 2 serán emitidos a más tardar el 31 de octubre del mismo año.

Parágrafo 1o. *Para realizar la asignación de capacidad de transporte de los proyectos de conexión de usuarios finales y de autogeneración sin entrega de excedentes, el responsable de la asignación de capacidad de transporte definirá y publicará un procedimiento particular.*

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Dentro del procedimiento particular, adicionalmente, se deberá definir: i) el plazo en que serán emitidos los conceptos de conexión de los proyectos, el cual deberá contarse a partir del día en que exista completitud en la documentación del proyecto; y ii) los plazos para que se solicite completar información y para que los interesados den respuesta a esta solicitud.

A estos proyectos les aplicarán las mismas disposiciones establecidas en la presente resolución, con excepción del procedimiento particular de que trata este parágrafo (...)".

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."

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, establecen lo siguiente:

"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:

(...)

1. Revisión de la completitud de la solicitud: Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de radicación de la solicitud, la UPME revisará que la documentación e

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

información radicada cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 26 de esta Resolución e informará al Interesado, mediante comunicación remitida a través de la Ventanilla Única - VU, si la solicitud se encuentra completa, incompleta o si, de ser el caso, se ha presentado desistimiento de la misma.

1.1. Se entiende por solicitud completa, aquella que cumple con la totalidad de los requisitos definidos en la presente Resolución. En este caso, la solicitud se entenderá como formalmente presentada en la fecha y hora en la que haya sido cargada la información completa en la Ventanilla Única - VU y la UPME procederá conforme se establece en el numeral 2 de este artículo.

1.2. Se entiende por solicitud incompleta, aquella que no cumple con alguno de los requisitos establecidos en la presente Resolución y que, por ende, debe ser aclarada o complementada. En este caso, por una (1) sola vez, la UPME requerirá al Interesado, mediante comunicación remitida a través de la Ventanilla Única - VU, la información o documentación que debe suministrar y los plazos que tiene para hacerlo, de conformidad con el artículo 26 de esta Resolución. En este evento, la solicitud se entenderá formalmente radicada hasta tanto se presente la documentación o información completa.

Una vez recibida la información dentro del plazo indicado, la UPME tendrá diez (10) días hábiles para verificar que se haya cumplido el requerimiento e informará al Interesado, mediante comunicación remitida a través de la Ventanilla Única - VU, si se continúa con el trámite o si, por el contrario, se entiende por desistida.

1.3. Se entiende por solicitud desistida, aquella que fue declarada como incompleta y que continúa sin cumplir con los requisitos para ser considerada formalmente presentada. La UPME informará el desistimiento correspondiente mediante oficio remitido a través de la Ventanilla Única - VU.

2. Comentarios del Transportador: El Transportador tendrá un término de veinte (20) días hábiles contados a partir del día en que la UPME informe que la solicitud está completa para presentar sus comentarios. Durante este periodo, el Transportador tendrá acceso a la documentación e información suministrada por el Interesado en su solicitud de asignación de capacidad de transporte, le asistirá la obligación de revisar los estudios incluidos en la solicitud y podrá presentar comentarios sobre los mismos a través de la Ventanilla Única - VU.

Si el Transportador no presenta comentarios o aclaraciones en los plazos previstos en este numeral, se entenderá que está de acuerdo con los resultados y recomendaciones de los estudios.

En todo caso, se entenderá que las conclusiones de la UPME prevalecen sobre los comentarios que haga el Transportador.

3. Evaluación de la solicitud: Sólo se procederá con el inicio de la evaluación cuando la solicitud se encuentre completa.

La UPME podrá solicitar al Transportador o al Interesado, a través de la Ventanilla Única - VU, las aclaraciones que estime pertinentes.

3.1. En el caso del Transportador, éste deberá dar respuesta a dichas solicitudes de aclaración, a través del mismo medio, en el término de quince (15) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud respectiva. En el caso en que el Transportador no resuelva las aclaraciones requeridas, la UPME procederá a resolver el trámite con la información disponible.

Si el Transportador omite dar respuesta al requerimiento realizado, la UPME informará lo sucedido a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

3.2. En el caso del Interesado, la UPME podrá solicitarle, por una (1) sola vez, información aclaratoria necesaria para la emisión del concepto, en los términos establecidos en el artículo 26 de esta Resolución. En consecuencia, el periodo de evaluación se suspende a partir del día siguiente en que la UPME realice la solicitud de aclaración. Si el Interesado no da respuesta al requerimiento realizado por la UPME, se entenderá que desiste de su solicitud.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4. Publicación del listado anual de solicitudes de asignación de capacidad de transporte. Para la (i) asignación de capacidad de transporte y (ii) asignación de capacidad de transporte con uso compartido de activos de conexión, a más tardar, el treinta (30) de septiembre de cada anualidad, la UPME publicará en la Ventanilla Única - VU el listado de las solicitudes de que deban ser resueltas en la respectiva anualidad. El listado se dividirá en dos grupos:

a. Solicitudes de asignación de capacidad de transporte para proyectos que no requieren expansión en el SIN.

b. Solicitudes de asignación de capacidad de transporte para proyectos que requieren expansión en el SIN.

La inclusión de un proyecto en alguno de los dos listados previstos en este numeral no implica la asignación de capacidad de transporte.

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:

(...)

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.

Parágrafo 1: Los criterios para la asignación de capacidad de transporte establecidos en el artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021 serán publicados por la UPME a través de Circular Externa, la cual se encontrará disponible en la Ventanilla Única - VU.

Parágrafo 2: Para los proyectos a los cuales se emitan conceptos de conexión, sólo se podrán solicitar modificaciones una vez se acepte la capacidad de transporte asignada.

Parágrafo 3: En el caso de los conceptos de conexión con uso compartido de activos de conexión, su perfeccionamiento estará condicionado a la aceptación del concepto por parte de todos los Interesados que decidieron compartir el activo de conexión de acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la presente Resolución. Si no se realiza dicha aceptación se entenderá que los Interesados han desistido de su solicitud y, en consecuencia, la UPME procederá a la liberación de la capacidad asignada. El cumplimiento o incumplimiento de este requisito será informado a todas las partes interesadas. (...)"

IV. PRUEBAS

1.1. PRUEBAS DOCUMENTALES

En virtud de lo dispuesto en el artículo 40 del CPACA y del artículo 168 del CGP, para la resolución de estos recursos de reposición, esta Unidad valorará las pruebas pertinentes y útiles que se adjuntaron a los expedientes de los proyectos enlistados en la tabla a continuación o que el promotor solicitó tener en cuenta al momento de resolver su recurso:

Tabla 9. Medios de prueba				
RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
2025111004246 2	PCH ABEJORRO	4	GENERADORA DE ENERGÍA ABEJORRO S.A.S E.S.P	Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Resolución UPME 157 DE 2025. Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia – Chocó – B3 – 2024 – P4.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				Reporte de Cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)- 2024. Plan indicativo de Expansión de la Generación – Actualización 2023 - 2037 Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica Tomo I Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica Tomo II
2025111004249 2	PCH MARTEJA	2,5	AGUAS DEL SUROESTE S.A.S E.S.P	Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Resolución UPME 157 DE 2025. Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia – Chocó – B3 – 2024 – P4. Reporte de Cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)- 2024. Plan indicativo de Expansión de la Generación – Actualización 2023 - 2037 Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica Tomo I Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica Tomo II
2025111004295 2	PCH OVEJAS	9,9	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OVEJAS S.A.S E.S.P.	Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Resolución UPME 157 DE 2025. Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia – Chocó – B3 – 2024 – P4. Reporte de Cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)- 2024. Plan indicativo de Expansión de la Generación – Actualización 2023 - 2037 Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica Tomo I Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica Tomo II

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
20251110042502	Amanecer	150	VOLTALIA COLOMBIA S.A.S.	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Todos los documentos y actuaciones surtidas dentro del expediente que contiene la actuación administrativa de la UPME, relativa a la Resolución 157 de 2025. • Pruebas documentales aportadas: Certificado de Existencia y Representación Legal de Voltalia Colombia S.A.S. Correo electrónico con el asunto: Solicitud plataforma SUU
20251110043532	CH LA ESPERANZA	72	IC ASESORÍAS Y PROYECTOS S.A.S. E.S.P.	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Las que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única, y los documentos publicados por la UPME, incluidos los parámetros técnicos de la red publicados por el transportador. • Pruebas documentales aportadas: Impresión de pantalla del SUU donde constan las características del proyecto solicitado. Comentarios a estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico emitido por EPM en octubre de 2023, el cual se anexa con el presente escrito. Licencia ambiental del proyecto Certificado de Existencia y Representación Legal
20251110043562	CENTRAL HIDRONARE	19,9	GRUPO NARE SAS ESP	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Las que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única, y los documentos publicados por la UPME, incluidos los parámetros técnicos de la red publicados por el transportador. • Pruebas documentales aportadas: Impresión de pantalla del SUU donde constan las características del proyecto

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				solicitado. Licencia Ambiental del Proyecto Estudio de Conexión del Proyecto. Formato para la presentación de comentarios de los transportadores a las solicitudes de conexión emitido por EPM. Certificado de Existencia y Representación Legal Copia de la cédula de ciudadanía del representante legal.
2025111004374 2	PCH Pantágoras	18,4	ANGULO S.A.S	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Las que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única, y los documentos publicados por la UPME, incluidos el estudio de conexión, las características del proyecto y lo actuado y los comentarios del transportador. • Pruebas documentales aportadas: Licencia Ambiental del Proyecto otorgada por Cornare Certificado de Existencia y Representación Legal Copia de la cédula de ciudadanía de la representante legal
2025111004375 2	PCH RIO SUCIO II	6,58	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Las que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única, y los documentos publicados por la UPME, incluidos el estudio de conexión, las características del proyecto y lo actuado y los comentarios del transportador. • Pruebas documentales aportadas: Licencia Ambiental del Proyecto emitida Resolución Coruraba Certificado de Existencia y Representación Legal Copia de la cédula de ciudadanía del representante legal.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
2025111004376 2	PCH RIO SUCIO I	5,44	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S.	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Las que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única, y los documentos publicados por la UPME, incluidos el estudio de conexión, las características del proyecto y lo actuado y los comentarios del transportador. • Pruebas documentales aportadas: Licencia Ambiental del Proyecto emitida Resolución Coruraba Certificado de Existencia y Representación Legal Copia de la cédula de ciudadanía del representante legal.
2025111004446 2 2025111004508 2	PCH El Limón I	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Las que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única, y los documentos publicados por la UPME, incluidos el estudio de conexión, los comentarios del transportador y los parámetros técnicos de la red publicados por éste.
2025111004448 2 2025111004502 2	PCH El Limón II	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Las que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única, y los documentos publicados por la UPME, incluidos el estudio de conexión, los comentarios del transportador y los parámetros técnicos de la red publicados por éste.
2025111004615 2	PCH La Bonita	6,97	I-CONSULT S.A.S	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Las que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única, y los documentos publicados por la UPME, incluidos el estudio de conexión, las características del proyecto y lo actuado y los comentarios del transportador. • Pruebas documentales aportadas: Licencia Ambiental del

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				Proyecto, Resoluciones Corantioquia 160TH-RES2205-2502 con fecha del 09 de mayo de 2022 y 040-RES2309-4632 con fecha del 18 de septiembre de 2023. Certificado de Existencia y Representación Legal Copia de la cédula de ciudadanía del representante legal.
20251110044622	Cimitarra Solar 2	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
20251110044642	Cimitarra Solar 3	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
20251110044732	Cimitarra Solar 15	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
2025111004474 2	Cimitarra Solar 14	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
2025111004476 2	Cimitarra Solar 13	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
2025111004477 2	Cimitarra Solar 11	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
2025111004481 2	Cimitarra Solar 10	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
20251110044822	Cimitarra Solar 9	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
20251110044842	Cimitarra Solar 8	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
20251110044862	Cimitarra Solar 7	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME. • Pruebas documentales aportadas:
20251110044872	Cimitarra Solar 6	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
20251110044912 20251110054192	Cimitarra Solar 5	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
20251110044922	Cimitarra Solar 4	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía. Estudio de conexión del Proyecto. Correo electrónico de constancia de la radicación de la solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto ante la UPME. Correo electrónico de constancia de la completitud de solicitud de asignación de capacidad de transporte del Proyecto expedida por la UPME.
20251110045572	PCH Paloma IV	12.7	EMPRESA DE GENERACIÓN Y	• Pruebas documentales aportadas:

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
			PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	Resolución UPME 157 de 2025 Viabilidad Física SE Sonsón (Paloma IV 12.7 MW)
20251110045622	PCH Paloma III	13.45	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	• Pruebas documentales aportadas: Resolución UPME 157 de 2025 Viabilidad Física SE Sonsón (Paloma IV 12.7 MW)
20251110045422 20251110045402	PCH Argelia	13.6	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	• Pruebas documentales aportadas: Resolución UPME 157 de 2025 Viabilidad Física SE Sonsón (Paloma IV 12.7 MW)
20251110045692	Guayaberos	150	JINKO POWER COLOMBIA SAS	No presentó, ni solicitó tener algún documento como prueba
20251500036482	PCH COCO HONDO	19.9	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. -EPM	• Pruebas documentales aportadas: Poder Certificación del secretario general de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Decreto EPM 2024-DECGGL-2451 Resolución EPM No. 38148 del 29 de enero de 2025 Comentarios del transportador a las solicitudes de conexión del proyecto SC_2023_5281, alternativa de conexión Guadalupe IV 220 kV y alternativas de conexión Guadalupe IV 44 kV. Resolución ANLA 02892 del 5 de diciembre de 2022.
20251500038352	EL BUEY	97	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. -EPM	• Pruebas documentales aportadas: Poder Certificación del secretario general de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Decreto EPM 2451 de 2024. Resolución EPM No. 38148 del 29 de enero de 2025. Comentarios del transportador al Estudio CH El Buey 97 MW.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				Comunicado de EPM mediante el cual la vicepresidencia de Agua y Saneamiento de EPM, da el aval para utilizarla como frontera embebida para la conexión del proyecto de generación. Resolución 112-4745-2019, del 9 de diciembre de 2019, de La Corporación Autónoma Regional de las cuencas de los ríos Negro y Nare (CORNARE). Resolución 112-0426-2020 del 7 de febrero de 2020, de CORNARE
2025150003974 2	SANTA ISABEL	3	CONVENIANT S.A.S	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Los documentos citados en el numeral "3.4. Pruebas: Análisis y Sustento Técnico" del recurso presentado. • Pruebas documentales aportadas: Certificado de Existencia y Representación Legal de CONVENIANT S.A.S. Concepto de EPM, "Comentarios a estudio PCH SANTA ISABEL 3 MW" "IEB-000-23-011 Anexo 3 _Análisis de Cortocircuito"
2025150004263 2	SALAMANDRAS	80	Crx renewavble energy sas	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004264 2	MANZANALES	80	Green falcon sas	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004266 2	LA RIVERA	130	GREEN PANTHER S.A.S	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004267 2	EL REFLEJO	75	MVM GREEN ENERGY S.A.S	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004268 2	EL PORTAL	80	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S	Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004269	EL UMBRAL	170	SUNWIND CLEAN	• Pruebas documentales

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
2			POWER S.A.S	aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004273 2	EL CAMINO	75	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004275 2	EL ALBA	99,9	EDELMIRA SOLAR SAS	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004276 2	CAÑAVERAL ES	99,9	Crx renewavble energy sas	Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004278 2	ARCEUS	180	DON JESUS SOLAR SAS	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004281 2	ALBATROZ	99	Green falcon sas	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004284 2	ABEDULES	19,9	MVM GREEN ENERGY S.A.S	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004290 2	BRILLANZA	300	DOÑA ROSA SOLAR S.A.S.	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004292 2	KYOGRE	200	DON JESUS SOLAR SAS	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004294 2	LA REINA	200	CMO DEVELOPERS S.A.S	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004297 2	MARMATOS	99	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la Compañía
2025150004283 2	CSF CAUCASIA I	9,9	Empresa de Servicios Públicos Cantayus S.A.S. E.S.P.	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la empresa

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				Copia de la circular 052 de 2023 de la CREG con el formato de diligenciamiento Formato_V3 - Circular CREG 047 de 2023 Excel de reporte de flexibilización de capacidad de cortocircuito en proyectos para el periodo 2022-2023
20251500042872	CSF ARENALES	5	Ingenierías Aliadas S.A.S	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la empresa Copia de la circular 052 de 2023 de la CREG con el formato de diligenciamiento Formato_V3 - Circular CREG 047 de 2023 Excel de reporte de flexibilización de capacidad de cortocircuito en proyectos para el periodo 2022-2023
	CSF CAUCASIA II	9,9		
	PCH LA MIEL	19,9		
20251500042932	AMAZONA	80	GREEN ENERGY DS&E S.A.S.	No presentó, ni solicitó tener algún documento como prueba.
20251500043092	FRESNOS	180	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S.	No presentó, ni solicitó tener algún documento como prueba.
20251500043142	EL BALSO	180	FOTOVOLTAICO EL BALSO S.A.S.	No presentó, ni solicitó tener algún documento como prueba.
20251500043182	LOS GUAYACANES	200	SOCIEDAD DE GESTION GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.	No presentó, ni solicitó tener algún documento como prueba.
20251500043242	PARQUE SOLAR LARES	9,9	DON PEDRO SOLAR S.A.S.	No presentó, ni solicitó tener algún documento como prueba.
20251500043212	LEDAÑA 8	200	SOLANO RENOVABLES WAIRA S.A.S.	No presentó, ni solicitó tener algún documento como prueba.
20251500043472	PCH YEGUAS	5,2	EMPRO ENERGY S.A.S.	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Los citados en el numeral "3.7. Prueba: Sustento Técnico" del recurso presentado. IEB-Análisis de Cortocircuito Estudio de Conexión y sus Anexos, que se encuentran asociados a la SC_2023_5199, consignados en el portal SUU de la UPME para la solicitud SC_2023_5199. • Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la empresa
20251500044362	AURES ALTO	9,9	HIDROELÉCTRICA DEL RÍO AURES	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
			S.A. E.S.P	resolver el recurso: Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia Chocó – B3 – 2024 - P4. Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia - Chocó - B3 – 2025 – P2 Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones del área Antioquia – 2024 Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) – 2024. Resolución UPME 157 de 2025 Resolución UPME 257 DE 2022 Formato IEB-538-23-010 Anexo 7_Formato_V3
2025111004485 2	GUINEO	5	PARQUE SOLAR COLOMBIA XV S.A.S.	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la empresa Copia de la cédula de ciudadanía de la representante legal.
2025111005698 2	PCH Akua 3	4,99	GENERADORA BUENOS AIRES SAS	• Pruebas documentales aportadas: Certificado de existencia y representación legal de la empresa Copia de la cédula de ciudadanía de la representante legal.
2025111008339 2	PCH La Miranda	12,4	INGENIERIA BASICA S.A.S.	• Pruebas solicitadas para tener en cuenta al momento de resolver el recurso: Documentos que obran en el radicado de la referencia, en la Ventanilla Única y los documentos publicados por la UPME. Resolución UPME N 157 de 2025 por la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Choco clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones
2025111008657 2	TILESIA	100	IBV SOLAR COLOMBIA	• Pruebas documentales aportadas: Resolución UPME 157 de 2025. Capturas o trazabilidad del

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR	MEDIO DE PRUEBA
				buzón de correo designado (alejandra.corredor@ibvogt.com), como soporte adicional de la no notificación electrónica de la Resolución UPME 157 del 12-02-2025.

Considerando lo anterior, todas las pruebas aquí listadas son las que se encontraron conducentes, pertinentes y útiles para resolver los recursos de reposición interpuestos oportunamente por los promotores contra la Resolución UPME 157 de 2025. Cabe aclarar que el decreto de estas pruebas no constituye prejuzgamiento alguno.

1.1. Solicitudes probatorias presentadas en los recursos

1.1.1. Solicitudes resueltas mediante auto No. 20251020084161 del 30 de mayo de 2025

Mediante auto No. 20251020084161 del 30 de mayo de 2025 se resolvieron algunas solicitudes de pruebas presentadas dentro de los recursos interpuestos contra la Resolución UPME 157 de 2025 con radicado No. 20251020001575 solicitadas por los promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
PCH La Esperanza	72	20251110043532
Central Hidronare	19,9	20251110043562
PCH Pantágoras	18,4	20251110043742
PCH Río Sucio II	6,58	20251110043752
PCH Río Sucio I	5,44	20251110043762
PCH El Limón I	19,9	20251110044462 20251110045082
PCH El Limón II	19,9	20251110044482 20251110045022
PCH La Bonita	6,97	20251110046152
GUINEO	5	20251110044852

Respecto de algunas de las pruebas solicitadas por los promotores de los proyectos relacionados, el auto en su artículo primero y quinto resolvió:

"ARTÍCULO PRIMERO. DECRETAR las siguientes pruebas solicitadas como informe en los recursos de reposición con radicados UPME No. 20251110043532, 20251110043562, 20251110043742, 20251110043752, 20251110043762, 20251110044462, 20251110045082, 20251110044482, 20251110045022, 20251110046152, por las razones expuestas en este auto:

1. "Los parámetros eléctricos y escenarios de generación y demanda detallados con valores exactos, aplicados al modelo de red. (...)."
 2. "(...) los argumentos que justifican la limitación de la capacidad de transporte del proyecto.
- (...)

ARTÍCULO QUINTO. REQUERIR al Grupo Interno de Trabajo Transmisión y Distribución de la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME para que en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles, siguientes a la comunicación del presente auto, remita a la Oficina Asesora Jurídica (OAJ) un informe con las pruebas decretadas en el artículo primero de este auto.

(...)"

Asimismo, se negaron las siguientes pruebas:

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

ARTÍCULO SEGUNDO. NEGAR EL DECRETO de la siguiente prueba solicitada como informe en el recurso de reposición con radicados UPME No. 20251110043532, 20251110043562, 20251110043742, 20251110043752, 20251110043762, 20251110044462, 20251110045082, 20251110044482, 20251110045022, 20251110046152, por las razones expuestas en este auto:

"Además, debe especificar el modelo de red utilizado para la estimación de la capacidad por barra y zona, así como los niveles de cortocircuito correspondientes a el área Antioquia - Chocó, (...)."

ARTÍCULO TERCERO. NEGAR EL DECRETO de la siguiente prueba solicitada como informe en el recurso de reposición con radicados UPME No. 20251110044852, por las razones expuestas en este auto:

"Se solicita a la UPME que aporte los estudios de conexión y espacio físico de las alternativas con concepto de conexión a la subestación Puerto Antioquia 13.2 kV."

El mencionado auto fue comunicado mediante correo electrónico el 3 de junio de 2025.

Mediante memorando UPME No. 20251520037793 del 10 de junio de 2025, el Coordinador del Grupo de Transmisión y Distribución de la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME, presentó el informe de las pruebas decretadas mediante el auto No. 20251020084161 del 30 de mayo de 2025.

A través del oficio con radicado UPME No. 20251020089951 de 12 de junio de 2025, la unidad corrió traslado a los promotores del informe con radicado No. 20251520037793 del 10 de junio de 2025, para que ejercieran su derecho de defensa y contradicción respecto del referido informe en el término de cinco (05) días hábiles contados a partir del recibo de esta comunicación.

Los promotores recorrieron el traslado de las pruebas decretadas con los siguientes radicados:

Proyecto	Capacidad	Fecha comunicación auto	Radicado descorre traslado	Fecha descorre traslado
PCH la Esperanza	72	13/06/2025	20251110163222	20/06/2025
Central Hidronare	19,9	13/06/2025	20251110163612	23/06/2025
PCH Río Sucio II	6,58	13/06/2025	20251110163732	24/06/2025
PCH Río Sucio I	5,44	13/06/2025	20251110162332	20/06/2025
PCH El Limón I	19,9	13/06/2025	20251110162752	20/06/2025
PCH El Limón II	19,9	13/06/2025	20251110162782	20/06/2025
PCH La Bonita	6,97	13/06/2025	20251110162742	20/06/2025

Teniendo en cuenta que se les concedió a los recurrentes 5 días para descorrer el traslado de pruebas, que el auto fue comunicado a los promotores el 16 de junio y que los 5 días hábiles para que se pronunciaran se cumplían el 20 de junio de 2025, la unidad se pronunciará acerca de los traslados radicados dentro del plazo legal concedido.

Señalaron los recurrentes de los proyectos Río Sucio I de 5.44 MW, La Bonita de 6,97 MW, El Limón I de 19,9 MW y El Limón II de 19,9 MW, así como PCH La Esperanza de 72 MW:

"(...) Consideramos que la documentación remitida no satisface en su totalidad la prueba decretada, en tanto no se ha incluido información esencial para reproducir de forma completa y verificable el modelo de simulación de red empleado por la UPME. En particular, no se ha entregado:

- Las posiciones de los TAPs de los transformadores;
- Los pasos y estado (en operación o fuera de servicio) de los bancos de condensadores ubicados en las subestaciones;
- Los pasos y estados (en operación o fuera de servicio) de los bancos de reactores, tanto en subestaciones como en líneas de transmisión;

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

- Los parámetros con los cuales estén configurados los dispositivos FACTS como SVC's y demás; y
- Los proyectos de expansión a corte de 31 de agosto de 2024 que fueron tenidos en cuenta dentro de las simulaciones.

(...)

La omisión de los elementos técnicos antes señalados impide verificar objetivamente las condiciones reales de operación que fundamentaron la negativa de asignación de capacidad de transporte. Asimismo, se vulnera el derecho a la defensa y contradicción técnica del promotor frente a los fundamentos utilizados por la UPME en su decisión. (...)."

Al respecto, contrario a lo expresado en este caso por los recurrentes mencionados, la Unidad dio respuesta a la solicitud conforme a lo indicado en el recurso de reposición, en el cual expresamente se solicitó lo siguiente:

"(...) Un informe que contenga los parámetros eléctricos y escenarios de generación y demanda detallados, con valores exactos, aplicados al modelo de red; así como el modelo de red utilizado para la estimación de capacidad por barra y zona y los niveles de cortocircuito de la subárea Antioquia - Chocó y los respectivos argumentos, que llevan a limitar la capacidad de transporte del proyecto."

En este sentido, los recurrentes no solicitaron en el momento oportuno los elementos adicionales que pretendieron incorporar al análisis de sus recursos de reposición mediante el traslado que se les dio del informe solicitado. Por lo tanto, la Unidad atendió de manera oportuna y completa la solicitud de pruebas presentada, cumpliendo con lo requerido en el escrito original. En virtud de lo anterior, no es posible acceder a la nueva solicitud, toda vez que ya se surtió el proceso de pruebas conforme a lo previsto en el CPACA y no existen más oportunidades probatorias dentro de esta actuación administrativa.

Además, los recurrentes mencionados solicitaron:

"a) Se remitan de forma completa y detallada todos los documentos y datos que conforman los "parámetros eléctricos y escenarios de generación y demanda detallados con valores exactos, aplicados al modelo de red", conforme fue expresamente decretado en el Auto de Pruebas No. 20251020084161.

b) Teniendo en cuenta que esta solicitud busca garantizar la transparencia técnica, la contradicción efectiva y el cumplimiento cabal del debido proceso administrativo, cuando se remita la información completa y detallada es necesario que se conceda nuevamente la oportunidad a los recurrentes para pronunciarse respecto de dicha información.

c) En cualquier caso, nos reservamos expresamente el derecho de presentar información adicional una vez sea posible procesar técnicamente la información remitida, dado que el plazo de cinco (5) días resulta insuficiente para comparar y emular los cálculos realizados en el modelo que la UPME utiliza para el estudio de conexión.

Al respecto, es importante aclarar que la UPME atendió adecuadamente el requerimiento de pruebas presentado por los recurrentes. En cumplimiento de dicha solicitud, se suministró el detalle de los despachos utilizados en el marco del segundo ciclo de asignación de capacidad de transporte, los cuales debían ser considerados por los promotores en su estudio de conexión al momento de presentar la solicitud ante esta Unidad.

Como se establece en el documento "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANÁLISIS CONEXIONES.pdf", los escenarios críticos definidos por la UPME debían ser contemplados como parte del análisis de conexión:

"(...) 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

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

la UPME, verificar que el sistema opera adecuadamente ante las condiciones indicadas a continuación y ante cualquier otro escenario que pueda llegar a representar condiciones restrictivas para la conexión de nueva generación. (...)."

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

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."

Adicionalmente, la UPME indicó a los recurrentes dónde encontrar la información relacionada con la demanda y los parámetros eléctricos utilizados en el análisis, documentos que se encuentran debidamente publicados en la Ventanilla Única (VU), en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 075 de 2021. En este sentido, no es acertado afirmar que la documentación entregada no atiende el requerimiento de pruebas, ya que esta contiene los insumos técnicos utilizados por la Unidad, los cuales son públicos, verificables y trazables, por lo que no son de recibo las solicitudes de los mencionados recurrentes.

Además, el promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW solicitó en un capítulo denominado "pretensiones" lo siguiente:

"1. Que se practiquen las pruebas de manera completa que permita concluir de manera objetiva y con la información que debía considerarse al momento de la solicitud para efectos de la asignación de capacidad, aunque eso requiriera con posterioridad la aplicación de los Planes de Expansión aprobados mediante la Resolución UPME 727 de 2024.

2. Que se modifique la Resolución 000157 de 12/02/2025 en lo que hace relación al "concepto sin capacidad aprobada" para el Proyecto CH La Esperanza de 72 MW, y en consecuencia se incluya dentro de los proyectos priorizados para ser evaluados posteriormente mediante el MACC, en atención a lo previamente expuesto.

3. Que se considere la licencia ambiental con que cuenta el Proyecto CH La Esperanza de 72 MW, para que sea priorizado en la Bolsa 2, e incluso, debido a que cumple los parámetros de validación técnica, para que dicho Proyecto se considere en el MACC y posteriormente se emita concepto de capacidad asignada de transporte del Proyecto."

Solicitó también que, en caso de no acceder a las peticiones principales, se consideren las siguientes peticiones secundarias o subsidiarias:

"1. Se considere la alternativa de dar concepto de capacidad asignada al Proyecto CH La Esperanza de 72 MW supeditada a expansión en la Fila 1 en atención al concepto dado por el Operador de Red."

"2. Que se informen las razones de hecho y de derecho por las cuales se debe dejar el Proyecto CH La Esperanza de 72 MW en la bolsa 3, Fila 1."

1.1.2. De las demás solicitudes de pruebas

Además, de las pruebas sobre las que se resolvió en el auto 20251020084161 del 30 de mayo de 2025, los promotores presentaron la solicitud de otras pruebas, que se analizarán en este capítulo y se resolverán en la parte resolutive de este acto administrativo

1.1.2.1. Solicitud de concepto técnico acerca de la metodología para la evaluación.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Los promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
PCH la Esperanza	72	20251110043532
Central Hidronare	19,9	20251110043562
PCH Pantágoras	18,4	20251110043742
PCH Río Sucio II	6,58	20251110043752
PCH Río Sucio I	5,44	20251110043762
PCH El Limón I	19,9	20251110044462
		20251110045082
PCH El Limón II	19,9	20251110044482
		20251110045022
PCH La Bonita	6,97	20251110046152

solicitaron:

"(...)

Concepto técnico que incluya la metodología de forma detallada para la evaluación de la capacidad de barra, zona y cortocircuito del proyecto."

Se resalta que, en los informes de capacidad por barra, capacidad por zona y capacidad excedente de cortocircuito se detalló la metodología para el cálculo de cada una de las variables de las cuales trata cada uno de los mencionados documentos.

La documentación soporte se encuentra localizada en el siguiente enlace: <https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno-2023-2024.aspx>

Por lo expuesto, la UPME debe negar la práctica de la mencionada prueba, dado que la solicitud no es pertinente ni útil, considerando lo dispuesto en el artículo 168 del CGP. Lo anterior, teniendo en cuenta que la información solicitada por los promotores se encuentra publicada en distintos documentos que son de su conocimiento con bastante anterioridad a la presentación de los correspondientes recursos de reposición.

1.1.2.2. Solicitudes acerca del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC)

Los promotores de los siguientes proyectos solicitaron las pruebas que se exponen a continuación:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
GUINEO	5	20251110044852
PCH la Esperanza	72	20251110043532

El promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW solicitó lo siguiente:

"(...) En defecto de lo anterior, cargar el MACC con la modelación de la subzona para validar en que repercuten las subestaciones que no satisfacen en cortocircuito y como influye la misma en la S/E Carreles 110 kV con expansión."

El promotor del proyecto Guineo de 5 MW solicitó:

"(...) a la UPME que aporte los resultados de optimización del Modelo MACC de la Resolución No. 000157 de 2025, en el que participaron las alternativas del estudio de conexión y disponibilidad físico que radicó el Promotor."

Como ya se expuso, en el marco del segundo ciclo de asignación de capacidad de transporte, la UPME publicó los que contienen la información técnica y económica necesaria para la ejecución del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). Además, la herramienta ejecutable del MACC fue puesta a disposición de los interesados

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

por la Unidad desde el primer ciclo de asignación de capacidad, encontrándose disponible para acceso del público desde 2022. En ese sentido, no es procedente atender la solicitud planteada, dado que la información requerida por el recurrente ya fue debidamente publicada y se encuentra disponible.

Por lo expuesto, la UPME debe negar la práctica de las mencionadas pruebas, dado que la solicitud no es pertinente, conducente ni útil, considerando lo dispuesto en el artículo 168 del Código General del Proceso (CGP). Lo anterior, teniendo en cuenta esta Unidad debe ceñirse a los procedimientos establecidos en las Resoluciones CREG No. 075 y UPME No. 528 de 2021, así como en la Circular UPME No. 057 de 2022 y, en especial, en el Código de Redes y a que la información solicitada por los promotores se encuentra publicada en distintos documentos que son de su conocimiento.

1.1.2.3. Solicitud de realizar una nueva etapa probatoria para la evaluación de los proyectos de conexión

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
EL BALSO	180	20251500043142
FRESNO	180	20251500043092
LOS GUAYACANES	200	20251500043182
PARQUE SOLAR LARES	9,9	20251500043242

Los promotores de los proyectos relacionados solicitaron:

"DECRETAR la apertura de una instancia probatoria de acuerdo con el artículo 40 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, con el objetivo de realizar de nuevo la evaluación respectiva de priorización y determinar de manera motivada y con los insumos técnicos completos si se acepta o se niega la asignación de capacidad al sistema."

Respecto de estas solicitudes, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 40 del CPACA, los administrados pueden aportar pruebas hasta antes de que se profiera la decisión de fondo. No obstante, esto no exime a los promotores de probar la conducencia, pertinencia y utilidad de las pruebas solicitadas.

Considerando lo anterior, encuentra la Unidad que, los promotores no detallaron qué prueba específica aportarían si abriera una nueva etapa probatoria y tampoco cumplieron con la carga de probar la existencia de estos tres elementos necesarios para decretar las pruebas dentro de las actuaciones administrativas. Así las cosas, esta Unidad deberá negar el decreto de la nueva etapa probatoria referenciadas en este acápite, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 168 del CGP.

V. ANÁLISIS DE LOS RECURSOS DE REPOSICIÓN

En los escritos de impugnación, los recurrentes presentaron una serie de argumentos respecto a la motivación de la Resolución UPME 157 de 2025 que, entre otros, resolvió emitir concepto sin capacidad aprobada para ciertos proyectos, así como respecto del trámite surtido en la Unidad para el análisis de las solicitudes de conexión de los proyectos en cuestión. Al respecto, este capítulo se dividirá en acápites que contienen la argumentación de cada uno de los recursos presentados contra la mencionada resolución. Aquellos recursos que contengan los mismos argumentos serán agrupados e identificados al inicio de cada acápite, como se verá a continuación:

4.1. Análisis de los recursos interpuestos por los promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
PCH Abejorro	4 MW	20251110042462
PCH Marteja	2,5 MW	20251110042492
PCH Ovejas	9,9 MW	20251110042952

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Luego del correspondiente análisis realizado en relación con las solicitudes de conexión presentada por los promotores de los proyectos arriba referenciados, mediante la Resolución UPME No 157 de 2025, la Unidad emitió conceptos sin capacidad aprobada para dichos proyectos. Inconformes con esta decisión, los promotores de los proyectos anteriormente relacionados argumentaron lo siguiente frente a la resolución recurrida:

4.1.1. Argumentos técnicos

4.1.1.1. De la igualdad en la evaluación de los diferentes proyectos

En este punto, los recurrentes argumentaron que la evaluación realizada por la UPME frente a los proyectos referenciados no tuvo en cuenta los principios de igualdad, equidad e imparcialidad, analizado estos aspectos con relación directa a aquellos proyectos que, bajo las mismas condiciones, si fueron priorizados. Específicamente, afirmaron los recurrentes que:

"(...) el análisis de Capacidad Excedente de Cortocircuito que dio lugar a la inviabilidad técnica de la conexión de los proyectos se basa en una evaluación desigual entre todos los proyectos que solicitaron conexión. La evaluación en esa variable de los proyectos viabilizados y, por ende, priorizados, se basó en la consideración de pocas Subestaciones Eléctricas que se encontraban a su alrededor (...), en relación con otros proyectos de la misma capacidad que solicitaron conexión en la misma S/E o localizados en la misma zona (en los que evaluaron hasta 102 S/E a su alrededor). Ninguna de las S/E que generó inviabilidad técnica por esa variable en los proyectos no priorizados se tuvo en cuenta en el análisis de los que sí fueron priorizados."

La Unidad se encuentra en desacuerdo con los promotores de estos proyectos en su argumentación de un supuesto tratamiento desigual en el análisis de las solicitudes de conexión de diferentes proyectos. Esto, teniendo en cuenta 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."

En la misma línea, 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".

Así las cosas, son los interesados los responsables de presentar información que cumpla con las características exigidas por la regulación. Teniendo en cuenta esta obligación, la UPME, en cumplimiento de la normativa vigente, realizó los correspondientes análisis técnicos en el contexto del actual ciclo de asignación de capacidad con la información proporcionada por quienes realizan solicitudes de conexión. Lo anterior, de ninguna manera implica que, en el proceso de asignación de capacidad de transporte, se dé un tratamiento desigual a diferentes proyectos. Por el contrario, la UPME ha seguido lo

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

previsto en la Resolución CREG 075 de 2021 y en el Procedimiento de Evaluación, por lo cual tuvo en cuenta la información allegada por los interesados.

No obstante lo anterior, la Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Considerando la obligación de los interesados de proporcionar información veraz, la misma normativa es clara en cuál es la información que deberán proporcionar junto con sus solicitudes de conexión. Es así como, aunado a las normas ya citadas, la Circular CREG No. 047 de 2023 refuerza este principio de igualdad al establecer requisitos específicos sobre la información que debe incluirse en los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de los proyectos de generación, garantizando que cada solicitante proporcione datos precisos y comprobables, lo que busca evitar distorsiones en el proceso de asignación y fortalece la transparencia del mismo. En cumplimiento de las normas citadas, 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. El procedimiento de asignación de capacidad se aplicó de manera igual para todos los interesados. Por tanto, en ningún momento se le dio un trato desigual a ningún promotor.

4.1.1.2. De la supuesta extemporaneidad en la publicación de la información por la UPME

Manifiestan los recurrentes que la inviabilidad técnica de la solicitud de sus respectivos proyectos provino únicamente de la Capacidad de Excedencia de Cortocircuito del punto de conexión. Al respecto de esa variable, la misma UPME publicó en 2024 un documento llamado "Reporte de Cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) – 2024". En ese documento claramente se dice que, en la subestación a la que buscan conectarse los proyectos, el nivel de corriente de cortocircuito supera la capacidad de interrupción reportada, es decir, es una subestación cuya capacidad excedente de cortocircuito es igual a 0.

La inconformidad aquí manifestada es que esta información fue publicada por la UPME en 2024, más de un año después de la radicación de los estudios de conexión. Por tanto, consideran los recurrentes que la UPME supo del agotamiento de las subestaciones a las que se conectarían los proyectos y lo publicó después de que los promotores lo pudieran

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

tener en cuenta para sus análisis. Advierten que el Operador de Red, debía saberlo, pero emitió concepto favorable para la conexión de los proyectos dando a entender que no existía ese agotamiento de la subestación o que la conexión solicitada no aportaba de manera relevante en ello.

Al respecto, debe decirse que el procedimiento de asignación de capacidad de transporte contempla la presentación de dos estudios por parte del promotor:

- (i) un estudio de conexión, que evalúa la viabilidad técnica del proyecto frente a las condiciones del SIN y
- (ii) un estudio de disponibilidad de espacio físico, que detalla las condiciones de infraestructura en el punto de conexión propuesto.

En este marco, es responsabilidad del promotor identificar las posibles restricciones existentes o futuras del sistema, con base en los resultados técnicos que arroje su propio estudio de conexión. Esta obligación está establecida en la Resolución CREG 075 de 2021 y en la Circular CREG 058 de 2022, las cuales exigen que se evalúen no solo los escenarios mínimos publicados por la UPME, sino también otros escenarios críticos que puedan representar limitaciones técnicas para la conexión.

Adicionalmente, es importante reiterar que el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico y está sujeto a cambios derivados de la entrada o salida de proyectos de generación, ajustes en fechas de puesta en operación, y la evolución de las obras de expansión. Por este motivo, y conforme a lo dispuesto en la Circular UPME 057 de 2022, todas las solicitudes fueron evaluadas bajo condiciones estructurales homogéneas al corte oficial del 20 de agosto de 2024, el cual se aplicó de forma uniforme para garantizar la equidad técnica entre proyectos.

En consecuencia, la existencia de restricciones posteriores a la fecha de radicación de la solicitud no constituye una omisión por parte de la UPME, sino una manifestación natural de la evolución del sistema, la cual debe ser considerada por el promotor como parte del riesgo inherente al proceso de conexión al SIN.

4.1.1.3. Análisis sobre la modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica

Señalan los recurrentes que, por un lado, tanto la UPME como EPM (operador de red), conocieron del agotamiento de las subestaciones a las que se conectarían los proyectos a efectos de su Capacidad Excedente de Cortocircuito después de la radicación del estudio de conexión, tal como se dijo en el apartado anterior, pero además debían ejecutar las obras que lo disminuían antes de 2025 y no lo hicieron.

Al respecto debe señalarse que para garantizar la rigurosidad del análisis, conforme se establece en el anexo de la Circular CREG 047 de 2023 denominado *"Características y contenido que deben tener los estudios de conexión y de disponibilidad de espacio físico a suministrar con la solicitud de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1"*, 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 encallamiento posible.

En ese sentido, la UPME aplicó el procedimiento vigente con base en la normativa mencionada, que es la misma que debe ser aplicada por los promotores al momento de elaborar sus estudios de conexión. Por esta razón, los resultados de corriente de cortocircuito deben ser técnicamente consistentes entre los reportados por la UPME y los promotores, siempre que estos últimos hayan utilizado los mismos supuestos, parámetros de red y una implementación correcta de la metodología. Adicionalmente, conforme a lo dispuesto en el artículo 55 de la Resolución CREG 075 de 2021, es

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

responsabilidad del promotor identificar adecuadamente las subestaciones del SIN que presentan agotamiento de capacidad de interrupción, así como cuantificar con precisión el impacto que su proyecto podría tener sobre estas. Esta información es fundamental para una evaluación técnica objetiva y transparente.

Finalmente, respecto a lo mencionado por el recurrente sobre el "Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica", es importante precisar que este corresponde a un documento indicativo, elaborado por la UPME en su rol de planificador del sistema eléctrico colombiano. Sin embargo, la obra a la que hace referencia el recurrente no ha sido aprobada formalmente ni por la UPME ni por el Ministerio de Minas y Energía (MME) mediante adopción oficial del Plan de Expansión. En consecuencia, no puede ser considerada dentro de los análisis técnicos del proceso del ciclo actual de asignación de capacidad de transporte.

4.1.2. Argumentos jurídicos

4.1.2.1. De la supuesta indebida motivación y vulneración al debido proceso

Consideran los recurrentes que la Resolución UPME 157 de 2025, mediante la cual la UPME no priorizó los proyectos aquí referidos, adolece de motivación porque, según los promotores, la UPME no publicó la información que requerían los interesados para la elaboración del estudio de conexión, expidiendo un acto administrativo sin una evaluación fáctica, jurídica y probatoria. Estiman los recurrentes que la falta de motivación de la resolución vulneró el derecho al debido proceso y que se hace imperativo entonces reevaluar la solicitud de la UPME subsane estas deficiencias en materia de información considerando la información a la que sí accedieron los interesados, la cual fue usada para la preparación del estudio de conexión.

Sobre este particular, como ya se expuso, la Unidad ha publicado de manera sistemática y permanente toda la información relacionada con el proceso de asignación de capacidad de transporte. Esto incluye la metodología aplicada, los criterios de evaluación, los resultados obtenidos y los actos normativa relacionada, por lo que no se han afectado el principio del debido proceso. Esto incluyó un informe técnico detallado de la aplicación del Procedimiento de Evaluación en relación con todas las solicitudes de conexión recibidas para el área Antioquia - Chocó, el cual hace parte integral de la resolución recurrida.

Acerca de la motivación de los actos administrativos, el Consejo de Estado ha señalado que ella constituye un elemento fundamental del debido proceso, contenido en el artículo 29 de la Constitución Política; precisando que la motivación del acto no sólo la construye el tenor literal del acto en cuestión, sino que además se integra a ella la exteriorización de la voluntad de la administración mediante estudios, informes y otros que soporten el entendimiento de la determinación tomada, así:

*"(...) Los motivos son entonces el soporte fáctico y jurídico que justifican la expedición del acto administrativo y el sentido de su declaración y, por lo general, cuando por disposición legal deben ponerse de manifiesto, aparecen en la parte considerativa del acto. En todo caso, aunque no se mencionen expresamente los motivos, **debe existir una realidad fáctica y jurídica que le brinde sustento a la decisión administrativa, que normalmente está contenida en los "antecedentes del acto" representados por lo general en distintos documentos, como estudios, informes, actas, etc.**"*¹ (Negrita fuera del texto original)

En este orden de ideas, a partir de lo señalado por el alto tribunal de la jurisdicción de lo contencioso administrativo, la Unidad puede afirmar que la Resolución UPME 157 de 2025 tiene la motivación suficiente. Esto, teniendo en cuenta que esta Unidad presentó el debido fundamento técnico y jurídico para justificar las decisiones allí tomadas. Adicionalmente, los procedimientos establecidos por la CREG y la UPME permiten

¹ Consejo de Estado. Sección Segunda - Subsección A. Sentencia rad. 0685-2010 del 05 de julio de 2018. C.P. Gabriel Valbuena Hernández

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

armonizar los argumentos expuestos para llegar, en este caso, a la conclusión de no priorizar los proyectos cuyos promotores presentaron los recursos referenciados en este capítulo.

Frente a la supuesta violación al debido proceso, los recurrentes afirman que, en el proceso de expedición de la Resolución UPME 157 de 2025 hubo una violación al debido proceso que les asiste a los interesados, dado que, supuestamente, la UPME no cumplió con los principios de transparencia, publicidad y reproducibilidad de la información. Al respecto, como se ha mencionado, con amplia antelación a la expedición de la resolución recurrida, la UPME publicó todos los valores relacionados con los criterios que serían tenidos en cuenta al utilizar la herramienta del MACC para conocimiento de los interesados en la conexión de sus proyectos. Esta información incluyó los informes de capacidad de barra, el cálculo de capacidad por zona y la capacidad de cortocircuito excedente en relación con todas las áreas eléctricas del país. Adicionalmente, los interesados han tenido siempre acceso a dicha herramienta para que puedan corroborar el Procedimiento de Evaluación seguido por la Unidad que resultó en las decisiones tomadas en el acto administrativo recurrido.

Así las cosas, no le es dado a los promotores argumentar que la UPME no garantizó la transparencia, publicidad y reproducibilidad de cada paso del proceso de asignación de capacidad de transporte hasta el momento. Esto, sin mencionar que la Unidad también ha garantizado el derecho al debido proceso de todos los interesados al cumplir con las oportunidades para que los mismos se pronuncien sobre las decisiones que ha emitido hasta ahora.

Por lo anteriormente expuesto, este argumento presentado por los recurrentes de los proyectos PCH Abejorro de 4 MW, PCH Marteja de 2,5. MW y PCH Ovejas de 9,9 MW no está llamado a prosperar.

4.1.2.2. Del supuesto incumplimiento del Plan de Expansión de la UPME 2023-2037 y de las Leyes 142 y 143 de 1994

En este punto, los recurrentes argumentaron que la negativa de esta Unidad para priorizar los proyectos ya referenciados contraviene los siguientes lineamientos contenidos en el Plan de Expansión construido por la UPME para el período 2023 – 2037

1. Integración de Nuevas Fuentes de Generación
2. Asignación Oportuna y Transparente de Puntos de Conexión
3. Expansión y Modernización de la Infraestructura

En ese sentido, según los recurrentes, la Unidad está *"(...) poniendo en riesgo la estabilidad operativa del sistema, elevando los costos energéticos y limitando la incorporación de nuevos proyectos, lo cual afecta gravemente la competitividad y seguridad del sector eléctrico."*

Frente a este argumento se hace necesario recordar que los planes de expansión que construye la UPME, si bien son elementos importantes para la expansión de la infraestructura de transmisión en el país, son planes indicativos, cuyas obras deben surtir un proceso de análisis para su viabilidad y deben ser adoptados formalmente por el Ministerio de Minas y Energía para su construcción. En ese sentido, para el presente ciclo de asignación de capacidad de transporte la UPME solo pudo tener en cuenta las obras de expansión debidamente evaluadas y aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía.

Adicionalmente, el hecho de que, en la Resolución UPME 157 de 2025 la UPME haya decidido no priorizar para conexión los proyectos referidos, responde a que dichos proyectos no hacían parte de la solución más beneficiosa, confiable, segura y eficiente para el SIN. La adopción de esta decisión de ninguna manera implica que, en el ejercicio de sus funciones, la UPME no esté cumpliendo con los principios referenciados por los recurrentes. Por el contrario, es precisamente en aras de garantizar dichos principios que la UPME ha aplicado el Procedimiento de Evaluación para la asignación de capacidad de transporte para velar por la seguridad y confiabilidad del sistema. El hecho de que los

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Planes de Expansión busquen mejorar la capacidad del sistema de integrar nuevas fuentes de generación no significa que la UPME se vea obligada a aprobar la conexión de proyectos que, en la condición en la que SIN se encontraba al momento de la fecha de corte tomada por la UPME, no fueran parte de la solución óptima.

Estas mismas razones aplican para afirmar que la UPME, de ninguna manera está incumpliendo con las obligaciones previstas en las Leyes 142 y 143 de 1994, contrario a lo que proponen los recurrentes. Adicionalmente, lejos de lo que afirman los recurrentes, la decisión de no priorizar ciertos proyectos de manera alguna puede tildarse de arbitraria, pues, como se ha expuesto, el acto administrativo recurrido estuvo siempre debidamente motivado, tanto técnica como jurídicamente. Mucho menos les es dado a los recurrentes argumentar que por la no priorización de sus proyectos esta Unidad esté incumpliendo los preceptos de las leyes mencionadas. Esto, por cuanto, al adherirse al Procedimiento de Evaluación previsto en la Circular UPME No. 057 de 2022 para las solicitudes de conexión recibidas para el área Antioquia – Chocó, la Unidad está garantizando la confiabilidad y seguridad del sistema, precisamente, para garantizar la debida prestación del servicio público de energía eléctrica.

Por tanto, este argumento no prospera contra las decisiones emitidas en la Resolución UPME 157 de 2025.

4.2. Análisis del recurso interpuesto por el promotor del siguiente proyecto:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
Amanecer	150	20251110042502

Luego del correspondiente análisis realizado en relación con la solicitud de conexión presentada por el promotor del proyecto arriba referenciado, mediante la Resolución UPME 157 de 2025, la Unidad emitió concepto sin capacidad aprobada para dicho proyecto. Inconforme con esta decisión, el promotor argumentó lo siguiente frente a la resolución recurrida:

4.2.1. De la supuesta falta de justificación en el cambio de distribución de las subestaciones

Señaló el recurrente que, históricamente la Subestación Purnio 220 hacía parte del área Caldas-Quindío-Risaralda, Zona 8, comprendida por las barras: Virginia 220, Virginia 500, Esmeralda 220, La Miel 220, San Felipe 220, Purnio 220. Según VOLTALIA COLOMBIA S.A.S., promotor del proyecto Amanecer de 4 MW, la Unidad no explicó de manera suficiente este cambio de distribución de las subestaciones por zona afecta los parámetros de asignación originalmente establecidos. Desde su punto de vista, esto afecta la transparencia del proceso y el debido proceso por cambio en las condiciones después de que los interesados presentaron sus estudios.

Al respecto, debe señalarse que la Resolución CREG 075 de 2021 define los estudios de conexión como "(...) estudios cuyos análisis y conclusiones soportan la viabilidad técnica de las alternativas de conexión eléctrica de un proyecto al SIN, y que deben contener la información mínima establecida en dicha resolución." En este contexto, todas las solicitudes de asignación de capacidad de transporte deben analizar el impacto técnico de los proyectos sobre el sistema eléctrico colombiano. En consecuencia, los promotores tienen la responsabilidad de evaluar no solo el impacto de su proyecto en el área de conexión específica, sino también el impacto sobre las zonas aledañas. Esta evaluación es especialmente relevante cuando el proyecto se conecta a puntos en fronteras entre áreas operativas, donde la interacción eléctrica entre zonas puede generar efectos adicionales que deben ser contemplados en el análisis de viabilidad.

En el documento " 7. Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia Chocó – 2024 ", publicado por la Unidad, se describe la metodología utilizada para la zonificación de cada una de las barras del STN, STR y SDL en el ciclo de asignación de

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

capacidad de transporte. Es importante destacar que la metodología aplicada en el ciclo 1 es la misma utilizada en el ciclo 2. Sin embargo, la zonificación de las áreas eléctricas realizada por la UPME puede presentar variaciones en la clasificación de las subestaciones entre distintos ciclos de evaluación. Estas diferencias responden al agrupamiento de nodos con alta correlación eléctrica, basado en la teoría de grafos y en criterios de sensibilidad eléctrica para la conformación de zonas.

Dichos cambios en la clasificación de las subestaciones dentro de las zonas eléctricas definidas por la UPME están directamente relacionados con las actualizaciones y modificaciones topológicas en la red del SIN. Factores como ajustes en las fechas de puesta en operación, la incorporación o retiro de proyectos de generación o carga y modificaciones estructurales en el sistema pueden alterar la configuración de la infraestructura eléctrica. Estas variaciones en la infraestructura eléctrica pueden alterar la estructura del sistema, modificando la correlación entre subestaciones y, en consecuencia, la configuración de las zonas en cada ciclo de evaluación.

Cabe resaltar que es obligación de la UPME considerar el estado real del SIN al momento de realizar el corte para los análisis de las solicitudes de conexiones recibidas. Así las cosas, el hecho de que el SIN sea un sistema dinámico y, por ende, constantemente en cambio, no significa que de manera alguna esta Unidad haya desconocido su obligación de transparencia en el proceso de asignación de capacidad y mucho menos el derecho al debido proceso que le asiste a los interesados. Por lo tanto, no es de recibo el argumento del recurrente según el cual faltó justificación por parte de esta Unidad frente al cambio de distribución de las subestaciones.

4.2.1.1. De la supuesta falta de *transparencia* y verificación en el análisis de capacidades disponibles por zonas de la UPME

Sobre este punto, señaló el recurrente que el análisis de capacidades disponibles por zonas presentado por la UPME carece de transparencia y reproducibilidad, dado que no se proporciona información sobre el origen de los datos utilizados. Según el recurrente, los datos que justificaron las decisiones de la resolución recurrida no coinciden con los publicados por los operadores de red (OR). Por otro lado, la falta de acceso a la fuente de los datos impide verificar su precisión y, por lo tanto, no puede garantizarse que los análisis realizados por la UPME sean consistentes ni estén fundamentados en información técnica verificable, afectando la validez de las conclusiones y decisiones derivadas de dichos análisis.

En respuesta a lo anterior, es preciso indicar que para los cálculos presentados en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó-B3-2025"; el "Reporte de cálculo de Capacidad por Barra para las subestaciones de cada una de las áreas - 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 Antioquia-Chocó - 2024", se utilizó la información de demanda reportada por el operador de red, que se encuentra en el módulo de la Ventanilla Única "Información para estudios de conexión proyectos clase 1", conforme a lo establecido en la Circular CREG No. 014 de 2022 y esta se tomó con corte al 20 de agosto de 2024 conforme a lo señalado en la Circular UPME No. 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", el cual puede ser consultado en la página web de la UPME mediante 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 reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

1. 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
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

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 calcular la demanda reportada por el OR a través de la Ventanilla Única, 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. Esto 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.

Considerando lo anterior, la Unidad brindó acceso a la información que utilizó para realizar los análisis correspondientes a las solicitudes de conexiones al SIN recibidas. De esta manera, cumplió con los principios de transparencia y reproducibilidad en el análisis de capacidades disponibles por zonas. En ese sentido, este argumento presentado por el promotor no tiene vocación de prosperar.

4.2.1.2. Del supuesto rechazo arbitrario de los parámetros y análisis de ISA por parte de la UPME: inadecuados cálculos de barra y zona como sustituto de un estudio de conexión

Sobre este punto señaló el recurrente:

"Si ISA ha afirmado que existe capacidad en la zona, la UPME no podía apartarse de esa conclusión sin ofrecer una explicación sólida y detallada que justificara por qué consideraba errónea la evaluación realizada por ISA. De no hacerlo, la UPME está desechando, sin justificación ni argumentación, los parámetros iniciales proporcionados por ISA, los cuales VOLTALIA tenía la legítima confianza de que serían utilizados. Además, la UPME está ignorando el análisis realizado por ISA en el Estudio de Conexión para esa zona, lo que no solo pone en duda la legalidad de las decisiones tomadas, sino que también afecta la confianza en el proceso de evaluación y asignación.

Y, en este aspecto, no basta simplemente con manifestar que las conclusiones del responsable de la asignación de capacidad prevalecen sobre los comentarios que haga el transportador (Art. 10 de la Resolución CREG 075 de 2021), si es que en este caso no se han identificado diferencias entre uno y otro, ni explicación alguna acerca de los motivos por los cuales las conclusiones y comentarios del OR no son, según la UPME, válidos.

Además de lo anterior, no sobra recordar que los cálculos de barra y zona realizados por la UPME no pueden considerarse como un reemplazo válido de un estudio de conexión formal. Dichos cálculos carecen del análisis técnico detallado y de la metodología que caracteriza a un estudio de conexión, el cual debe abordar de manera específica las condiciones operativas y técnicas del sistema eléctrico, así como las implicaciones de cada intervención. La sustitución de un estudio de conexión por cálculos generales y simplificados compromete la precisión y la fiabilidad de la evaluación, lo que podría resultar en decisiones erróneas que afecten la infraestructura y la operación del sistema eléctrico."

Al respecto, debe señalarse que la UPME, como planificador del SIN, tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico colombiano. En cumplimiento de esta función, la UPME realiza sus

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

propios estudios técnicos para validar que todas las solicitudes de conexión cumplan con los lineamientos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG No. 025 de 1995). En este contexto y, teniendo en cuenta las funciones de la Unidad, el artículo 10 de la Resolución CREG No. 075 de 2021 prevé que:

"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."

Esta disposición tiene como objetivo asegurar una única interpretación técnica oficial, en aquellos casos donde puedan presentarse diferencias entre los resultados obtenidos por los promotores, los transportadores y la UPME.

Ahora bien, en el caso del recurso interpuesto para el proyecto Amanecer (150 MW), es importante señalar que los comentarios técnicos del transportador ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., reportados a través del Sistema Único de Usuarios (SUU) el 15 de marzo de 2024, coinciden en identificar restricciones asociadas a la conexión del proyecto. En el documento remitido a esta Unidad por el OR se argumenta que:

"(...) Con un escenario de máxima generación en Suroccidental y Oriental y baja generación en Antioquia, se presentan sobrecargas de la línea La Sierra – San Carlos 230 kV 7 en estado normal de operación y ante N-1 de La Sierra – Primavera 230 kV (porcentaje de participación del Proyecto del 10% y 16% respectivamente).

Con máxima generación del área Oriental, alta generación del área Nordeste y máxima generación conectada en La Miel y San Felipe, se evidencia sobrecarga de las líneas San Felipe – La Enea 1 8 y 2 9 230 kV ante N-1 de una de estas líneas (porcentaje de participación del Proyecto del 7%).

Con alta generación en Antioquia a nivel de 230 kV excepto Termocentro, sin generación a nivel de 500 kV y baja generación en Caribe se evidencia sobrecarga en la transformación 10 de San Carlos 450 MVA 500/230 kV en estado normal de operación y ante N-1 de un transformador paralelo (porcentaje de participación del Proyecto del 10% y 14% respectivamente).

Con el mismo despacho anterior, pero con la generación de Termocentro 230 kV se identifica una sobrecarga en la transformación 11 de Primavera 450 MVA 500/230 kV ante N-1 del transformador paralelo (porcentaje de participación del Proyecto del 6%). (...)."

Así las cosas, contrario a lo argumentado por el recurrente, estos escenarios son consistentes con los identificados por la UPME en su evaluación técnica del sistema, lo que refuerza que la no priorización del proyecto Amanecer de 150 MW se fundamenta en restricciones reales del sistema bajo condiciones de operación crítica. En consecuencia, no se configura contradicción entre los análisis de la UPME y los del transportador; por el contrario, ambos coinciden en que la conexión del proyecto, en las condiciones actuales, no es técnica ni operativamente viable.

Por lo anterior, no es cierto que la UPME haya incurrido en un rechazo arbitrario de los parámetros y análisis hechos por Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA en este caso. Y, de manera más importante, cabe aclarar que el hecho de que la normativa vigente le instruya a los interesados presentar sus propios estudios de conexión con sus respectivas solicitudes, no significa que la UPME pueda desconocer u obviar su obligación de realizar sus propios análisis técnicos de cada solicitud de conexión que propendan por garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema. Por tanto, tampoco es de recibo el argumento del promotor según el cual la UPME utilizó en su análisis cálculos supuestamente inadecuados como sustituto del estudio de conexión.

En línea con lo anterior, al realizar sus propios análisis, de ninguna manera la UPME está desconociendo la confianza legítima del inversionista, ni mucho menos buscando menoscabar el principio de seguridad jurídica que debe permear toda actuación administrativa. Como se expuso, las decisiones de la resolución recurrida, en este caso, se vieron fundamentadas por las mismas observaciones hechas por el OR, las cuales respaldaron las observaciones hechas por la UPME en relación con las restricciones técnicas que llevaron a la no priorización del proyecto en cuestión. En ese sentido, este argumento presentado por el promotor del proyecto Amanecer de 150 MW no está llamado a prosperar.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4.2.1.3. De la supuesta publicación tardía de las capacidades por área y área

En este argumento expuso el recurrente que:

"La UPME publicó las capacidades por área y subárea después de que ya se habían presentado los estudios de conexión (los cuales se presentaron en octubre de 2023), haciendo inviable requerir a los OR y promotores utilizaran tales datos en sus estudios de conexión. Esta situación hace inviable exigir a los operadores de red y a los promotores que utilicen estos datos en sus estudios de conexión, ya que no fue posible incorporarlos en la fase de elaboración de los estudios, los cuales se basaron en información disponible para ese momento. La publicación tardía de los datos compromete la integridad y la coherencia de los estudios presentados, afectando la equidad y la precisión del proceso."

Al respecto, debe tenerse de presente que, mediante la Circular Externa No. 057 de 2022, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) publicó el "Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1", cuyo numeral 6.2 establece lo siguiente:

"(...) Los insumos del MACC definidos y descritos en el capítulo anterior representan una de las fuentes de incertidumbre más grandes para el sector en el proceso de asignación de capacidad de transporte. Por esta razón, los insumos del MACC, así como sus valores iniciales en el proceso de asignación de capacidad, serán publicados por la UPME acorde a lo establecido en la presente sección. (...)."

En cumplimiento de esta disposición, la UPME, como entidad responsable de la asignación de capacidad de transporte, ha publicado oportunamente los valores iniciales de capacidad por barra en el STN, STR y SDL, así como la capacidad remanente de cortocircuito por subestación, para cada ciclo de asignación de capacidad de transporte realizado hasta la fecha. Estos valores constituyen insumos fundamentales del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), y su divulgación ha garantizado condiciones de transparencia y acceso equitativo a la información por parte de todos los agentes interesados.

En este sentido, queda claro que la responsabilidad de la UPME es publicar dichos valores antes de la ejecución del MACC en cada ciclo, y no de forma posterior a su culminación, como lo plantea el recurrente.

Al respecto, la Unidad debe reiterar lo indicado en el desarrollo del argumento anterior, toda vez que, en primer lugar, es responsabilidad de esta entidad garantizar la seguridad, confiabilidad y estabilidad del SIN, no sólo en cumplimiento de deberes legales y regulatorios, sino también de principios constitucionales. Cabe recordar a los recurrentes que el sistema constituye un bien común, mismo que las autoridades del Estado deben hacer prevalecer, sumado a la segunda motivación en este mismo escenario, en tanto 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, pues, como es sabido por los recurrentes, en el periodo 2022- 2023 se asignó la capacidad de transporte que resultare 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 la administración.

Por lo anterior, 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. Así mismo, la conexión de nuevas fuentes de generación lleva a aumentar las corrientes de cortocircuito, lo que resulta en la reducción de la capacidad

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

de cortocircuito remanente y ratifica el estado crítico de algunas subestaciones que están cerca de llegar al límite de su capacidad de interrupción.

Lo anterior se ratifica en el documento denominado "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANÁLISIS CONEXIONES.pdf", donde 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.***

(...)

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

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

Además, el anexo de la Circular CREG No. 058 de 2022, respecto a los escenarios de generación, dice:

*"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.**"*

En línea con lo anterior, es importante destacar que la UPME está llamada a desarrollar una evaluación desde una perspectiva integral y sistémica, que no se limite únicamente a las condiciones operativas del área objeto de análisis. Dado el alto grado de interconexión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), resulta indispensable considerar también las condiciones operativas de áreas vecinas, especialmente aquellas cuyas dinámicas puedan influir de manera significativa en el comportamiento técnico y operativo de los elementos eléctricos dentro del área evaluada.

Por otro lado, cabe mencionar que, de acuerdo con lo dispuesto en la Circular UPME No. 057 de 2022², 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. Sin embargo, dichos escenarios no limitaban a la UPME o a los interesados para evaluar otros escenarios de acuerdo con las nuevas condiciones del sistema. Por el contrario, es deber de la UPME tener en cuenta dichas 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.

² Por medio de la cual se publicó el "Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad Para Proyectos Clase 1".

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Tampoco resulta procedente el argumento según el cual la información publicada es insuficiente. Por el contrario, la Unidad se aseguró de publicar la información necesaria para que los interesados pudieran corroborar los resultados del ejercicio de priorización de los proyectos propuestos en las solicitudes de conexión.

4.2.1.4. De la supuesta incorrecta clasificación del proyecto Amanecer en la bolsa correspondiente

Al respecto de este argumento, el promotor manifestó en su recurso:

"El proyecto Amanecer debió haber sido considerado en la Bolsa 2 desde el momento en que se evaluaron los proyectos, ya que, conforme a la Ley Anti-Trámites, era de conocimiento público que el proyecto contaba con la licencia ambiental tanto para la planta como para la línea. Esta normativa tiene como objetivo simplificar los procesos y promover la eficiencia administrativa, y en este caso, el proyecto Amanecer cumplía con los requisitos necesarios para ser clasificado en la Bolsa 2, que corresponde a proyectos con licencias ambientales ya otorgadas. La clasificación del proyecto en esta bolsa no solo era apropiada, sino que también era esperada en virtud de la documentación que se encontraba disponible en el momento de la evaluación.

En caso de que la UPME considera que no era posible incluirlo en la Bolsa 2 por alguna razón técnica o normativa, al menos debió haberse ubicado en la Bolsa 3+, dado que el proyecto había presentado, junto con el Estudio de Conexión, el auto de inicio de trámite de la ANLA para la obtención de la licencia ambiental. Este auto constituye un avance significativo en el proceso administrativo y demuestra el compromiso del proyecto con el cumplimiento de las normativas ambientales. Por lo tanto, no se justifica que, a pesar de contar con esta documentación clave, el proyecto haya sido excluido de las bolsas correspondientes."

Con la solicitud de conexión, el interesado adjuntó el Auto de inicio No. 7437 del 15 de septiembre de 2023, a través del cual se inició el trámite de evaluación de la solicitud de licencia ambiental para la planta de 150 MW y la línea de 230 kV. Es decir, según los documentos aportados por el mismo promotor, el mismo no cuenta autorización para poder construir las obras, por lo que lo único que logró probar era que la licencia ambiental se encontraba en trámite. Con dichos documentos allegados no le fue posible a la Unidad determinar si el proyecto ya contaba con el debido licenciamiento ambiental, tanto para la planta como para la correspondiente línea.

Es oportuno recordar, que, según lo señalado en la Circular Externa No. 057 de 2022 mediante la cual se estableció el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1, en la sección 6.3, se indica que la asignación por cada área operativa se realizaría mediante un proceso secuencial en 3 etapas de evaluación, donde cada etapa corresponde a un grupo de priorización o bolsa de proyectos, respecto a la clasificación de grupos o bolsas señala:

"6.3.1.2 Clasificación por grupo o bolsa de priorización"

Adicionalmente, las solicitudes de asignación de capacidad de transporte recibidas se clasificarán en uno los siguientes grupos o "bolsas" de priorización:

- *Bolsa 1. Proyectos con obligaciones con el sistema.*
- *Bolsa 2. Proyectos con trámites ambientales finalizados.*
- *Bolsa 3. Proyectos que no cumplan requisitos para ubicarse en las Bolsas 1 o 2.*

Para pertenecer a las bolsas 1 o 2, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Para pertenecer a la Bolsa 1, las solicitudes de conexión deben contar con Obligaciones de Energía Firme – OEF asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. La ENFICC asignada para el proyecto debe ser mayor al 50% (ENFICC > 50%) de la ENFICC declarada por el agente en el marco de la subasta.

Así mismo, en esta bolsa se incluyen proyectos de generación con compromisos con el sistema asociados a Subastas de Largo de Largo Plazo como la estipulada en la Resolución MME 40590 de 2019.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

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

- El proyecto cuenta con licencia ambiental para la planta de generación y la línea de transmisión de la conexión, otorgada por la autoridad ambiental competente. (subrayado fuera de texto) (...)."

Considerando lo anterior, únicamente los proyectos que hayan finalizado los trámites ambientales, tanto de la planta de generación como de la línea de conexión, pueden ser clasificados en la Bolsa 2. Por lo tanto, si un proyecto no cumple con ambos requisitos, no puede ser considerado en Bolsa 2. En consecuencia, aquellos proyectos que no hayan finalizado ninguno de los trámites ambientales requeridos son clasificados en la Bolsa 3, de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente. Fue precisamente con base en lo anterior, que el proyecto Amanecer de 150 MW se clasificó en Bolsa 3. Lo anterior, teniendo en cuenta que el interesado presentó junto con el Estudio de Conexión, el auto de inicio de trámite de la ANLA para la obtención de la licencia ambiental, pero no probó contar con ella. En ese sentido, no prospera el presente argumento del promotor.

4.2.1.5. De la supuesta falta de transparencia y complejidad en los análisis clasificación preliminar y capacidad por barra

Expresó el recurrente:

"(...) En este contexto, la información reportada en el repositorio de los transportadores está sujeta a modificaciones constantes. Por ello, es crucial conocer cuál fue la versión empleada en el desarrollo de los análisis realizados por la UPME. Adicionalmente, cabe resaltar que algunos de estos agentes reemplazan la información cada vez que se efectúan modificaciones, lo que dificulta la consulta de versiones anteriores y, en consecuencia, impide mantener la trazabilidad de la información, lo cual compromete la transparencia y la fiabilidad del proceso de análisis."

Al respecto, cabe resaltar que el artículo 7 de la Resolución CREG 075 de 2021 establece lo siguiente:

"Los transportadores deberán actualizar la información, completándola, cuando entren en operación activos en su sistema, y dando aviso, cuando se tenga previsto que la información va a ser modificada durante los siguientes doce (12) meses. La actualización de la información deberá hacerse a más tardar el quinto día hábil siguiente a cuando se materialicen las modificaciones."

En este sentido y, conforme a lo dispuesto en la citada resolución, la información publicada en la Ventanilla Única (VU) es actualizada directamente por los transportadores, quienes son los responsables de cargar y mantener vigente la información técnica sobre su infraestructura. Es importante aclarar que dicha actualización no implica la eliminación de versiones anteriores, las cuales permanecen disponibles en la plataforma. En el caso del proceso de asignación de capacidad para el área operativa Antioquia-Chocó, los principales transportadores de la zona, Empresas Públicas de Medellín (EPM) e ISA Intercolombia, mantienen accesibles los archivos técnicos que sirvieron como insumo para dicho proceso en sus respectivas secciones dentro de la VU.

Por lo tanto, los parámetros eléctricos del sistema se encontraban disponibles y accesibles para todos los interesados, permitiendo con ello la replicación de los análisis técnicos realizados por la UPME.

Además, expuso el recurrente:

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

"Respecto al cálculo de las capacidades de cortocircuito excedentes en las subestaciones de las subáreas, tal como se presenta en el documento 'Reporte de Cálculo de Cortocircuito Excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - 2024', existe una notable carencia de información crucial que impide la reproducción del modelo y el contraste adecuado de los datos. En particular, no se especifica cuál es la consideración de la UPME respecto al aporte de cortocircuito proveniente de las fuentes de generación de tecnologías renovables no convencionales. Esta omisión es especialmente relevante dado que estos proyectos, que juegan un papel cada vez más importante en la matriz energética nacional, deben ser tenidos en cuenta en los análisis para garantizar la precisión y la equidad del proceso. La falta de esta información limita la transparencia y la validación de los resultados, afectando la fiabilidad de las conclusiones presentadas."

La UPME realiza los estudios de cortocircuito excedente del SIN con base en la metodología establecida por la norma IEC 60909-2016, la cual es ampliamente reconocida para la estimación de corrientes de falla. En el caso de las Fuentes de Energía Renovable No Convencional (FNCER) conectadas mediante electrónica de potencia (como la solar fotovoltaica o la eólica con convertidores de frecuencia), la norma IEC 60909 establece que su aporte debe ser definido por el fabricante del equipo, debido a la variabilidad en sus capacidades de inyección de corriente durante fallas. Estas fuentes no se comportan como máquinas síncronas convencionales y su contribución está limitada por el diseño y los controles del inversor.

Además, de acuerdo con el documento técnico publicado por la UPME sobre priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción y, siguiendo los lineamientos de la IEC 60909-2016, se adoptó un criterio estandarizado en el que el aporte de cortocircuito de las fuentes basadas en inversores se modela como igual al 110% de su corriente nominal, es decir, 1.1 veces la corriente nominal del inversor, este documento puede ser consultado en el siguiente enlace:

https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_priorizacion_subestaciones_v3_final.pdf.

En referencia al valor de 1.1 veces la corriente nominal, este representa una aproximación técnica basada en referencias de industria y en la necesidad de estandarizar los insumos en los modelos de simulación para garantizar consistencia en los resultados del análisis del sistema. La aplicación de este criterio permite incorporar el efecto de las FNCER en los cálculos de cortocircuito de forma coherente con el enfoque de planificación conservadora exigido por la IEC 60909. Por tanto, la consideración de la UPME es que, si bien las FNCER aportan una fracción de corriente durante una falla, este aporte se incluye en los estudios de cortocircuito bajo un valor estandarizado de 1.1 veces su corriente nominal, conforme al marco metodológico definido y en línea con la normativa internacional vigente. Por lo que no es de recibo el argumento según el cual existe una falta de información y, por lo tanto, no hay una afectación al principio de transparencia, dado que las conclusiones presentadas por la Unidad son fiables.

4.2.1.6. De la supuesta inadecuada motivación e infracción de normas superiores

En su recurso expuso el recurrente:

"Los actos administrativos, al constituir expresiones de la voluntad de la administración, deben estar debidamente motivados. En especial, aquellos actos que conllevan decisiones que afectan a los particulares deben cumplir con lo establecido en el artículo 42 de la Ley 1437 de 2011

(...)

De acuerdo con lo anterior y tras verificar el cumplimiento de los requisitos para la solicitud asignación de capacidad, es irrefutable que VOLTALIA cumplió con lo establecido en la Resolución 40311 de 2020 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, la Resolución CREG 075 de 2021, Circular CREG 057 de 2022 y la Resolución 528 de 2021 por lo que la entidad no debió haber rechazado la solicitud de asignación de capacidad. No solamente la exclusión

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

de VOLTALIA resulta arbitraria, sino que lo es también la selección de los proyectos priorizados.

(...)

Conforme a lo anterior, se concluye que La falta de cumplimiento de los principios de transparencia y trazabilidad, establecidos en la normativa aplicable, infringe las normas sobre las cuales debe fundamentarse la decisión respecto al listado de proyectos Clase 1 en el área operativa eléctrica Antioquia-Chocó. La omisión de información clave y la imposibilidad de replicar los análisis realizados por la UPME no solo vulneran los derechos de los solicitantes, sino que también afectan la legitimidad y la equidad del proceso de asignación de capacidad. Esta situación compromete gravemente la integridad del proceso y debe ser subsanada para garantizar que las decisiones tomadas se basen en un análisis técnico adecuado, transparente y verificable. (...)."

Al respecto, como se ha mencionado, la Unidad de Planeación Minero Energética, cumplió con garantizar el principio de transparencia al publicar la información necesaria para el trámite de solicitud y asignación de capacidad de transporte. Es por esto que se publicaron las circulares citadas por el promotor y de las que se hace énfasis a continuación:

1. La Circular UPME 057 de 2022 publicó la metodología aplicada;
2. la Circular CREG 058 del 10 de junio de 2022 estableció todos los criterios para el contenido y la presentación de los estudios de conexión;
3. la Circular UPME No. 057 de 2024 publicó la solicitud de actualización de la información por parte de los transportadores con corte del 20 de agosto de 2024;
4. igualmente, se expidió el informe de priorización en el cual se desarrolla el análisis individual para cada proyecto presentado³, el cual da cuenta de los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de evaluación de solicitudes, tanto para el proyecto en particular como de su comparación con los otros proyectos que participaron por capacidad, ya sea en la misma barra, zona y sub-área. Esto, con el fin de garantizar la mayor optimización de recursos y activos simulando el escenario con la información suministrada por los operadores de red y todos los promotores que expresaron el interés para la asignación de capacidad de transporte.

La Unidad realizó la publicación de información y resultados empleados en la aplicación del procedimiento de evaluación. Esto evidenció que a ningún interesado se le dio un trato diferencial injustificado, sino que se empleó el procedimiento dispuesto en la normativa vigente para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema teniendo en cuenta la información proporcionada por los interesados en sus solicitudes. Es decir, los requisitos y procedimientos considerados por esta Unidad son iguales para todos los interesados en la asignación. Fue precisamente, en aplicación del mencionado procedimiento y atendiendo a los requisitos allí contenidos, que esta Unidad determinó la clasificación y ubicación de los respectivos proyectos en las diferentes bolsas y filas. Estos resultados obedecen a los parámetros de evaluación definidos en las Resoluciones CREG No. 025 de 1995, CREG No. 075 de 2021, UPME No. 528 de 2021, y la Circular UPME No. 057 de 2022⁴. Por lo tanto, la Unidad respetó, en todo momento, la aplicación no solo de los principios, sino también de los procedimientos definidos para la materia.

La no priorización de ciertos proyectos, como el que nos ocupa en este recurso, no se realizó obedeciendo a un criterio caprichoso de esta Unidad, sino a la aplicación concienzuda de la normatividad aplicable al análisis de solicitudes de conexión

³ <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/antioquia/>

⁴ Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para los Proyectos Clase 1.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

presentadas ante la UPME. Si bien la conexión de proyectos es deseable, para la autorización de dichas conexiones, esta Unidad no puede desconocer las normas y principios que le permiten garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema en su integridad.

Cabe recordar que, acerca de la motivación de los actos administrativos, el Consejo de Estado ha señalado que ella constituye un elemento fundamental del debido proceso, contenido en el artículo 29 de la Constitución Política; precisando que la motivación del acto no sólo la construye el tenor literal del acto en cuestión, sino que además se integra a ella la exteriorización de la voluntad de la administración mediante estudios, informes y otros que soporten el entendimiento de la determinación tomada, así:

*"Los motivos son entonces el soporte fáctico y jurídico que justifican la expedición del acto administrativo y el sentido de su declaración y, por lo general, cuando por disposición legal deben ponerse de manifiesto, aparecen en la parte considerativa del acto. En todo caso, aunque no se mencionen expresamente los motivos, **debe existir una realidad fáctica y jurídica que le brinde sustento a la decisión administrativa, que normalmente está contenida en los 'antecedentes del acto' representados por lo general en distintos documentos, como estudios, informes, actas, etc.**"⁵ (Énfasis fuera del texto).*

En este orden de ideas, a partir de lo señalado por el alto tribunal de la jurisdicción de lo contencioso administrativo, la Unidad puede reiterar que la Resolución UPME 157 de 2025 tiene la motivación suficiente para que el promotor cuyo proyecto no fue priorizado, pudiera conocer las causas que dieron origen a tal decisión y controvertirla. Pues, como bien lo describe la jurisprudencia, los cimientos de la resolución y los procedimientos establecidos por la CREG y la UPME permiten armonizar los argumentos expuestos para llegar a la conclusión de no priorizar el proyecto clase 1 en cuestión, sin que esto signifique una inadecuada motivación de la resolución recurrida.

4.2.2. Peticiones presentadas

El promotor solicitó:

"Por los motivos que preceden, con el debido respeto solicito a la UPME que se sirva revocar parcialmente el acto administrativo contenido en la Resolución UPME No. 00157 de 2025 y en su oficio con radicado No. 202510200001575 del 12 de febrero de 2025, solamente en cuanto tales actos administrativos niegan la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional para el Proyecto "Amanecer 150" para que, en su lugar, proceda la UPME a (...)

1. Incluir la solicitud SC_2023_5337_A1 entre los proyectos priorizados, de acuerdo con lo mencionado. (...)."

Como se expuso en este acápite, no es procedente revocar parcialmente la Resolución UPME 157 de 2025 para incluir el proyecto Amanecer de 150 MW dentro de los proyectos priorizados para el área Antioquia-Chocó, por cuanto no fueron de recibo para la unidad los argumentos presentados en el recurso por el promotor.

Por otro lado, dentro del recurso se elevaron las siguientes preguntas, en aplicación al derecho de petición:

"2. En virtud del derecho de petición consagrado en la Constitución Política de Colombia en su artículo 23; y en los artículos 5 y 13 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, solicito se responda las siguientes preguntas:

A. Solicito respetuosamente que se nos aclare el motivo por el cual la subestación Purnio 220 fue trasladado del área operativa Caldas-Quindío-Risaralda.

⁵ Consejo de Estado. Sección Segunda - Subsección A. Sentencia rad. 0685-2010 del 05 de julio de 2018. C.P. Gabriel Valbuena Hernández

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

B. Solicito se nos aclare el motivo por el cual la subestación Purnio 220 quedó asignado exclusivamente en la zona 21 de Antioquia.

C. Solicito se nos indique el origen de esta categoría (Fila 3+) y cómo esta incide en los ejercicios de priorización, dado que los proyectos de la fila 1, que requieren expansión, ni siquiera son objeto de validación eléctrica.

D. ¿Por qué la UPME no incluyó el proyecto Amanecer en la fila 2, dado que al momento del análisis era de público conocimiento que este proyecto ya contaba con la licencia plena, y además, por qué se creó una categoría que no estaba contemplada en la resolución original?

E. En relación con lo expuesto en los documentos que determinan la capacidad de las barras de las subáreas Antioquia, responder:

- ¿Cómo se configura un despacho con baja generación en Antioquia?
- ¿Cuál es la capacidad despachada en cada unidad de generación para los escenarios de demanda máxima, media y mínima?
- ¿Cuáles son las unidades de generación consideradas para los despachos en el área suroccidental? (...)."

Al respecto, mediante oficio con radicado UPME No. 20251520080841 del 28 de mayo de 2025, el Subdirector de Energía Eléctrica de la Unidad dio respuesta a la consulta elevada.

4.3. Análisis de los recursos interpuestos por los promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
PCH la Esperanza	72 MW	20251110043532
Central Hidronare	19,9 MW	20251110043562
PCH Pantagoras	18,4 MW	20251110043742
PCH Río Sucio II	6,58 MW	20251110043752
PCH Río Sucio I	5,44 MW	20251110043762
PCH El Limón I	19,9 MW	20251110044462 20251110045082
PCH El Limón II	19,9 MW	20251110044482 20251110045022
PCH La Bonita	6,97 MW	20251110046152

4.3.1. Argumentos presentados en el recurso

4.3.1.1. De la presunta inconsistencia en el cálculo de la capacidad de barra

Manifestaron los recurrentes de los proyectos PCH la Esperanza de 72 MW, Central Hidronare de 19,9 MW, PCH Río Sucio II de 6,58 MW, PCH Río Sucio I de 5,44 MW, PCH el Limón I de 19,9 MW, PCH el Limón II de 19,9 MW y La Bonita de 6,97 MW lo siguiente:

"En el año 2025, la UPME reportó que la capacidad de barra de las subestaciones involucradas es significativamente diferente de la capacidad que los transportadores y los estudios de conexión evidenciaron en el año 2023 con la información disponible en ese momento. Esta discrepancia genera dudas sobre la fiabilidad del cálculo realizado por la UPME, ya que no se explica de manera clara ni detallada cuál es la metodología utilizada para obtener los nuevos valores de capacidad de barra, que además han sido cambiados entre el reporte de octubre de 2024 y el que se utilizó como sustento para el acto administrativo que se impugna. La falta de transparencia sobre los ajustes realizados entre 2023 y 2025 impide comprender los motivos que llevaron a estas variaciones, lo que afecta la confianza en el proceso de evaluación.

Además, la UPME no parece haber integrado de manera adecuada en su análisis la capacidad realmente disponible y la capacidad liberada según la normativa vigente. La capacidad liberada, así como el plan de expansiones deben ser consideradas al evaluar la viabilidad de los proyectos de conexión. De haberse evaluado correctamente, con base en la información completa y actualizada, la UPME habría podido constatar que hay suficiente capacidad de barra para viabilizar técnicamente el proyecto.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

(...)

Existen inconsistencias entre la información disponible sobre las características del sistema en 2023 y aquellas reportadas por la UPME ahora en 2024-2025, lo que aunado a que no se conocen los detalles de dónde salieron los cálculos y la metodología usada supone que la UPME no está habilitada para hacer prevalecer sus conclusiones.

(...)

En efecto, la omisión de estos 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. Si la UPME hubiera realizado el cálculo de manera adecuada y con la correcta integración de la capacidad disponible y liberada, habría llegado a la conclusión de que el proyecto es viable y debe ser priorizado.

En este contexto, es necesario que la UPME revise su decisión, realice nuevamente los cálculos considerando correctamente toda la información relevante o proporcione una justificación detallada de la metodología utilizada y de la trazabilidad de los elementos que la llevan a definir contra todo pronóstico que no hay capacidad de barra en la subestación donde se conectaría el Proyecto (...) Al hacer esto, la UPME podrá evidenciar que existe suficiente capacidad de barra para el proyecto y, con ello, aplicar el MACC para priorizarlo adecuadamente, como corresponde según la normativa vigente. (...)."

Debe señalarse que el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico y evoluciona constantemente debido a cambios en las fechas de puesta en operación, la entrada o liberación de proyectos de generación o carga y modificaciones estructurales del sistema. Por ello, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la seguridad del sistema eléctrico colombiano, es fundamental analizar el impacto de los nuevos proyectos bajo las condiciones actuales y futuras del sistema.

En este sentido, todos los proyectos son evaluados bajo condiciones estructurales uniformes, tomando como referencia el corte de información realizado al 20 de agosto de 2024. Este corte permite considerar todos los proyectos de generación y carga liberados, aprobados y en firme, así como las obras de expansión aprobadas por la Unidad, incluyendo el primer paquete de obras urgentes publicado mediante la Resolución UPME 727 de 2024. Por lo tanto, no es técnicamente coherente evaluar las solicitudes bajo condiciones que ya no representan el estado actual del sistema eléctrico.

Respecto a la metodología empleada por la UPME para determinar los valores de capacidad por barra de las diferentes subestaciones del SIN, se informa que en cumplimiento de su rol como responsable de la asignación de capacidad de transporte, la Unidad publicó esta información mediante la Circular Externa No. 077 de 2024. En dicha publicación se incluyó el documento técnico "1. Informe CAP Barra Antioquia.pdf", en el cual se presentaron los resultados para el área operativa Antioquia-Chocó. La sección titulada "Metodología de cálculo de la capacidad por barra" detalla el procedimiento utilizado por la UPME para la estimación de este parámetro, incluyendo los criterios y supuestos.

Adicionalmente, mediante la Circular Externa UPME No. 083 de 2024, la Unidad dio respuesta a los comentarios presentados por los transportadores respecto a los valores de capacidad por barra y de cortocircuito excedente publicados, atendiendo a las observaciones formuladas en el marco del proceso de transparencia. Por lo tanto, la metodología utilizada para el cálculo de la capacidad por barra fue publicada oportunamente junto con los resultados y es accesible para todos los agentes del sector. Las diferencias señaladas por el recurrente respecto a los valores obtenidos se explican por el uso de información más actualizada del sistema y por la dinámica inherente al sistema eléctrico colombiano, que está sujeta a variaciones asociadas a nuevas conexiones, cambios en las Fechas de Puesta en Operación (FPO) y otras modificaciones estructurales del SIN.

Asimismo, algunos de los recurrentes, expusieron que el transportador consideró que la conexión cumple con todos los requisitos técnicos para una operación segura y confiable de red completa y ante contingencia N-1, sin que se identifiquen violaciones a los límites

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

de tensión ni cargabilidades por encima del 100%, en algunos casos, supeditada a la modernización de la subestación.

Frente a lo anterior, debe tenerse en cuenta que la UPME, como planificador del SIN, tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico colombiano. En cumplimiento de esta función, la UPME realiza sus propios estudios técnicos para validar que todas las solicitudes de conexión cumplan con los lineamientos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995). En este contexto y, conforme a lo establecido en el artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021, se aclara que: *"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 mencionada disposición tiene como objetivo asegurar una única interpretación técnica oficial en aquellos casos donde puedan presentarse diferencias entre los resultados obtenidos por los promotores, los transportadores y la UPME. En este sentido, no es posible atender la solicitud presentada por los recurrentes, toda vez que, conforme a lo indicado en los distintos documentos soporte del proceso, los proyecto no cumplen con los criterios establecidos por el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). Por lo tanto, su priorización en el proceso de asignación de capacidad de transporte no resulta procedente bajo la metodología vigente.

4.3.1.1.1. Otras solicitudes relacionadas

a. Proyecto La Esperanza de 72 MW

Además de lo expuesto, el promotor del proyecto La Esperanza de 72 MW solicitó en su recurso:

"(...) en su defecto nos proporcione una justificación detallada de la metodología utilizada y de la trazabilidad de los elementos que la llevan a definir que no hay capacidad de barra en la subestación donde se conectaría el Proyecto de nuestro interés."

Respecto a la metodología empleada por la UPME para determinar los valores de capacidad por barra de las diferentes subestaciones del SIN, la Unidad publicó esta información mediante la Circular Externa No. 077 de 2024, en cumplimiento de su rol como responsable de la asignación de capacidad de transporte. En dicha publicación se incluyó el documento técnico "1. Informe CAP Barra Antioquia.pdf", en el cual se presentan los resultados para el área operativa Antioquia-Chocó. La sección titulada "Metodología de cálculo de la capacidad por barra" detalla el procedimiento utilizado por la UPME para la estimación de este parámetro, incluyendo los criterios y supuestos.

Adicionalmente, mediante la Circular Externa UPME No. 083 de 2024, la Unidad dio respuesta a los comentarios presentados por los transportadores respecto a los valores de capacidad por barra y de cortocircuito excedente publicados, atendiendo a las observaciones formuladas en el marco del proceso de transparencia. De lo expuesto, se concluye que la metodología utilizada para el cálculo de la capacidad por barra fue publicada oportunamente junto con los resultados, y es accesible para todos los agentes del sector.

Por otro lado, los promotores de PCH Río Sucio II de 6,58 MW y PCH Río Sucio I de 5,44 MW, manifestaron en sus recursos:

"En efecto, hay que indicar que la UPME en el 'informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia - Choco - B3 - 2024 - P4' concluyó que la capacidad disponible para la subestación es de 0 MW a partir de 2027, pero no se dieron los motivos para esta situación que no tiene una relación directa ni en la capacidad asignada previamente para esa subestación ni en lo solicitado en el ciclo que se evalúa."

Además, no se puede perder de vista que la UPME identificó que los elementos que limitan la capacidad en las barras de Chorodo 44 kV se encuentran en el STR y STN de Antioquia, los cuales se encuentran eléctricamente lejos del área de influencia del Proyecto, dado que este se conecta en uno de los varios SDL de Antioquia, lo cual no debería tener el efecto de exclusión por no viabilidad del Proyecto. (...)."

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Frente a este argumento, es importante aclarar que la conexión de un proyecto de generación puede generar impactos en todo el SIN y no únicamente en la zona en la cual se pretende realizar la conexión. Esto se debe a la naturaleza integrada del SIN, donde el Sistema de Transmisión Nacional (STN), el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL) se encuentran interconectados, permitiendo que la energía generada fluya a través de múltiples niveles de tensión y áreas eléctricas. En este contexto, la incorporación de nueva generación puede ocasionar impactos en elementos alejados del punto de conexión, afectando potencialmente la seguridad operativa y la confiabilidad del sistema. Por esta razón, el análisis técnico realizado por la UPME consideró toda la zona de influencia eléctrica del proyecto dentro del modelo de evaluación. Por lo cual no es de recibo este argumento presentado por el interesado.

b. Proyecto La Bonita de 6,97 MW

Por su parte, el promotor del proyecto La Bonita de 6,97 MW señaló en su recurso:

"Al respecto, hay que indicar que la UPME en el 'informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia – Choco – B3 – 2024 – P4' indicó que la capacidad disponible en ambas subestaciones es de 0 MW. Dado que no indica el motivo de la diferencia presentada en ambos documentos, se presume que la limitación a 0 MW se deba al comentario de EPM cuando indica que las subestaciones no cuentan con espacio físico disponible.

Sin embargo, durante la visita técnica a la subestación Porcecito para realizar el estudio de disponibilidad física, se evidenció la existencia de un espacio de conexión para el barraje a un nivel de tensión de 44 kV. En función de esta disponibilidad, se propuso una solución que consiste en la construcción de una bahía de conexión de tipo línea, lo que permitiría la integración del proyecto sin afectar la infraestructura actual.

Incluso, existe la posibilidad de una solución alternativa más eficiente que consiste en la construcción de un cuarto con celdas, permitiendo no sólo la conexión inmediata del proyecto, sino también la viabilidad de futuras ampliaciones, dotando a la subestación de mayor flexibilidad operativa y optimizando el uso del espacio disponible. (...)."

El proceso de asignación de capacidad de transporte contempla la presentación de dos estudios por parte de los promotores: (i) el estudio de conexión, en el cual se evalúa la viabilidad técnica de conectar el proyecto al SIN; y (ii) el estudio de disponibilidad de espacio físico, que expone las condiciones de infraestructura en la subestación propuesta para la conexión. De acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la Resolución CREG 075 de 2021, dichos estudios deben elaborarse considerando la información disponible en la Ventanilla Única (VU), con base en los datos más actualizados del sistema.

Como parte del procedimiento de asignación de capacidad de transporte, se adelanta una etapa de revisión por parte de los transportadores involucrados, quienes son los responsables de verificar y pronunciarse sobre la información técnica contenida en los estudios presentados por los promotores. Es precisamente en esta etapa que los transportadores tienen la facultad de manifestar si los resultados presentados en el estudio de disponibilidad física son válidos o no, en función de la realidad técnica de los activos bajo su administración. Es importante resaltar que los transportadores del SIN son los responsables de la operación y mantenimiento de las subestaciones del sistema, y en tal sentido cuentan con información actualizada y de primera mano sobre la disponibilidad de espacio físico en dichas instalaciones. Por tanto, son los actores idóneos para emitir concepto técnico sobre la viabilidad física de nuevas conexiones.

En este contexto, si un transportador informa que no existe espacio disponible en una subestación para la conexión de nuevos proyectos, esta observación debe ser considerada por la UPME, ya que tiene implicaciones directas sobre la posibilidad de asignar capacidad de transporte. Ignorar esta información podría derivar en la asignación de capacidad en un punto del sistema que no cuenta con condiciones físicas para viabilizar dicha conexión, lo cual negaría el acceso al derecho adquirido por el promotor. Por esto, no resulta procedente el argumento aquí presentado.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4.3.1.2. De la supuesta falta de consideración de algunos aspectos en el cálculo de la capacidad de cortocircuito

En resumen, los recurrentes expusieron:

"Dado el concepto sin capacidad aprobada, la UPME fundamenta la no priorización del proyecto, desde el punto de vista técnico, en el exceso de capacidades de cortocircuito de algunas subestaciones aledañas al punto de conexión propuesto. Este exceso se refiere a la diferencia entre la capacidad de interrupción de corriente de cortocircuito de la subestación y el aporte de corriente de cortocircuito del sistema en dicha subestación. Los escenarios de generación y la capacidad de interrupción de corriente de cortocircuito de las subestaciones son variables indispensables para realizar el análisis en el estudio de conexión. En consecuencia, [los promotores], como era necesario, utilizaron los escenarios y valores disponibles para el año 2023.

(...)

Sin embargo, la UPME hace referencia a algunas subestaciones donde, supuestamente, el proyecto tiene un aporte de corriente de cortocircuito que supera el nivel de cortocircuito excedente en las subestaciones. Aun así, en estos casos el aporte es técnicamente insignificante y no representa riesgo alguno para la subestación o la operación de la red.

Los parámetros de cálculo eran desconocidos para el Promotor en el momento de presentar la solicitud y durante todo el proceso administrativo de asignación de capacidad; incluso, al día de hoy, siguen siendo desconocidos puesto que no está claro cuál fue la metodología utilizada para su cálculo, lo cual resulta relevante, dado que dichos parámetros son los que llevan a la conclusión de que el proyecto excedería los valores de capacidad excedente de esta subestación. 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.

Además, es importante señalar que en otros procesos previos la UPME 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. La propia UPME al incorporarlo, en la Metodología de cálculo de la capacidad remanente de cortocircuito, indicó que el objetivo es 'flexibilizar la restricción de cortocircuito, específicamente para evitar que los proyectos que no generan un aporte significativo en las subestaciones con una capacidad de cortocircuito excedente igual a 0 queden por fuera de la asignación, se opta por flexibilizar las capacidades de cortocircuito excedente de dichas subestaciones sumándoles a este parámetro 0,5% de la capacidad de interrupción reportada' (...) El margen así descrito se ha empleado para ajustar las variaciones mínimas y asegurar que las decisiones sean consistentes con las condiciones operativas reales del sistema, sin ser excesivamente restrictivas.

(...)

En este sentido, si el cálculo de la capacidad de corriente de cortocircuito excedente se realiza con la información oficialmente reportada y considerando el parámetro del 0,5%, el Proyecto (...) no superaría los valores de capacidad de cortocircuito excedente en ninguna de sus alternativas, cumpliendo con la validación técnica requerida."

Al respecto, debe señalarse que, 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.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Por consiguiente, 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 a 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:

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

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

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).

A partir de lo expuesto, la UPME, para cada ciclo de asignación de capacidad de transporte, calcula la capacidad de corto circuito excedente. Por lo tanto, las diferencias que pueden tener las subestaciones para 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 fundamental evaluar

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

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 un lado, en las condiciones actuales del Sistema Interconectado Nacional (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, 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 la Circular UPME 057 de 2022, en la sección "5.2.2 Restricción de capacidad de cortocircuito en barras:", no se define una desviación o error considerado dentro de la ponderación de la restricción, por lo que cualquier valor por encima de la capacidad de cortocircuito excedente de una barra, se considerará como restricción.

En conclusión, la Unidad ha llevado a cabo el análisis de las solicitudes de conexión correspondiente con estricto apego de lo dispuesto en la normativa vigente. 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, se han protegido los principios de la buena fe y confianza legítima.

Adicionalmente, en resumen, manifestaron los recurrentes:

"(...)

Dado que este es uno de los puntos clave que llevó a la UPME a emitir el concepto sin capacidad, es decir, una de las principales razones de la decisión de fondo, y quedando demostrado que, conforme a la información oficial del proceso, la decisión debería haber sido la contraria, resulta evidente que existe una indebida motivación del acto administrativo. Esto debe dar lugar a la revocación y reemplazo de la decisión por una resolución que vea la viabilidad de la conexión y priorice la solicitud presentada por quien ahora recurre.

En cualquier caso, si se persiste en esa posición teniendo en cuenta que la UPME está utilizando los valores de cortocircuito del Estudio de Conexión y a la vez no está reconociendo el resultado final del mismo que concluye su viabilidad, tampoco se utilicen los valores de cortocircuito que están dejando por fuera del MACC el Proyecto. Teniendo en cuenta que el Proyecto es viable y tiene suficientes beneficios el resultado del MACC será su priorización, con lo cual en la validación eléctrica se podrá evidenciar si existe o no una violación de las capacidades excedentes. De esta manera, ante las inconsistencias de los valores será la propia UPME quien podrá definir con su propio estudio de validación eléctrica, después de que se haya priorizado el proyecto como es debido por ser viable, que el mismo puede quedar asignado y aportar energía eléctrica limpia y estable al Sistema. (...)."

Además, solicitó el promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW:

"(...) o en su defecto nos proporcione una justificación detallada de la metodología utilizada y de la trazabilidad de los elementos que la llevan a definir que no hay capacidad de corriente o cortocircuito en la subestación Hispania 110 kV donde se conectaría el Proyecto de nuestro interés. (...)"

Al respecto, es preciso destacar lo mencionado por el artículo 55 de la resolución CREG 075 del 2021:

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

"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."

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".

Por lo anteriormente expuesto, es posible afirmar 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, sino que, de conformidad con la normativa citada.

No obstante lo anterior, la Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, no es procedente para esta Unidad incorporar elementos adicionales o modificar la evaluación con base en supuestos o ajustes no contemplados en la regulación. Así, la Unidad ha actuado conforme a la normas y regulaciones aplicables al proceso de asignación de capacidad, fundamentando en debida forma los resultados obtenidos en el proceso de evaluación. En este sentido, conviene recordar a

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

los recurrentes lo dicho por el Consejo de Estado en fallo No. 16090 de 2011⁶, donde, al referirse a la falsa motivación, indicó lo siguiente:

"(...) Para que prospere la pretensión de nulidad de un acto administrativo con fundamento en la causal denominada falsa motivación es necesario que se demuestre una de 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."

Como en otras oportunidades, la corporación⁷ advierte que, para la configuración de la falsa motivación esta Unidad debió haber omitido información probada que fuera sustancialmente necesaria para la toma de la decisión o debió haber tenido en cuenta información que no estuviera suficiente probada. Esta situación **no** aconteció en el caso particular, pues, como se ha ilustrado suficientemente, se dio a conocer la regulación expedida de manera previa al inicio de la ejecución del procedimiento de asignación de capacidad, así como todos los resultados arrojados de la aplicación del algoritmo MACC, necesarios para los análisis y validaciones técnicas en aras de garantizar a los interesados el soporte suficiente para recurrir como es del caso. De igual forma, se observa que los hechos en los que se fundamentó el resultado de no asignar capacidad a los proyectos en el acto administrativo recurrido estuvieron debidamente probados y en ningún momento se omitió información o hechos que pudieran arrojar un resultado diferente.

Así las cosas, en el presente caso, no están dadas las condiciones para que los recurrentes afirmen que la Resolución UPME 157 de 2025 adolece de indebida motivación. Adicionalmente, la garantía de la publicidad y transparencia de la información para el conocimiento de los interesados protegió, en todo momento, los derechos de los interesados al debido proceso, la defensa y la contradicción de los interesados. Esto, en la medida en que se les presentaron las oportunidades necesarias, junto con la información suficiente para que pudieran corroborar el desarrollo del procedimiento de priorización de los proyectos para la asignación de capacidad. Por este motivo, los argumentos aquí propuestos no están llamados a prosperar.

4.3.1.3. Escenarios utilizados y la supuesta falta de alineación con las condiciones operativas reales

Expresaron los recurrentes:

"El documento 'Condiciones operativas para la elaboración de los estudios de conexión para proyectos clase 1' establece los escenarios mínimos que deben considerarse en los estudios de conexión, los cuales son fundamentales para determinar cuánta capacidad se puede solicitar en una barra del sistema. Estos escenarios deberían ser la base para evaluar la capacidad real disponible en el sistema, permitiendo una correcta asignación de capacidad. Sin embargo, se ha identificado que los escenarios utilizados por la UPME son ambiguos y no reflejan con claridad las necesidades reales del sistema, lo que provoca una evaluación excesivamente estricta, sin una racionalidad adecuada."

En los documentos que sustentan la masiva emisión de conceptos de sin capacidad asignada para el ciclo 2023 se indicó que se utilizan tres escenarios uno máximo, otro medio y un mínimo (sic), de acuerdo con la demanda máxima, media y mínima de la subárea que se procesaron con la información reportada por el transportador y la proyección de la UPME, sin embargo, no se conoce el detalle de los datos de donde 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

⁶ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, sección IV, C.P. Milton Chaves García, radicación 11001-03-27-000-2018 00006-00

⁷ Consejo de Estado. Sección Cuarta. Sentencia rad. 24503 del 05 de agosto de 2021. C.P. Stella Jeannette Carvajal.

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

innecesariamente la capacidad en las barras y los excedentes de cortocircuito, tomando decisiones que no se ajustan a la realidad técnica y operativa del sistema. 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, lo que se convirtió en un factor decisivo para determinar la priorización o no de un proyecto, que según el estudio de conexión y el pronunciamiento del transportador era viable técnicamente.

Ello, la ambigüedad de los escenarios, adicionado a las discrepancias evidenciadas en las condiciones operativas y lo utilizado por la UPME en su modelo eléctrico origina inconsistencias entre los estudios presentados por los promotores, las observaciones de los transportadores y la capacidad calculada por la UPME, que impiden que prevalezca esta última.

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

En cuanto a los escenarios evaluados por la UPME para la asignación de capacidad de transporte, se debe resaltar que esta Unidad, en su rol de planeador del SIN, tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y economía en el suministro de energía eléctrica bajo cualquier escenario de operación posible. Adicionalmente, se recuerda que en el documento "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANÁLISIS CONEXIONES.pdf" se establecieron los escenarios críticos identificados por la UPME y se mencionó 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.

(...)

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

Asimismo, en el Anexo de la Circular CREG 058 de 2022, modificada por la Circular No. 047 de 2023 se señaló 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."

Teniendo en cuenta lo anterior, las condiciones operativas presentadas por la UPME proporcionaron los escenarios mínimos que debían ser evaluados al presentar una solicitud de conexión. Sin embargo, estos escenarios no limitaban ni a la UPME ni a los interesados para evaluar escenarios más restrictivos que los inicialmente presentados por esta Unidad. Es importante aclarar que la UPME, en su función de planeador de la red eléctrica nacional, debe realizar un análisis integral del SIN. Su enfoque no se limita a un área específica, ya que entre las áreas y áreas eléctricas existen intercambios de energía. Además, no solo se analiza un nodo de conexión particular, sino toda la zona de influencia de un proyecto.

Cabe señalar que los escenarios críticos utilizados por la UPME en la evaluación del proyecto, como G0 y G1, fueron contruidos a partir de los lineamientos técnicos y operativos previamente definidos por esta Unidad y están alineados con los criterios de evaluación conservadora requeridos para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema. Si bien estos escenarios no fueron expresamente publicados en el documento de condiciones operativas de 2023, su construcción se realizó con base en información

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

técnica actualizada al 20 de agosto de 2024, en cumplimiento del rol de planeación de la UPME y teniendo en cuenta la realidad del sistema en este momento. La utilización de estos escenarios no constituye un cambio arbitrario, sino una evolución necesaria de las condiciones técnicas de evaluación, coherente con la naturaleza dinámica del SIN.

En cuanto al argumento de que la UPME hace prevalecer sus resultados por encima de los obtenidos por los Promotores y los Transportadores, cabe reiterar que, la Unidad, como planificador del SIN, tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico colombiano. En cumplimiento de esta función, la UPME realiza sus propios estudios técnicos para validar que todas las solicitudes de conexión cumplan con los lineamientos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995). Con base en lo anterior es que el artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021 aclara que: *"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."*

Esta disposición tiene como objetivo asegurar una única interpretación técnica oficial, en aquellos casos donde puedan presentarse diferencias entre los resultados obtenidos por los promotores, los transportadores y la UPME. Así las cosas, la UPME, como responsable del proceso de asignación de capacidad de transporte, ha dado cumplimiento a la normatividad vigente. Tal como lo establece el artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021, la prevalencia del concepto de la UPME no obedece a un simple capricho de esta entidad, sino al estudio integral del SIN que debe hacer, que no necesariamente se obtiene de las conclusiones presentadas por promotores y transportadores. Los resultados obtenidos se ajustan al procedimiento definido en la Circular Externa No. 057 de 2022 y cumplen con los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en el Código de Redes. Además, dichos resultados se encuentran debidamente justificados en los documentos publicados en el marco del segundo ciclo de asignación de capacidad de transporte, disponibles en la Ventanilla Única (VU).

4.3.1.3.1. Otras solicitudes relacionadas

a. Proyecto La Esperanza de 72 MW

Solicitó, además, el promotor del proyecto La Esperanza:

(...) modificar y reemplazar la decisión emitida en el acto administrativo que se recurre por una resolución que otorgue viabilidad a la solicitud de conexión y se priorice la solicitud presentada y, en consecuencia, aplicar el MACC para la posterior asignación de capacidad de transporte, o en su defecto nos proporcione una justificación detallada de la metodología utilizada y de la trazabilidad de los elementos que la llevan a definir que no hay capacidad de corriente o cortocircuito en la subestación Hispania 110 kV donde se conectaría el Proyecto de nuestro interés (...).

Como ya se expuso, este argumento presentado por los recurrentes no es de recibo, por lo que no hay lugar a modificar y remplazar la decisión emitida en la Resolución UPME 157 de 2025. Esto, dado que, como se ha expuesto, la UPME implementó el procedimiento establecido mediante Circular Externa No. 057 de 2022, ampliamente conocido por todos los interesados. Ahora, respecto a la trazabilidad del procedimiento empleado, cabe señalar que el numeral 6.2 de la Circular Externa UPME 057 de 2022 establece lo siguiente:

"6.2 Publicación de información para ejecución del MACC:
Los insumos del MACC definidos y descritos en el capítulo anterior representan una de las fuentes de incertidumbre más grandes para el sector en el proceso de asignación de capacidad de transporte. Por esta razón, los insumos del MACC, así como sus valores iniciales en el proceso de asignación de capacidad, serán publicados por la UPME acorde a lo establecido en la presente sección."

Conforme a dicho numeral, se contempla la publicación de la siguiente información por parte de la Unidad:

- Definición de zonas eléctricas

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

- Capacidades por barra en el STN y STR
- Capacidades por barra en el SDL
- Capacidad remanente de cortocircuito por subestación
- Hoja de datos para cálculo económico
- Código fuente del MACC

Esta información ha sido publicada por la UPME en cumplimiento de lo establecido en la regulación vigente y se encuentra accesible al público a través de la Ventanilla Única (VU), en el siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/>

En el marco del segundo ciclo de asignación de capacidad de transporte, la UPME publicó los siguientes documentos relacionados con el área Antioquia - Chocó, los cuales contienen la información técnica y económica necesaria para la ejecución del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC):

- Informe CAP Barra Antioquia
- Informe CAP Barra Antioquia PT.2
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó PT.1
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó PT.2
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó PT.3
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó PT.4
- Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia-Chocó – 2024

Adicionalmente, es importante reiterar que la versión ejecutable del MACC fue publicado por la Unidad desde el primer ciclo de asignación de capacidad, encontrándose disponible para acceso del público desde 2022.

4.3.1.4. Evaluación de proyectos que requieren obras de expansión

Expusieron, en resumen, los recurrentes:

"La falta de alineación con el procedimiento claramente establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021 y la metodología publicada mediante la Circular Externa No. 000057 ha tenido consecuencias significativas en el desarrollo de los proyectos. Según estos documentos, los proyectos deben evaluarse en dos filas: Fila 1 para aquellos que requieren obras de expansión y Fila 2 para los que no las requieren. En la Fila 1 deben incluirse los proyectos que necesiten expansión, sin necesidad de que esas obras estén previamente aprobadas, lo que da la posibilidad a los promotores de plantear soluciones que habiliten su viabilidad.

Sin embargo, la UPME ha interpretado las restricciones eléctricas, identificadas con posterioridad a la radicación de las solicitudes de conexión, de forma errónea. En lugar de considerarlas como una señal de la necesidad de expansión del sistema, las utilizó para excluir proyectos de la evaluación bajo el MACC. (...)

Al no seguir el procedimiento adecuado, los proyectos han sido excluidos sin darles la oportunidad de realizar las expansiones necesarias. Esto va en contra de lo estipulado en la normativa, que, en casos de falta de capacidad, habilita que se informe al promotor sobre la necesidad de expansión para que, sin perder la prelación en el proceso de conexión, pueda concertar con el transportador la solución adecuada y asegurar la viabilidad técnica del proyecto. De esta manera, se habilita la integración de los proyectos al Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante la ampliación de capacidad, siguiendo el proceso del MACC para su priorización.

Además, la información que la UPME ha utilizado para excluir proyectos de la evaluación bajo el MACC no se basó en la capacidad disponible y liberada conforme a la normativa vigente, ni en una evaluación que permitiera evidenciar las características reales del sistema. Las expansiones requeridas, de acuerdo con los datos de 2025, no eran previsibles para los promotores en 2023, lo que hace aún más evidente el error de la UPME al no permitir que se evalúe la viabilidad del proyecto con la opción de expansión. (...)."

Además, expuso el promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW:

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

"Esto debe dar lugar a la consideración de modificar y reemplazar la decisión emitida en el acto administrativo que se recurre por una resolución que otorgue viabilidad a la solicitud de conexión, y en consecuencia priorice la solicitud presentada y la aplicación del MACC para la posterior asignación de capacidad de transporte, o en su defecto nos proporcione una justificación detallada de la metodología utilizada y de la trazabilidad de los elementos que la llevan a definir la priorización de los proyectos en la Fila 1 y Fila 2."

Señaló también el promotor de los proyectos El Limón I de 19,9 MW y El Limón II de 19,9 MW:

"En el caso particular, hay que solicitar a la UPME que tenga especial cuidado con este análisis porque la subestación Andes propuesta para el proyecto y aceptada por EPM, que serviría para evaluar el proyecto en esa barra, mejoraría la capacidad del sistema. EPM no la analizó en sus comentarios, pero la aceptó como apalancada por el proyecto."

En este contexto, es fundamental tener en cuenta que el proyecto, al quedar en la Fila 1 buscando expansión debe evaluarse sin tener este hecho como una restricción excluyente, sino permitiendo, tal como lo habilita la norma y es la voluntad del transportador -en pro del sistema-, que se evalúe la solicitud incluyendo esa propuesta de expansión, dentro de la capacidad para que el proyecto pueda ser viable técnicamente y lograr entrar en el MACC para que teniendo en cuenta los beneficios que inyecta al sistema, pueda aportar a la oferta de energía eléctrica del país, con su priorización y posterior asignación de capacidad conforme a la expansión que tendrá su propio cause de aprobación."

En relación con las obras de expansión presentadas por los interesados que no fueron evaluadas por la UPME, se hace necesario traer a colación lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 075 de 2021:

"ARTÍCULO 6. ESTUDIO DE CONEXIÓN Y DE DISPONIBILIDAD DE ESPACIO FÍSICO. El interesado en la asignación de capacidad de transporte para un proyecto clase 1 deberá realizar un estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico, en el que se analicen diferentes alternativas para conectarse al SIN. Si dentro de las alternativas de conexión identificadas por el interesado está la de expandir activos de uso del sistema, el interesado deberá incluir, por lo menos, una alternativa que considere conectar el proyecto a una subestación existente. (...)."

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 las expansiones del SIN:

"Anexo: Parámetros técnicos y eléctricos. Incluye los parámetros técnicos y eléctricos de los activos de conexión requeridos en el proyecto, tales como longitudes, capacidades, impedancias, pérdidas y demás elementos necesarios para la simulación, en sus unidades reales. Adicionalmente, en caso de que el proyecto proponga expansiones en el SIN, se deben reportar las características básicas de dichos activos de uso."

De lo anterior se desprende que, si bien los interesados pueden considerar y presentar expansiones en el SIN necesarias para la conexión de un proyecto, la potestad de la Unidad para ejecutar una expansión en el SIN está sujeta a las reglas establecidas en la regulación vigente. En este sentido, dicha potestad solo podrá ejercerse en los siguientes escenarios: (i) aprobación del plan de inversiones presentado ante la CREG por el Operador de Red, (ii) manifestación de interés del Operador de Red en ejecutar la obra o (iii) proceso de selección a través de convocatoria pública realizada por la UPME para proyectos del STR y/o STN.

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:

"3.2.2 Responsabilidad del OR en la planeación de su sistema: El 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."

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

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 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. Adicionalmente, se debe surtir el proceso de convocatoria pública, que es 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.

En cumplimiento de la normativa anteriormente referenciada, la UPME no pudo tener en cuenta las obras de expansión propuestas por los interesados, dado que no se encontraban aprobadas mediante los mecanismos previamente mencionados. Por lo tanto, la UPME evaluó y decidió sobre las capacidades de transporte solicitadas, únicamente, con base en aquellas expansiones que cumplieran con los parámetros normativos establecidos para ser consideradas válidas en el proceso. Por lo expuesto, no será de recibo el argumento aquí presentado por los recurrentes referidos.

4.3.1.5. De los beneficios en la asignación por licenciamiento ambiental

Señalaron, en resumen, los recurrentes:

"(...) El proyecto ha sido indebidamente clasificado en la bolsa 3. Esta clasificación resulta errónea, ya que vulnera lo dispuesto en la Resolución CREG 075 de 2021 y el procedimiento de evaluación de la UPME. El proyecto, al haber obtenido la licencia ambiental correspondiente, debería haber sido evaluado y clasificado correctamente dentro de la bolsa 2, que es la destinada a proyectos con trámites ambientales finalizados, conforme a la normativa aplicable."

El promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW además solicitó:

"(...) modificar y reemplazar la decisión emitida en el acto administrativo que se recurre por una resolución que clasifique el Proyecto en la bolsa 2, o en su defecto nos proporcione una justificación detallada de la metodología utilizada y de la trazabilidad de los elementos que la llevan a definir que el proyecto se encuentra en la bolsa 3."

Respecto del licenciamiento ambiental, la Circular Externa No. 000057 de 2022 estableció el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1 y en la sección 6.3, se indica que la asignación por cada área operativa se realizaría mediante un proceso secuencial en 3 etapas de evaluación, donde cada etapa corresponde a un grupo de priorización o bolsa de proyectos, respecto a la clasificación de grupos o bolsas señala:

"6.3.1.2 Clasificación por grupo o bolsa de priorización"

Adicionalmente, las solicitudes de asignación de capacidad de transporte recibidas se clasificarán en uno de los siguientes grupos o "bolsas" de priorización:

- *Bolsa 1. Proyectos con obligaciones con el sistema.*
- *Bolsa 2. Proyectos con trámites ambientales finalizados.*
- *Bolsa 3. Proyectos que no cumplan requisitos para ubicarse en las Bolsas 1 o 2.*

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Para pertenecer a las bolsas 1 o 2, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- **Para pertenecer a la Bolsa 1**, las solicitudes de conexión deben contar con Obligaciones de Energía Firme – OEF asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. La ENFICC asignada para el proyecto debe ser mayor al 50% (ENFICC > 50%) de la ENFICC declarada por el agente en el marco de la subasta.

Así mismo, en esta bolsa se incluyen proyectos de generación con compromisos con el sistema asociados a Subastas de Largo de Largo Plazo como la estipulada en la Resolución MME 40590 de 2019.

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

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

(...)"

A continuación, se detalla la solicitud presentada por cada uno de los recurrentes, respecto de la licencia ambiental y lo que identificó esta Unidad de los documentos presentados en la solicitud de conexión:

Proyecto PCH La Esperanza de 72 MW:

"El Proyecto de interés del Promotor, objeto de esta solicitud, cuenta con licencia ambiental otorgada por Corantioquia mediante la Resolución 040-RES2212-8024 con fecha del 23 de diciembre de 2022 la cual autoriza su ejecución de acuerdo con las normativas y procedimientos establecidos. Este licenciamiento ha sido aprobado dentro del marco legal y, por lo tanto, el proyecto cumple con uno de los requisitos esenciales para ser considerado en la bolsa 2, tal como lo establece el procedimiento de evaluación, a la fecha dicha licencia es objeto de modificación, no obstante, la misma sigue conservando sus efectos jurídicos y se encuentra vigente."

Acerca de lo manifestado por el promotor, la unidad identificó que, respecto de la licencia ambiental para la planta, el solicitante presentó una solicitud de conexión para una planta con una capacidad de 72 MW y aportó una licencia ambiental otorgada mediante Resolución RES2212-8024 para una PCH de 36 MW. Así mismo, aportó un documento en el que consta que el interesado hizo la solicitud de modificación de licencia ambiental con fecha de radicación del 18 de mayo de 2023 para ampliar la capacidad de la PCH de 36 MW a 71,83 MW. Sin embargo, no se presentó un acto administrativo alguno en donde conste que la solicitud de modificación de licencia ambiental se hubiera otorgado.

Acerca de la licencia ambiental de la línea, el solicitante presentó una solicitud de conexión para una planta con una capacidad de 72 MW con una línea de conexión de 110 kV y aportó una licencia ambiental otorgada mediante Resolución RES2212-8024 para una PCH de 36 MW. No obstante, en el artículo 1, parágrafo 1 de la parte resolutoria del mencionado acto administrativo, se indica que la licencia ambiental no incluye las líneas de transmisión y que los trámites deben efectuarse antes del inicio de las labores constructivas. Adicionalmente, el interesado presentó un documento de la solicitud de modificación de licencia ambiental con fecha de radicación del 18 de mayo de 2023 para ampliar la capacidad de la PCH de 36 MW a 71,83 MW; no obstante, allí se indica que se requiere el ajuste de los trazados. Sin embargo, el promotor no presentó un acto administrativo en el que conste que la solicitud de modificación de licencia ambiental se hubiera otorgado.

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Por lo anterior, no le es permitido a esta Unidad cambiar de bolsa al proyecto PCH La Esperanza de 72 MW, por cuanto no demostró la debida obtención del licenciamiento ambiental requerido para obtener los beneficios previstos en la Circular Externa UPME 057 de 2022.

Proyecto Central Hidronare de 19,9 MW

"El proyecto de interés del Promotor cuenta con licencia ambiental otorgada por Cornare mediante la Resolución 112-5883 con fecha del 3 de diciembre de 2014 y Resolución 112-6723 del 23 de diciembre de 2015 (acepta una cesión), modificada la primera por la Resolución 112-3525-2018 del 10 de agosto de 2018, la cual autoriza su ejecución de acuerdo con las normativas y procedimientos establecidos. Este licenciamiento ha sido aprobado dentro del marco legal y, por lo tanto, el proyecto cumple con uno de los requisitos esenciales para ser considerado en la bolsa 2, tal como lo establece el procedimiento de evaluación."

Respecto de la licencia ambiental de la planta con capacidad de 19,9 MW. Al revisar la documentación presentada por el promotor, no se pudo corroborar la vigencia del acto administrativo mediante el cual la Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Negro y Nare – CORNARE modificó la licencia ambiental del proyecto. Esto, dado que, originalmente, fue otorgada mediante la Resolución 112-5883 del 3 de diciembre de 2014 y se encontraba vigente hasta el 31 de octubre de 2023. Esto se debe a que la modificación de la licencia (No. 112-3525-2018) tiene fecha del 10 de agosto de 2018.

Respecto de la licencia de la línea de conexión del proyecto, no se allegó documentación que le permitiera a esta Unidad validar si el ejecutor del proyecto requiere permisos y/o autorizaciones ambientales para la construcción de la línea de conexión, si los mismos ya fueron debidamente otorgados por la autoridad ambiental y si se encuentran vigentes, de ser el caso. Por lo tanto, el promotor no aportó evidencia suficiente para que esta Unidad pudiera otorgarle el beneficio previsto en la Circular 057 de 2022 para aquellos proyectos que ya cuentan con todo el licenciamiento, permisos y/o autorizaciones necesarias para su debido desarrollo.

Proyecto PCH Pantágoras de 18,4 MW:

"(...) cuenta con licencia ambiental otorgada por Cornare mediante la Resolución RE-01372-2022 con fecha del 04 de abril de 2022, la cual autoriza su ejecución de acuerdo con las normativas y procedimientos establecidos. Este licenciamiento ha sido aprobado dentro del marco legal y, por lo tanto, el proyecto cumple con uno de los requisitos esenciales para ser considerado en la bolsa 2, tal como lo establece el procedimiento de evaluación."

El promotor adjuntó la Resolución Re-01372-2022 del 4 de abril de 2022 para el proyecto hidroeléctrico Pantágoras, es decir cuenta con licencia ambiental para la planta, pero no adjuntó documentos que especifiquen que la licencia incluye las actividades asociadas a la línea de transmisión o que se cuenta con los permisos ambientales correspondientes para su desarrollo.

Por lo anterior, no le es permitido a esta Unidad cambiar de bolsa al proyecto Pantágoras de 18,4 MW, por cuanto no demostró la debida obtención del licenciamiento ambiental requerido para obtener los beneficios previstos en la Circular Externa UPME 057 de 2022.

Proyecto PCH Río Sucio II de 6,58 MW:

"(...) cuenta con licencia ambiental otorgada por Corpouraba mediante la Resolución identificada con consecutivo 200-03-20-01- 1137-2019 con fecha del 13 de septiembre de 2019, la cual autoriza su ejecución de acuerdo con las normativas y procedimientos establecidos. Este licenciamiento ha sido aprobado dentro del marco legal y, por lo tanto, el proyecto cumple con uno de los requisitos esenciales para ser considerado en la bolsa 2, tal como lo establece el procedimiento de evaluación."

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Respecto de la licencia ambiental de la planta, el solicitante presentó una solicitud de conexión para una planta con una capacidad de 6,58 MW, amparado por una licencia ambiental otorgada mediante el documento con Consecutivo 200-03-20-01-1137-2019 del 13 de septiembre de 2019. Sin embargo, en la parte resolutive de dicha licencia se especifica en el artículo 1, parágrafo 1 correspondiente a las características del proyecto que la capacidad de la planta es de 6,47 MW. Por lo tanto, la licencia ambiental presentada no cubre la capacidad total de la planta objeto de la solicitud. Acerca de la licencia ambiental de la línea, no se adjuntó documentación que acredite la obtención de una licencia ambiental o de permisos ambientales.

No obstante, se procedió a revisar la Licencia Ambiental con Consecutivo 200-03-20-01-1137-2019 del 13 de septiembre de 2019, incluida en la documentación de la planta. En dicha licencia se señala que, tras la recepción de información adicional por parte del solicitante, esta fue evaluada, y sus resultados, consignados en la página 4, numeral 4, indican lo siguiente:

"4. Para la conexión del proyecto hidroeléctrico Río Sucio 2 al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se propone que la conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) perteneciente al Operador de Red (OR) Empresas Públicas de Medellín sea por medio de una línea de transmisión a un nivel de tensión de 44 kW, considerado como mejor alternativa de conexión para el proyecto, la subestación Chorodó (Frontino) la cual se encuentra a 5 km en línea recta desde la casa de máquinas del proyecto. Es pertinente indicar que la alternativa de conexión planteada es preliminar y que el punto de conexión se debe definir con un estudio de conexión en la etapa de diseños definitivos."

Con lo anterior, se confirma que la licencia ambiental en cuestión no abarca la línea de conexión.

Por esto, no le es permitido a esta Unidad cambiar de bolsa al proyecto PCH Río Sucio II de 6,58 MW, por cuanto el promotor no demostró la debida obtención del licenciamiento ambiental requerido para obtener los beneficios previstos en la Circular Externa UPME 057 de 2022.

Proyecto PCH Río Sucio I de 5,44 MW:

"(...) cuenta con licencia ambiental otorgada por Corpouraba mediante la Resolución identificada con consecutivo 200-03-20-01-0307-2019 con fecha del 19 de marzo de 2019, la cual autoriza su ejecución de acuerdo con las normativas y procedimientos establecidos. Este licenciamiento ha sido aprobado dentro del marco legal y, por lo tanto, el proyecto cumple con uno de los requisitos esenciales para ser considerado en la bolsa 2, tal como lo establece el procedimiento de evaluación."

Acerca de la licencia ambiental de la planta, el promotor presentó una solicitud para la conexión de una planta con una capacidad de 5,44 MW, amparado por una licencia ambiental otorgada mediante el documento con Consecutivo 200-03-20-01-0307-2019 del 19 de marzo de 2019. Sin embargo, en la parte resolutive de dicha licencia no se especifica la capacidad de la planta.

No obstante, en los considerandos de la licencia, se menciona que la Subdirección de Gestión y Administración Ambiental presentó un informe técnico cuyas conclusiones indican que el proyecto corresponde a una PCH con una capacidad instalada de 5,28 MW. Por lo tanto, la licencia ambiental presentada no cubre la capacidad total de la planta objeto de la solicitud. Respecto de la licencia ambiental de la línea, el promotor no adjuntó documentación que acredite la obtención de una licencia ambiental o permisos ambientales correspondientes.

No obstante, al revisar la Licencia Ambiental con Consecutivo 200-03-20-01-0307-2019 del 19 de marzo de 2019, en los considerandos de la licencia se menciona un informe técnico de la Subdirección de Gestión y Administración Ambiental. En las conclusiones de dicho informe, específicamente en la página 5, numeral 9, se indica lo siguiente:

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

"9. Para la conexión del proyecto hidroeléctrico Río Sucio 1 al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se presenta como alternativa de conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) perteneciente al Operador de Red (OR) Empresas Públicas de Medellín por medio de una línea de transmisión a un nivel de tensión de 44 kW, así mismo se presenta una evidencia de que ha venido haciendo gestiones para definir el punto de conexión incluso desde que el proyecto se encontraba en esta de DAA y que actualmente la decisión está en manos de EPM; no obstante es pertinente dejar claridad en que la alternativa de conexión planteada es preliminar y que el punto de conexión se debe definir con un estudio de conexión en la etapa de diseños definitivos."

Con lo anterior, se confirma que la licencia ambiental en cuestión no abarca la línea de conexión. Por tanto, no le es dado a esta Unidad categorizar al proyecto PCH Río Sucio I de 5,44 MW en bolsa 2, por cuanto el promotor no demostró la debida obtención del licenciamiento ambiental requerido para obtener los beneficios previstos en la Circular Externa UPME 057 de 2022.

Proyectos PCH El Limón I de 19,9 MW y PCH el Limón II de 19,9 MW:

"(...) cuentan con licencia ambiental otorgada por Corantioquia mediante la Resolución 160CI-RES2005-2520 con fecha del 8 de mayo de 2020, la cual autoriza su ejecución de acuerdo con las normativas y procedimientos establecidos. Este licenciamiento ha sido aprobado dentro del marco legal."

Como se ve, el promotor de estos proyectos manifestó en su recurso de reposición que los mismos contaban con licencia ambiental. No obstante, esta Unidad revisó los documentos presentados con las respectivas solicitudes de conexión y no encontró que el promotor hubiera presentado los documentos que acreditaran el debido otorgamiento de la licencia ambiental por parte de la autoridad ambiental competente. Por tanto, estos proyectos no pueden ser acreedores de los beneficios que la Circular Externa No. 057 de 2022 otorga por el debido trámite del licenciamiento ambiental de los proyectos.

El proyecto PCH La Bonita de 6,97 MW:

"(...) cuenta con licencia ambiental otorgada por Corantioquia mediante las Resoluciones 160TH-RES2205-2502 con fecha del 09 de mayo de 2022 y 040-RES2309-4632 con fecha del 18 de septiembre de 2023, la cual autoriza su ejecución de acuerdo con las normativas y procedimientos establecidos. Este licenciamiento ha sido aprobado dentro del marco legal y, por lo tanto, el proyecto cumple con uno de los requisitos esenciales para ser considerado en la bolsa 2, tal como lo establece el procedimiento de evaluación"

El promotor adjuntó la Resolución 160TH-RES2205-2502 del 9 de mayo de 2022 donde se autorizó la licencia ambiental para PCH La Bonita I (3,69 MW) y La Bonita II (3,48 MW); no obstante, esta licencia no especifica las actividades autorizadas para la construcción de la línea de conexión y tampoco se adjuntan permisos ambientales que evidencien la autorización para su desarrollo.

Una vez analizada cada solicitud para de reclasificar en Bolsa 2 los proyectos PCH La Esperanza de 72 MW, Central Hidronare de 19,9 MW, PCH Pantágoras de 18,4 MW, PCH Río Sucio I de 5,44 MW, PCH Río Sucio II de 6,58, PCH El Limón I de 19,9 MW, PCH El Limón II de 19,9 MW y PCH La Bonita de 6,97 por, supuestamente, contar con el correspondiente licenciamiento ambiental, esta Unidad debe confirmar que la clasificación correcta de estos proyectos es en Bolsa 3. Esto, dado que los respectivos promotores no acreditaron la finalización de los trámites ambientales para los proyectos en su integridad (planta y línea de conexión).

4.3.1.6. La necesidad de adaptar el procedimiento y motivar suficientemente la evaluación de proyectos y la asignación de la capacidad

4.3.1.6.1. Evaluación de los proyectos y la indebida motivación

Expusieron, en resumen, los recurrentes:

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

"El procedimiento seguido por la UPME en la evaluación de los proyectos y en la asignación de capacidad con la priorización a través del MACC presenta diversas inconsistencias que vulneran el debido proceso y las garantías de defensa de los solicitantes. En particular, la falta de claridad en la priorización de proyectos y los errores en la aplicación de los métodos establecidos afectan negativamente la transparencia y la eficiencia del proceso. Estos aspectos deben ser corregidos para asegurar que la información utilizada en la toma de decisiones sea clara, transparente y adecuada a los propósitos de la norma."

La Resolución CREG 075 de 2021 establece los lineamientos claros para la evaluación de proyectos, exigiendo un proceso estructurado y bien fundamentado. Sin embargo, en la práctica, algunos reportes y estudios realizados por la UPME han carecido de la debida motivación y han introducido criterios que no estaban previstos en la normativa. La interpretación de restricciones eléctricas y su uso para excluir proyectos no se ha fundamentado de manera adecuada, lo que ha generado incertidumbre en los solicitantes y en general los actores del sector. La falta de claridad sobre la viabilidad de los proyectos, especialmente aquellos que fueron descartados de su trámite, no se ha comunicado de manera efectiva y oportuna, impidiendo que los promotores tengan la posibilidad de responder adecuadamente a las restricciones impuestas, cuando ya el proceso ha llegado a una decisión de fondo."

Por su parte el promotor del proyecto Central Hidronare de 19,9 MW, también señaló:

"La motivación de los actos administrativos se erige entonces como un requisito de fondo dentro de la estructura del acto, pues su ausencia constituye un vicio de procedimiento, y, por ende, una causal de nulidad por expedición irregular del acto, ya que impide al administrado el ejercicio del derecho fundamental al debido proceso por no poder controvertir las causas que determinan la manifestación de la voluntad del Estado."

Atendiendo las inconformidades señaladas por los recurrentes, es del caso manifestar que esta Unidad respetó no solo los principios constitucionales, legales y regulatorios, sino que, además desplegó actos tendientes a su materialización en todos los niveles. Lo anterior, en garantía del debido proceso y de la defensa, ya que puso a disposición de todos los interesados toda la información necesaria para el trámite de la solicitud y asignación de capacidad de transporte, así como diversos instrumentos regulatorios y técnicos, tales como: la Circular UPME 057 de 2022, la Circular CREG 058 del 10 de junio de 2022, la Circular UPME No. 057 de 2024. Así mismo, los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de evaluación de solicitudes, tanto para el proyecto en particular como de su comparación con los otros proyectos, fueron publicados en la página web de la UPME.

Adicionalmente, el 8 de octubre de 2024, mediante Circular externa No. 077 de 2024, la UPME presentó "reporte de los resultados obtenidos con respecto a la capacidad de transporte de cada una de las barras del STN y STR, la capacidad de transporte de los nodos del SDL en los cuales se presentaron solicitudes de conexión de proyectos en el marco del ciclo 2023 - 2024, y el reporte de los resultados obtenidos con respecto a la capacidad de cortocircuito remanente de cada una de las barras del STN y STR que pertenecen al Sistema Interconectado Nacional (SIN)."

Por otro lado, debe señalarse que la Unidad, en su rol de planificador del Sistema Interconectado Nacional (SIN), tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de energía eléctrica. Estas responsabilidades se extienden también a su función como entidad encargada del proceso de asignación de capacidad de transporte, por la cual debe garantizar que los proyectos interesados en conectarse al SIN cumplan con los criterios técnicos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995).

En cumplimiento de esta función, los análisis realizados por la UPME consideran la existencia de restricciones operativas reales en el sistema eléctrico colombiano, tales como agotamiento de cortocircuito y sobrecargas en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla. Bajo este principio, la conexión de nuevos proyectos no debe generar nuevas restricciones ni agravar las existentes, ya que esto comprometería la

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

prestación segura y continua del servicio. Este enfoque se encuentra alineado con los lineamientos técnicos del Código de Redes y es aplicado a través del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), el cual identifica automáticamente aquellas conexiones que superan los parámetros de capacidad por barra, zona y cortocircuito excedente.

Así, la Unidad ha actuado conforme a la normas y regulaciones aplicables al proceso de asignación de capacidad, respetando los principios aludidos para el caso y fundamentando en debida forma los resultados obtenidos en el proceso de evaluación. En este sentido, conviene recordar al recurrente lo dicho por el Consejo de Estado en fallo 16090 de 2011⁸, donde, al referirse a la falsa motivación:

"(...) Para que prospere la pretensión de nulidad de un acto administrativo con fundamento en la causal denominada falsa motivación es necesario que se demuestre una de 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."

Lo antes expuesto, como en otras oportunidades por la misma corporación⁹, permite advertir que, para la configuración de la falsa motivación esta Unidad debió haber omitido información probada que fuera sustancialmente necesaria para la toma de la decisión o debió haber tenido en cuenta información que no estuviera suficiente probada. Esta situación **no** aconteció en el caso particular, pues, como se ha ilustrado suficientemente, se dio a conocer la regulación expedida de manera previa al inicio de la ejecución del procedimiento de asignación de capacidad, así como todos los resultados arrojados de la aplicación del algoritmo MACC, necesarios para los análisis y validaciones técnicas en aras de garantizar a los interesados el soporte suficiente para recurrir como es del caso.

De igual forma, se observa que los hechos en los que se fundamentó el resultado de no asignar capacidad a los proyectos en el acto administrativo recurrido estuvieron debidamente probados y en ningún momento se omitió información o hechos que pudieran arrojar un resultado diferente. Así las cosas, en el presente caso no están dadas las condiciones para que los recurrentes afirmen que la Resolución UPME 157 de 2025, adolece de debida motivación. Adicionalmente, los derechos de los interesados al debido proceso, a la defensa y la contradicción estuvieron protegidos. Esto, en la medida en que se le presentaron las oportunidades necesarias, junto con la información suficiente para que pudieran corroborar el desarrollo del procedimiento de priorización de los proyectos para la asignación de capacidad. Por todo lo anterior, no son de recibo los argumentos aquí propuestos por los recurrentes.

4.3.1.6.2. Priorización de los proyectos y el principio de publicidad

Señalaron también los recurrentes:

"(...) Además, se ha identificado que la priorización en la asignación de la capacidad de transporte no se ha realizado con criterios uniformes y transparentes, lo que ha dado lugar a decisiones inconsistentes y a la exclusión injustificada de ciertos proyectos. La falta de información detallada sobre las capacidades de las barras del sistema y las metodologías utilizadas para calcular la capacidad disponible en el sistema eléctrico, especialmente los valores de cortocircuito y capacidad de barra, pueden generar desconfianza y dificultado la planificación y ejecución de los proyectos."

"(...) Es necesario que la información relevante sobre la asignación de capacidad sea publicada de manera clara y accesible, contenga los parámetros eléctricos, los escenarios de

⁸ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, sección IV, C.P. Milton Chaves García, radicación 11001-03-27-000-2018 00006-00

⁹ Consejo de Estado. Sección Cuarta. Sentencia rad. 24503 del 05 de agosto de 2021. C.P. Stella Jeannette Carvajal.

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

generación y la demanda detallados, con valores exactos, aplicados al modelo de red, y que los criterios de evaluación sean coherentes con los objetivos de la normativa, promoviendo la asignación de capacidad y no su restricción injustificada.

Por su parte, el promotor del proyecto de Central Hidronare de 19,9 MW, además de los anteriores argumentos, también señaló:

(...) debe darse aplicación al principio de confianza legítima, que tutela el actuar del Promotor, al haber fundado su proyecto en la información disponible sobre las características del sistema de la UPME. No es admisible que las consecuencias negativas de la ausencia de información oportuna sean soportadas por el administrado, quien de buena fe exenta de culpa basó su actuación en los datos oficiales y públicos.

Como es de conocimiento de los interesados en la asignación de capacidad de transporte, la priorización de los proyectos se realiza por medio de un modelo de optimización lineal entero mixto (MILP, por sus siglas en inglés) que, para el caso del proceso de asignación de capacidad de transporte de la UPME fue denominado Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). La función objetivo de este modelo es maximizar los beneficios del sistema sujeto al cumplimiento de las siguientes tres restricciones técnicas:

- (i) capacidad por barra
- (ii) capacidad de cortocircuito excedente
- (iii) capacidad por zona

En referencia a lo anterior, un proyecto solo se considera viable si cumple con estas tres restricciones. No obstante, es importante señalar que el MACC no se basa exclusivamente en el cumplimiento de estas restricciones técnicas para asignar capacidad de conexión. Según el procedimiento establecido por la UPME, el MACC tiene como función objetivo maximizar los beneficios netos para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), considerando aspectos tanto técnicos como económicos. Esto implica que, cuando varios proyectos cumplen con los requisitos técnicos, la priorización se realiza con base en los beneficios netos que cada proyecto aporta al sistema, calculados a partir de lo siguiente:

- Beneficios por emisiones evitadas de CO₂
- 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
- Beneficio por estado de los trámites ambientales

En este contexto, si dos o más proyectos solicitan el mismo punto de conexión y cumplen las restricciones técnicas, el MACC prioriza teniendo en cuenta el beneficio neto por unidad de capacidad instalada con base en la metodología definida. Por tanto, esta decisión obedece al resultado del proceso de optimización que busca maximizar los beneficios al sistema.

Por último, en caso de que dos o más proyectos que cumplan las restricciones técnicas y que cuenten con características iguales en capacidad, tecnología y beneficios al sistema, se aplican los criterios de desempate establecidos en el capítulo 5, numeral 5.5 del documento *"Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1"*, el cual indica lo siguiente:

"5.5 Criterios de desempate"

Como se presentó anteriormente, la función del MACC es determinar los proyectos que maximicen los beneficios al sistema aprovechando de manera óptima la capacidad de transporte disponible. Sin embargo, se puede presentar el caso en el que dos o más proyectos con características iguales en capacidad, tecnología y beneficios al sistema,

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

soliciten conexión al mismo punto de conexión y que éste no tenga la capacidad suficiente para conectarlos a todos. De ser este el caso, se realizará un procedimiento posterior a la optimización, el cual garantizará que la asignación de los proyectos que se encuentran en la situación anteriormente descrita, sea en orden ascendente respecto a la fecha y hora de radicación de la solicitud de conexión en la Ventanilla Única."

Como se evidencia aquí, la priorización de proyectos en la UPME no solo se basa en las restricciones técnicas, sino que también tiene en cuenta beneficios económicos, ambientales y operativos para el sistema. Así, el MACC se enfoca en maximizar el beneficio total del SIN, considerando una amplia gama de factores, y en caso de empate, se aplican criterios de fecha de radicación para asegurar un proceso justo y equitativo. En este sentido, el proceso de priorización tiene como objetivo garantizar el uso óptimo de la capacidad de transporte disponible, mientras se maximiza el beneficio para el sistema eléctrico y se asegura que todos los proyectos sean tratados bajo las mismas condiciones técnicas y económicas.

Por otro lado, se debe precisar lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021:

"(...) Para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:

- a) Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.*
- b) Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN."*

En este contexto, los proyectos clasificados en Fila 1 corresponden a aquellos que, bajo las condiciones actuales del sistema y que, con las obras de expansión aprobadas, sobrepasan las restricciones identificadas por la UPME, lo que impide su conexión debido al agotamiento de la capacidad disponible. Además, no existen actualmente obras de expansión aprobadas que permitan mitigar esta situación.

Con el objetivo de reducir dichas restricciones, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024, lo que posibilita la incorporación en el proceso de asignación de las obras estructurales aprobadas mediante la Resolución UPME 727 de 2024, que establece el primer paquete de obras urgentes, así como las actualizaciones reportadas por los transportadores. No obstante, incluso teniendo en cuenta la información sobre estas obras estructurales, todos los proyectos clasificados en Fila 1 son considerados, en la actualidad, no viables, ya que no existen proyectos aprobados que permitan su conexión al SIN.

Ahora bien, considerando que la Unidad se ha apegado al procedimiento de asignación de capacidad previsto en la normativa vigente, el hecho de que los proyectos de los recurrentes no hayan resultado viables, no implica falta alguna en la transparencia y claridad que esta Unidad ha desplegado durante todo el procedimiento. Debe señalarse que el nivel de información proporcionado satisface los principios de transparencia administrativa establecidos en el artículo 3 de la Ley 1437 de 2011, así como del Procedimiento de Evaluación previsto en la Circular UPME No. 057 de 2022. En este sentido, la UPME reafirma que los datos utilizados son suficientes y consistentes con la normativa aplicable.

En línea con lo anterior, fueron publicados todos los elementos esenciales para el proceso de priorización, incluyendo: los informes de capacidad por barra, cortocircuito excedente, clasificación por zonas, listado de parámetros relevantes para los cálculos económicos y el código fuente del MACC. Por lo que no debe endilgársele a la Unidad la vulneración del principio de confianza legítima, pues durante toda la actuación administrativa, como ya se expuso, la Unidad garantizó que sus actuaciones priorizaran la garantía de este principio en cada paso del procedimiento de asignación.

4.3.1.6.3. No aplicación de plazos y etapas establecidas

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Expusieron los promotores:

"A lo anterior se suman retrasos y la no aplicación adecuada de los plazos y etapas establecidos en el cronograma, lo que afecta la viabilidad de los proyectos. La falta de cumplimiento de los tiempos establecidos en el proceso ha dado lugar a evaluaciones tardías e inconsistentes, limitando las oportunidades de los promotores para ajustar sus proyectos según los nuevos requerimientos. Este incumplimiento ha afectado de manera significativa la confianza en el sistema, especialmente cuando los estudios de conexión utilizados no fueron consistentes con los escenarios reales del sistema eléctrico, lo que redujo injustificadamente la capacidad disponible."

Esta Unidad no desconoce que se ha tomado un tiempo mayor al inicialmente previsto para los ciclos de asignación de capacidad de transporte definidos en la Resolución CREG 075 de 2021. No obstante, esto no ha sido por negligencia o desidia de esta Unidad. Por el contrario, dicho tiempo obedece al estudio diligente y coherente que debe realizarse de todos y cada uno de los estudios realizados en las más de 1700 solicitudes recibidas por esta Unidad para el ciclo 2 de asignación. Lo anterior excedió la capacidad operativa de la UPME extremadamente. Tanto así, que el mismo regulador, es decir, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 101 071 de 2025, suspendió el calendario anual de radicación y evaluación de solicitudes de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, hasta tanto se cumplan tres condiciones fundamentales:

- a. Que se encuentren en firme todas las decisiones del calendario 2023,
- b. Que se hayan respondido las solicitudes de concepto aprobatorio de expansión radicadas hasta antes de la entrada en vigencia de la resolución,
- c. Que se publique la capacidad disponible para el siguiente proceso, por subestación y nivel de tensión.

Esta resolución también estableció que la UPME debe publicar el plazo máximo para cumplir los anteriores hitos, el cual no podrá exceder los doce (12) meses. En consecuencia, el plazo vigente para culminar el proceso actual fue extendido hasta el 26 de marzo de 2026, y la UPME se encuentra dentro del término reglamentario para emitir las respuestas correspondientes a las solicitudes del segundo ciclo.

En todo caso, como se ha mencionado a lo largo de la presente resolución, desde un principio se les proporcionó a los interesados en el ciclo de asignación de capacidad toda la información necesaria para que el correspondiente procedimiento contara con transparencia, trazabilidad y reproducibilidad. En ese sentido, lo anteriormente expuesto no implica inconsistencia alguna en cuanto a los resultados, pues los mismos se encuentran atado al debido desarrollo del procedimiento dispuesto en la Circular UPME 057 de 2022. Adicionalmente, frente al argumento según el cual esta Unidad debió haberles permitido a los promotores "ajustar sus proyectos según los nuevos requerimientos", este no es de recibo por esta Unidad. Esto, teniendo en cuenta que, aparte de los requerimientos ya descritos en la normatividad vigente, esta Unidad no impuso requerimientos distintos para los análisis de las respectivas solicitudes de conexión. Y, en caso de que este argumento se refiera a los nuevos requerimientos del sistema, los mismos promotores conocían las restricciones y condiciones del mismo considerando, tanto la información publicada por la UPME, como por los resultados de sus mismos estudios.

Por tanto, no resulta procedente darle un trato diferenciado a estos recurrentes al permitirles realizar un ajuste a sus proyectos que no estuvo previsto dentro de los parámetros del procedimiento de asignación de capacidad de transporte.

4.3.2. Peticiones presentadas

Solicitaron los recurrentes las siguientes peticiones comunes a todos los recursos analizados en este acápite:

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

1. *Que revoque la Resolución 000157 de 12/02/2025 en lo que hace relación al "concepto sin capacidad aprobada", para el Proyecto objeto del recurso.*
2. *Que se evalúe Proyecto de manera adecuada, concluyendo que es viable técnicamente, para que sea priorizado en la Bolsa 2, de conformidad con la licencia ambiental obtenida, e incluso, debido a que cumple los parámetros de validación técnica, para que se emita concepto de conexión asignando capacidad de transporte.*
3. *Que, en consecuencia, emita Concepto de conexión asignando capacidad de transporte al proyecto clase 1, de acuerdo con la solicitud de conexión presentada.*

Al respecto, no es posible acceder a las solicitudes presentadas por los recurrentes de este acápite, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del proceso de asignación de capacidad de transporte (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), así como en este acto administrativo, esta Unidad ha actuado conforme a la normativa vigente.

Adicionalmente, cabe señalar que, conforme al procedimiento de asignación de capacidad de transporte, todas las solicitudes en evaluación deben ser consideradas dentro del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), utilizando para ello los insumos técnicos requeridos. Estos insumos corresponden a la información reportada en los estudios de conexión por parte de los promotores y a los cálculos realizados directamente por la UPME en el marco del proceso.

Solicitaron, además:

4. *Que, en el caso de que se insista que el proyecto está en la bolsa (3) y 3+, fila 1, que se asigne una expansión y que se evalúe la solicitud incluyendo esa propuesta.*

En relación con las obras expansiones presentadas por el interesado y que no fueron evaluadas por la UPME, se hace necesario traer a colación lo establecido en el Artículo 6 de la Resolución CREG 075 de 2021:

"ARTÍCULO 6. ESTUDIO DE CONEXIÓN Y DE DISPONIBILIDAD DE ESPACIO FÍSICO. El interesado en la asignación de capacidad de transporte para un proyecto clase 1 deberá realizar un estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico, en el que se analicen diferentes alternativas para conectarse al SIN. Si dentro de las alternativas de conexión identificadas por el interesado está la de expandir activos de uso del sistema, el interesado deberá incluir, por lo menos, una alternativa que considere conectar el proyecto a una subestación existente. (...)."

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 las expansiones del SIN:

"Anexo: Parámetros técnicos y eléctricos. Incluye los parámetros técnicos y eléctricos de los activos de conexión requeridos en el proyecto, tales como longitudes, capacidades, impedancias, pérdidas y demás elementos necesarios para la simulación, en sus unidades reales. Adicionalmente, en caso de que el proyecto proponga expansiones en el SIN, se deben reportar las características básicas de dichos activos de uso."

De lo anterior se desprende que, si bien los interesados pueden considerar y presentar expansiones en el SIN necesarias para la conexión de un proyecto, la potestad de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para ejecutar una expansión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) está sujeta a las reglas establecidas en la regulación. En este sentido, dicha potestad solo podrá ejercerse en los siguientes escenarios: (i) aprobación del plan de inversiones presentado ante la CREG por el Operador de Red, (ii) manifestación de interés del Operador de Red en ejecutar la obra o (iii) proceso de selección a través de convocatoria pública realizada por la UPME para proyectos del STR y/o STN.

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 reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

"3.2.2 Responsabilidad del OR en la planeación de su sistema: El 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.

En relación con la expansión propuesta para conectar los proyectos de los interesados, la UPME no la 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, por lo que no será de recibo esta solicitud.

Adicionalmente a las peticiones comunes a todos los recursos, el promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW solicitó:

"En caso de no acceder a las peticiones principales se solicita a la UPME, considerar las siguientes peticiones secundarias o subsidiarias:

1. Se considere la alternativa de dar concepto de capacidad asignada al Proyecto CH La Esperanza de 72 MW supeditada a expansión en la Fila 1 en atención al concepto dado por el Operador de Red."

En este punto, cabe reiterar que la Unidad, como planeadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN), tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico colombiano. En cumplimiento de esta función, la UPME realiza sus propios estudios técnicos para validar que todas las solicitudes de conexión cumplan con los lineamientos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995). En este contexto, por las razones ya expuestas en este acápite no resulta procedente acceder a estas peticiones subsidiarias propuestas por el promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW, sobre todo en cuanto a la imposibilidad de esta Unidad de tener en cuenta obras de expansión que no hayan surtido el proceso de aprobación de las mismas.

Este promotor solicitó, además:

"2. Que se informen las razones de hecho y de derecho por las cuales se debe dejar el Proyecto CH La Esperanza de 72 MW en la bolsa 3, Fila 1."

Al respecto, cabe recordar que el numeral 6.2 de la Circular Externa UPME 057 de 2022, conocida por los interesados, establece lo siguiente:

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

6.2 Publicación de información para ejecución del MACC:

Los insumos del MACC definidos y descritos en el capítulo anterior representan una de las fuentes de incertidumbre más grandes para el sector en el proceso de asignación de capacidad de transporte. Por esta razón, los insumos del MACC, así como sus valores iniciales en el proceso de asignación de capacidad, serán publicados por la UPME acorde a lo establecido en la presente sección.

Conforme a dicho numeral, se contempla la publicación de la siguiente información:

- Definición de zonas eléctricas
- Capacidades por barra en el STN y STR
- Capacidades por barra en el SDL
- Capacidad remanente de cortocircuito por subestación
- Hoja de datos para cálculo económico
- Código fuente del MACC

Esta información ha sido publicada por la UPME en cumplimiento de lo establecido en la regulación vigente y se encuentra accesible al público a través de la Ventanilla Única (VU), en el siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/>

En el marco del segundo ciclo de asignación de capacidad de transporte, la UPME publicó los siguientes documentos, los cuales contienen la información técnica y económica necesaria para la ejecución del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC):

- Informe CAP Barra Antioquia
- Informe CAP Barra Antioquia PT.2
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó PT.1
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó PT.2
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó PT.3
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó PT.4
- Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia-Chocó – 2024

Adicionalmente, es importante señalar que la versión ejecutable del MACC fue publicado por la Unidad desde el primer ciclo de asignación de capacidad, encontrándose disponible para acceso del público desde 2022. En ese sentido, no es procedente atender la solicitud planteada, dado que la información requerida por el recurrente ya fue debidamente publicada y se encuentra disponible para que cualquier interesado pueda replicar los resultados obtenidos por la UPME.

Adicionalmente a las peticiones comunes a todos los recursos, los promotores de los proyectos PCH La Esperanza de 72 MW, PCH Pantágoras de 18,4 MW, PCH La Bonita de 6,97 y Río Sucio I de 5,44 MW y Río Sucio II de 6,58 MW solicitaron:

"Que, en subsidio (o en efecto) de lo anterior y ante las inconsistencias en la evaluación de cortocircuito no se tomen en cuenta esos valores, para que la UPME en la validación eléctrica evidencie por su propia cuenta que no hay una restricción en ese cálculo y el Proyecto pueda quedar asignado."

Al respecto, es preciso destacar lo mencionado por el artículo 55 de la resolución CREG 075 de 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."

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Por lo anteriormente expuesto, es posible afirmar 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. 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. No obstante lo anterior, la Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Además de las peticiones comunes a todos los recursos, el promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW solicitó lo siguiente:

"1. Que se practiquen las pruebas de manera completa que permita concluir de manera objetiva y con la información que debía considerarse al momento de la solicitud para efectos de la asignación de capacidad, aunque eso requiriera con posterioridad la aplicación de los Planes de Expansión aprobados mediante la Resolución UPME 727 de 2024."

Debe tenerse en cuenta que la UPME hizo el análisis debido de las pruebas solicitadas y, en el análisis original, se tuvo de presente el Tomo I de las obras urgentes previstas en la Resolución UPME 727 de 2024. En todo caso, la decisión final respecto del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW se mantiene incólume.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Adicionalmente a las peticiones comunes a todos los recursos, el promotor del proyecto PCH La Bonita de 6,97 MW solicitó:

"Que, en caso de que no se encuentre satisfecha la capacidad de barra para 6.97 MW o 6.25 MW, se evalúe el proyecto para la conexión de una de las dos etapas del mismo de 3.48 MW, para lo cual el Promotor acepta de manera expresa la modificación de la solicitud en tal sentido."

Al respecto, cabe señalar que el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, establecido mediante la Circular Externa UPME 057 de 2022, no contempla la posibilidad de que los solicitantes ajusten los parámetros asociados a las solicitudes, tales como el punto de conexión, las alternativas o la capacidad solicitada, entre otros. Esta restricción cobra especial relevancia si se considera que la modificación de dichos parámetros impacta directamente los resultados reportados por el promotor. En consecuencia, no es posible acceder a la solicitud presentada por el recurrente en el marco del recurso de reposición que nos ocupa.

Adicionalmente a las peticiones comunes a todos los recursos, los promotores de los proyectos PCH El Limón I de 19,9 MW y PCH El Limón II de 19,9 MW solicitaron:

"Que se tengan en cuenta para evaluar la solicitud las expansiones por el transportador y la licencia ambiental otorgada por Corantioquia."

Al respecto, no es posible acceder a la solicitud presentada por el recurrente, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del proceso de asignación de capacidad de transporte (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), así como en este acto administrativo, esta Unidad ha actuado conforme a la normativa vigente.

Adicionalmente, como se ha mencionado, no le es permitido a esta Unidad tener en cuenta obras de expansión que aún no han surtido el debido proceso de aprobación ya discutido en este acápite. Por otro lado, la Unidad se permite reiterar los argumentos por los cuales no le es dado otorgar a estos proyectos los beneficios previstos en la Circular Externa UPME 057 de 2022, considerando que no se cumplieron los requisitos allí previstos en cuanto a la debida acreditación de las autorizaciones ambientales adelantadas por los promotores de los proyectos.

4.4. Análisis de los recursos interpuestos por promotores de los siguientes proyectos

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
Cimitarra Solar 2	105	20251110044622
Cimitarra Solar 3	105	20251110044642
Cimitarra Solar 15	315	20251110044732
Cimitarra Solar 14	205	20251110044742
Cimitarra Solar 13	155	20251110044762
Cimitarra Solar 11	105	20251110044772
Cimitarra Solar 10	105	20251110044812
Cimitarra Solar 9	315	20251110044822
Cimitarra Solar 8	205	20251110044842
Cimitarra Solar 7	315	20251110044862
Cimitarra Solar 6	205	20251110044872
Cimitarra Solar 5	155	20251110044912
Cimitarra Solar 4	155	20251110054192
		20251110044922

- 4.4.1. Argumentos presentados
 - 4.4.1.1. De la supuesta lesión al debido proceso administrativo

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4.4.1.1.1. Del supuesto incumplimiento a los plazos establecidos en el artículo 1 de la Resolución CREG 101 017 de 2023

Señalaron los recurrentes:

"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. Respecto a lo anterior, la Corte Constitucional ha señalado que las autoridades públicas están obligadas a dar cumplimiento a lo establecido en los actos administrativos, procedimientos y reglamentos que emitan (...)

En consecuencia, es claro, con base en lo establecido anteriormente, que la UPME –en su calidad de autoridad facultada para definir dichas fechas para asignar la capacidad de transporte–, incumplió con la obligación al debido proceso administrativo de la Compañía, al no respetar y cumplir con los plazos establecidos por la misma entidad en la Resolución CREG 101 017 de 2023 para la asignación de capacidad de transporte."

Sobre los supuestos incumplimientos del cronograma, cabe reiterar que el tiempo que ha empleado esta Unidad para tomar una decisión final sobre el procedimiento de asignación de transporte no ha sido a raíz de negligencia. La más de 1700 solicitudes que recibió la Unidad para el Ciclo 2 de asignación sobrepasaron su capacidad operativa. Tanto es así que, mediante la Resolución CREG 101 071 de 2025, la CREG suspendió el calendario anual de radicación y evaluación de solicitudes de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, hasta tanto se cumplan tres condiciones fundamentales:

Por el contrario, dicho tiempo obedece al estudio diligente y coherente que debe realizarse

- a. Que se encuentren en firme todas las decisiones del calendario 2023,
- b. Que se hayan respondido las solicitudes de concepto aprobatorio de expansión radicadas hasta antes de la entrada en vigencia de la resolución,
- c. Que se publique la capacidad disponible para el siguiente proceso, por subestación y nivel de tensión.

Esta resolución también establece que la UPME debe publicar el plazo máximo para cumplir los anteriores hitos, el cual no podrá exceder los doce (12) meses. En consecuencia, el plazo vigente para culminar el proceso actual fue extendido hasta el 26 de marzo de 2026, y la UPME aún se encuentra dentro del término reglamentario para emitir las respuestas correspondientes a las solicitudes del segundo ciclo.

Además, debe recordarse que los términos procesales son perentorios, pero no preclusivos. Esto es, los mismos no restringen la competencia con la que cuenta la UPME para tomar las respectivas decisiones sobre las solicitudes de conexión presentadas por los interesados. Esto es así, teniendo en cuenta que la asignación de capacidad de transporte es un procedimiento cíclico, así como lo previó la Resolución CREG No. 075 de 2021. Esto significa que es necesario terminar la asignación de un ciclo antes de iniciar la evaluación de las solicitudes allegadas en el siguiente ciclo.

Cabe aclarar que dichos retrasos no obedecen a una actuación arbitraria o caprichosa por parte de la Entidad, sino más a la serie de ajustes en las capacidades técnicas, operativas y de recurso humano que se han tenido que hacer para cumplir con el proceso de asignación de capacidad. Prueba de ello es que, en más de una oportunidad, el regulador ha accedido a modificar los plazos del cronograma, conscientes de las dificultades que han rodeado los procesos de asignación. Así las cosas, contrario a lo afirmado por el promotor, las dilaciones experimentadas en el proceso de asignación de

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

capacidad del ciclo 2 no son injustificadas y en todo caso aquello no es óbice para modificar la decisión adoptada objeto de reproche en el presente asunto.

Por lo anterior, esta Unidad no considera que haya vulneración del debido proceso, ya que la decisión se fundamentó en la normativa vigente y la UPME aún se encuentra dentro del término reglamentario para emitir las respuestas correspondientes a las solicitudes del segundo ciclo.

4.4.1.1.2. Del supuesto incumplimiento del procedimiento establecido en el artículo 17 de la Resolución UPME 528 de 2021

Manifestaron, en resumen, los recurrentes:

"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.

Esta actuación de la UPME se puede considerar un incumplimiento del artículo 17 de la Resolución 528, ya que en el mismo se determina que la UPME definirá la posición en la fila de los proyectos que solicitaron capacidad de transporte, y posteriormente emitirá un concepto de conexión o un concepto de conexión sin capacidad aprobada.

(...)

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. (...)."

En relación con lo anterior, resulta pertinente destacar lo estipulado en la Circular UPME 057 del 2022, específicamente en el numeral 5 de la sección 6.3.2 Procedimiento de Evaluación del anexo:

"(...) 5. Por último, una vez se haya obtenido la asignación de cada una de las tres bolsas definidas, se ejecutará nuevamente el cálculo de las capacidades por barra en el área operativa y capacidad remanente de cortocircuito. Con ellas se verificará si hay capacidad remanente en el área operativa que no haya sido asignada, en cuyo caso se ingresarán conjuntamente los proyectos no asignados de las tres bolsas para una nueva ejecución del MACC y se asignará la capacidad remanente acorde a los resultados de este.

En esta última ejecución, en caso de haber capacidad remanente sin asignar, la asignación se realizará únicamente a proyectos que no requieran expansiones de red para su conexión, es decir, aquellos que pertenezcan a la Fila 2. (...)."

En consecuencia, y, respondiendo a lo expresado por los recurrentes, aquellos proyectos que hayan sido catalogados como VIABLES pero NO PRIORIZADOS deben ser objeto de una segunda iteración. Además, cabe precisar que la Resolución UPME 528 de 2021 establece que un concepto corresponde al:

"(...) acto administrativo a través del cual la UPME resuelve de fondo una solicitud Tipo 1, Tipo 2 o Tipo 3, previa evaluación de la misma. (...)."

En ese sentido, y, contrario a lo señalado por los recurrentes, la UPME ha dado cumplimiento a lo dispuesto en la normativa vigente, dado que la Resolución UPME 157 de 2025 y los documentos soportes de la misma, mediante la cual se publicó el resultado del proceso de priorización de capacidad de transporte del área Antioquia-Chocó, constituye un acto administrativo válido a través del cual esta Unidad se pronunció de

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

fondo respecto a cada una de las solicitudes recibidas, incluyendo aquellas que no fueron priorizadas.

Ahora bien, frente a los proyectos que fueron determinados viables (priorizados o no priorizados), el hecho de que no se les emitiera concepto de conexión con capacidad aprobada o no aprobada no significa que se estuviera vulnerando lo dispuesto en la Resolución UPME 528 de 2021, pues, en esos casos, aún faltaba un paso para emitir una decisión final mediante concepto de conexión.

Por tanto, lo que esta Unidad sostiene que el análisis de las solicitudes de conexión allegadas se ajustó estrictamente a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 075 de 2021, la Resolución UPME No. 528 de 2021 y a la Circular UPME No. 057 de 2022, con lo que se ha respetado el debido proceso administrativo.

4.4.1.2. Incumplimiento de los principios de legítima confianza y congruencia

4.4.1.2.1. Cambios en las condiciones de las redes del SIN que afectan la asignación de capacidad de transporte

Señalaron los recurrentes:

"(...)

En particular, la UPME no dio la oportunidad a los interesados, en este caso a la Compañía, de actualizar o modificar el estudio de conexión de los proyectos que solicitaron capacidad de transporte con base en las nuevas condiciones de las redes del SIN, en consideración a que los mismos fueron preparados con las condiciones en las que estaban dichas redes en el 2023.

Además, esta situación afecta la seguridad jurídica de la Compañía porque la UPME tomó la decisión de no asignar capacidad de transporte al Proyecto con base en las condiciones de la red al 2025 y no bajo las condiciones en las que la Compañía preparó su estudio de conexión, en cumplimiento de lo establecido en la Circular CREG 47 de 2023.

(...)

Por otro lado, el incumplimiento del cronograma establecido para el proceso de asignación de capacidad de transporte para la vigencia del 2023 constituye una violación del principio de confianza legítima y al principio de congruencia. Lo anterior en virtud de que la Compañía al participar en el proceso mencionado, tenía una expectativa justificada y legítima de recibir una respuesta a su solicitud de capacidad de transporte dentro del tiempo determinado por el cronograma oficial. Esta expectativa se basa en la confianza que la empresa depositó en la seriedad, la coherencia y congruencia de las actuaciones de la UPME y en la diligencia que en su momento demostró al solicitar dos (2) modificaciones al cronograma del año 2023. (...)."

Al respecto, como se ha mencionado, la normativa vigente aplicable al procedimiento de asignación de capacidad de transporte (compuesta por la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021, la Circular Externa UPME 057 de 2022 y sus normas complementarias) no contempla la actualización de los estudios de conexión por parte de los promotores durante la etapa de evaluación de las solicitudes. En esta etapa únicamente se prevé un proceso de aclaraciones, mediante el cual los promotores o transportadores pueden responder a requerimientos formulados por la UPME. No obstante, este mecanismo está restringido a aclarar aspectos de la información ya presentada, y no permite modificar ni sustituir los estudios de conexión originalmente entregados con la solicitud. Además, la misma normativa vigente en materia de asignación de capacidad de transporte a los interesados prevé que la Unidad no puede desconocer el estado real del SIN, por lo que tampoco puede tomar sus decisiones sobre las solicitudes de conexión sin tener en cuenta las vicisitudes del sistema.

En relación con los argumentos del recurrente el incumplimiento de plazos regulatorios es importante remitirse a los argumentos ya expuestos por esta Unidad al respecto. En todo caso, frente a las expectativas que argumentaron tener los recurrentes, es cierto que los

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

administrados pueden esperar una respuesta por parte de la entidad a sus solicitudes. No obstante, se recuerda que el hecho de que las solicitudes de conexión al sistema hayan sobrepasado la capacidad operativa de la UPME no la exime de revisar cada una de dichas solicitudes para culminar el ciclo 2 de asignación de capacidad.

Esto, teniendo en cuenta que los términos previstos inicialmente por el regulador, si bien pueden ser perentorios no son preclusivos y esta Unidad aún tiene la competencia y obligación de emitir decisiones de fondo. Esto es así, teniendo en cuenta que la asignación de capacidad de transporte es un procedimiento cíclico, así como lo previó la Resolución CREG No. 075 de 2021. Esto significa que es necesario terminar la asignación de un ciclo antes de iniciar la evaluación de las solicitudes allegadas en el siguiente. No por esto se está violando la garantía del principio de confianza legítima a los promotores, dado que el hecho de que los promotores hayan presentado sus estudios de conexión no les garantiza que su proyecto reciba una decisión favorable sobre la solicitud de conexión al sistema.

Así las cosas, contrario a lo afirmado por los promotores, los retrasos en el proceso de asignación de capacidad del ciclo 2 no son injustificadas y, en todo caso, aquello no es óbice para que la Unidad tome su decisión final sobre el ciclo 2 de asignación de capacidad en pleno cumplimiento de los principios de legítima confianza y congruencia.

4.4.1.2.2. Expectativa de recibir un concepto de conexión

Expresaron los recurrentes:

"Teniendo en cuenta lo anterior, es evidente el procedimiento que la UPME y la CREG determinan en la regulación aplicable al proceso de asignación de capacidad de transporte, deberá culminarse mediante un acto administrativo - el concepto; bien sea que dicho concepto (i) otorgue capacidad de transporte y consecuentemente autorice la conexión al SIN; o que, por el contrario, a través del mismo (ii) no se autorice la conexión al SIN debido a que no se aprueba la asignación de capacidad."

Si bien este procedimiento está claro en la regulación aplicable, la UPME mediante la Resolución está vulnerando el debido proceso administrativo y la confianza legítima, debido a que, (i) no está respetando las garantías mínimas que se deben reconocer en el proceso de obtener una decisión sobre los derechos del interesado; (ii) está incumpliendo con las observaciones y lineamientos previamente establecidos para este procedimiento particular, y (iii) se fragmentó la expectativa de la Compañía de obtener un concepto aprobatorio o de no autorización de conexión como resultado de la solicitud de asignación de capacidad de transporte, que permita identificar el procedimiento de la solicitud de asignación de capacidad de transporte de la manera establecida en la regulación aplicable."

Como ya se expuso, la Resolución UPME 528 de 2021 establece que un concepto corresponde al *"acto administrativo a través del cual la UPME resuelve de fondo una solicitud Tipo 1, Tipo 2 o Tipo 3, previa evaluación de la misma."* En cumplimiento de lo anterior, la Resolución UPME 157 de 2025 y los documentos soporte de la misma, mediante la cual se publicó el resultado del proceso de priorización de capacidad de transporte del área Antioquia-Chocó, constituye un acto administrativo válido a través del cual esta Unidad se pronunció de fondo respecto a cada una de las solicitudes recibidas. Ahora bien, fue precisamente en virtud de garantizar el derecho al debido proceso de los interesados en el ciclo de asignación de capacidad que la Unidad se aseguró de darles la oportunidad procesal de pronunciarse sobre la publicación de los resultados de la priorización de proyectos.

En este punto, cabe aclarar que el proceso de asignación de capacidad depende del estado del SIN, por lo que no todas las solicitudes de conexión serán respondidas favorablemente. No obstante, esto no significa que la Unidad haya incurrido en una violación al derecho al debido proceso, ni desconocimiento del principio de confianza legítima, por lo que este argumento de los promotores no es de recibo.

4.4.1.3. De la supuesta falsa Motivación e incumplimiento a las normas en las que se fundamenta la Resolución UPME 157 de 2025

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Los promotores de los proyectos anteriormente relacionados argumentaron lo siguiente frente al acto recurrido:

"(...)

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.

Asimismo, la ausencia de un análisis particularizado significa que no se han expuesto de manera clara y detallada los motivos por los cuales el Proyecto fue evaluado negativamente frente a las condiciones del estudio de conexión, y permite evidenciar la falsa motivación de la UPME como entidad gubernamental y administrativa, que tiene el deber de cumplir con la motivación suficiente, tanto de hecho como de derecho para sustentar la toma de decisiones.

(...)

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 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 el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), como entidad responsable de dicho proceso en el SIN, ha puesto a disposición del público general la información técnica que respalda la evaluación realizada en el segundo ciclo de asignación.

Como parte de este ejercicio de transparencia, se publicaron los siguientes documentos:

1. Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones del área Antioquia – 2024.
2. Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia-Chocó – 2025.
3. Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024.
4. Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó – B3 – 2024, compuesto por cuatro partes.

De manera particular, en los documentos de clasificación se presenta una descripción detallada de cada solicitud evaluada, incluyendo su impacto sobre las variables de capacidad por barra, capacidad por zona y capacidad remanente de cortocircuito. Esta información permite a cada promotor conocer los motivos técnicos por los cuales su proyecto fue o no priorizado por el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC).

Adicionalmente, es importante aclarar que el MACC es un algoritmo de optimización desarrollado para ser utilizado exclusivamente en el marco del procedimiento de asignación de capacidad de transporte definido en la Resolución CREG 075 de 2021, y no en procesos de planeación de expansión del SIN, como lo afirma el recurrente. Este modelo fue puesto a disposición del público para comentarios mediante la Circular Externa UPME No. 047 de 2022, publicada el dos (2) de junio de 2022, momento en el cual cualquier agente del sector, incluido el recurrente, tuvo la oportunidad de presentar observaciones.

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

En consecuencia, la información publicada por la UPME es suficiente, trazable y técnicamente sustentada, permitiendo a los agentes del sector entender con precisión las causas que determinaron el resultado de su solicitud dentro del proceso de evaluación. Así, la Unidad ha actuado conforme a la normas y regulaciones aplicables al proceso de asignación de capacidad, respetando los principios de transparencia, legalidad del proceso, y debido proceso administrativo, y fundamentando en debida forma los resultados obtenidos en el proceso de evaluación.

En lo expuesto por el Consejo de Estado¹⁰, permite advertir que, para la configuración de la falsa motivación esta Unidad debió haber omitido información probada que fuera sustancialmente necesaria para la toma de la decisión o debió haber tenido en cuenta información que no estuviera suficiente probada. Esta situación no aconteció en el caso particular, pues, como se ha ilustrado suficientemente, se dio a conocer la regulación expedida de manera previa al inicio de la ejecución del procedimiento de asignación de capacidad, así como todos los resultados arrojados de la aplicación del algoritmo MACC, necesarios para los análisis y validaciones técnicas en aras de garantizar a los interesados el soporte suficiente para recurrir como es del caso. De igual forma, se observa que los hechos en los que se fundamentó el resultado de no asignar capacidad al proyecto en el acto administrativo recurrido estuvieron debidamente probados y en ningún momento se omitió información o hechos que pudieran arrojar un resultado diferente.

Adicionalmente, la UPME no solo toma en cuenta sus planes de manera formal. Como se explicó anteriormente, incluso cuando la UPME ha propuesto varias obras de infraestructura de transmisión, para la materialización de dichas obras, debe cumplirse un procedimiento para su debida aprobación. En ese sentido, en su análisis de las solicitudes de conexión, esta Unidad puede tener en cuenta, únicamente, aquellas obras que ya han sido debidamente aprobadas.

Así las cosas, en el presente caso no están dadas las condiciones para que los recurrentes afirmen que la Resolución UPME 157 de 2025, adolece de debida motivación. Adicionalmente, la garantía de la transparencia de la información para el conocimiento de los interesados protegió, en todo momento, los derechos de los interesados a la legalidad, debido proceso, la defensa y la contradicción de los interesados. Esto, en la medida en que se le presentaron las oportunidades necesarias, junto con la información suficiente para que pudieran corroborar el desarrollo del procedimiento de priorización de los proyectos para la asignación de capacidad. Por este motivo, los argumentos aquí propuestos no están llamados a prosperar.

4.4.2. Peticiones presentadas

Los recurrentes presentaron las siguientes solicitudes:

1. Reponer, y en ese sentido corregir la decisión adoptada mediante la Resolución 157 expedida por la UPME, para que, con base en los argumentos expuestos en el presente recurso, reevalúe la solicitud de asignación de capacidad de transporte al Proyecto, teniendo en cuenta las condiciones establecidas en la Resolución 528 de 2021 expedida por la UPME y la Resolución CREG 075 de 2021, y posteriormente otorgue concepto de capacidad aprobada para el Proyecto.

2. Subsidiariamente, en caso de que la UPME no conceda razón al presente recurso reponiendo la decisión, amablemente solicitamos se conceda el recurso de apelación ante el Director General de la UPME, y en el marco de la apelación, solicitamos respetuosamente que -con base en los argumentos expuestos en el presente recurso-, se reevalúe la solicitud de asignación de capacidad de transporte al Proyecto, teniendo en cuenta las condiciones establecidas en la Resolución 528 de 2021 expedida por la UPME y la Resolución CREG 075 de 2021, y posteriormente otorgue concepto de capacidad aprobada para el Proyecto.

¹⁰ Consejo de Estado. Sección Cuarta. Sentencia rad. 24503 del 05 de agosto de 2021. C.P. Stella Jeannette Carvajal.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Por todo lo expuesto en este acápite, no es de recibo para la Unidad la solicitud de reponer y corregir la decisión adoptada a través de la Resolución UPME 157 de 2025 y se concederán los recursos de apelación interpuestos en subsidio de los de reposición, conforme lo solicitado.

4.5. Análisis de los recursos interpuestos por promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
PCH Paloma IV	12,7	20251110045572
PCH Paloma III	13,45	20251110045622
PCH Argelia	13,6	20251110045422 20251110045402

4.5.1. Argumentos del recurso

4.5.1.1. De la supuesta motivación indebida

Los promotores de los proyectos anteriormente relacionados argumentaron lo siguiente frente a la supuesta motivación indebida del acto recurrido:

"Los presupuestos fácticos sobre los cuales se fundamentó no corresponden con la realidad técnica de las restricciones del SIN.

El análisis desarrollado en la Resolución 000157 de 2025 presenta una restricción asociada a la capacidad de la barra de la subestación Sonson 110 kV, la cual NO EXISTE, toda vez que en la subestación existe espacio según la información pública y disponible en la Ventanilla Única, adicionalmente, los terrenos aledaños a la subestación podrían ser usados para una expansión de la subestación en caso de ser esta una alternativa para la conexión de los activos proyecto.

Así las cosas, no corresponde a un hecho probado por la UPME que no exista espacio físico en la subestación Sonson 110 kV y en las zonas aledañas a esta. Las evaluaciones del informe de viabilidad física y los mapas territoriales corroboran la existencia de espacio físico dentro y fuera de la subestación mencionada y, por lo tanto, la UPME debió dar prioridad al proyecto PCH Paloma IV toda vez que, como se constató NO EXISTE restricción alguna con el espacio físico para los activos del proyecto.

(...) los actos administrativos que se encuentren fundamentados al margen de los hechos y las pruebas del caso estarán viciados de nulidad absoluta por la causal falsa motivación."

Frente a este argumento, inicialmente es oportuno recordar que la UPME es el organismo encargado de la planificación del sistema eléctrico colombiano y, en esa función, debe garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad definidos en el Código de Redes, que forman parte del reglamento de operación del SIN, el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Así mismo dentro del proceso se asignación de capacidad establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, en el artículo 6 se contempla que los interesados presenten dos estudios a saber: (i) el estudio de conexión, en el cual se evalúa la viabilidad técnica de conectar el proyecto al SIN; y (ii) el estudio de disponibilidad de espacio físico, que expone las condiciones de infraestructura en la subestación propuesta para la conexión.

En este contexto, en desarrollo del proceso de asignación de capacidad de transporte, se adelanta una etapa de revisión por parte de los transportadores involucrados, quienes son los responsables de verificar y pronunciarse sobre la información técnica contenida en los estudios presentados por los promotores. Es precisamente en esta etapa que los transportadores tienen la facultad de manifestar si los resultados presentados en el estudio de disponibilidad física son válidos o no, en función de la realidad técnica de los activos bajo su administración, lo anterior de acuerdo con lo señalado en el artículo 10 de la Resolución 075 de 2021.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Es importante resaltar que, los transportadores del SIN son los responsables de la operación y mantenimiento de las subestaciones del sistema y, en tal sentido, cuentan con información actualizada y de primera mano sobre la disponibilidad de espacio físico en dichas instalaciones. Por tanto, son los actores idóneos para emitir concepto técnico sobre la viabilidad física de nuevas conexiones.

Es este escenario, en relación con las solicitudes de conexión relacionadas con los proyectos PCH Paloma III de 13,45 MW, PCH La Paloma VI de 12,7 MW, PCH ARGELIA de 13,6 MW, el transportador, en el informe enviado a Unidad, manifestó lo siguiente:

Concepto integrado EPM

Debido a que el estudio de conexión no considera la información reportada en la ventanilla única, no es posible determinar a partir de los análisis realizados en el estudio, la viabilidad de la conexión del proyecto. Sin embargo, EPM realizó sus propios análisis determinando que técnicamente a nivel de STR y SDL no se evidencian restricciones operativas generadas por la entrada del proyecto.

Propuesta 1 Alternativa Uno (A1) Sonsón 110kV

La alternativa propuesta no es factible debido a que el espacio indicado está reservado para la ampliación de la capacidad de transformación y mejoramiento de la confiabilidad, mediante la construcción de una bahía de transformación con su respectivo transformador.

Propuesta 2 Alternativa Uno (A1) 110kV

La alternativa propuesta no es factible debido a que los espacios existentes en la subestación están reservados para conexiones de generación ya aprobadas (Aures Alto y Sirgua) y no se cuenta con más espacios para conexiones en 110 kV.

EPM considera que la conexión de este proyecto no afecta el sistema del STR y SDL. Sin embargo, la subestación no cuenta con espacio físico para nuevas conexiones a nivel de 110 kV por lo tanto, No acepta la solicitud de conexión en la subestación Sonsón 110 kV.

Se aclara a la Unidad que el promotor de este proyecto presentó tres proyectos similares a esta subestación y como se mencionó anteriormente no cuenta con espacio físico (PCH Argelia SC 2747, PCH Paloma III SC 2764 y PCH Paloma IV SC 2767).

En este sentido, los comentarios del transportador pueden incluir un pronunciamiento sobre la viabilidad de las alternativas presentadas por el interesado respecto de la disponibilidad de espacio físico. Por ello, independientemente del estudio de viabilidad física que presenta el promotor, los comentarios del transportador analizan la posibilidad de conexión a las distintas subestaciones en función de las diversas solicitudes presentadas, de manera que la UPME debe tenerlos en cuenta en su análisis y evaluación.

Como se puede evidenciar, la sociedad EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., en cuanto a la subestación Sonsón 110 kV, señaló en su informe que dicha subestación no contaba con disponibilidad de espacio físico para la conexión de nuevos proyectos. Esta información que sirvió de base para la elaboración del "Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia Chocó PT.2"¹¹, en el cual se comunicó a los interesados que:

"En el caso anterior se observa que la capacidad por barra es igual a 0 dado que, desde los comentarios presentados por transportador, se identificó que la subestación Sonson 110 no cuenta con disponibilidad de espacio físico para la conexión de nuevos proyectos."

De acuerdo con lo anterior, si un transportador informa a la Unidad que no existe espacio disponible como sucedió en este caso, esta observación debe ser considerada por la UPME, ya que esto tiene implicaciones directas sobre la posibilidad de asignar capacidad de transporte. Ignorar esta información podría derivar en la asignación de capacidad en un punto del sistema que no cuenta con condiciones físicas para viabilizar dicha conexión, ello en contravía el deber que le asiste a esta Unidad de actuar teniendo en cuenta la seguridad y estabilidad del SIN. En este sentido, se puede concluir que la

¹¹ <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/antioquia/>

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Unidad ha aplicado el procedimiento de manera uniforme, asegurando que todas las solicitudes se analizaran bajo los mismos criterios, tal como lo establece la Resolución CREG 075 de 2021 y el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1, en armonía con la realidad actual del SIN, con el único objetivo de garantizar su seguridad y estabilidad.

Hecha la anterior claridad, no es de recibo lo señalado por los recurrentes frente a la supuesta falsa motivación del acto recurrido, en cuanto a la carencia de fundamentación técnica y contraria a la realidad. En este punto, se reitera lo dicho en líneas anteriores, y es que la UPME, en ejercicio de su función de planeador debe realizar el análisis completo del SIN, entre los criterios considerados se encuentra la disponibilidad de espacio físico en la subestación Sonsón 110kV para el caso concreto. Como se evidenció en acápites precedentes, de acuerdo con los comentarios realizados por el transportador, dicha Subestación no cuenta con espacio físico para nuevos proyectos. Así mismo, es importante aclarar que la asignación de capacidad debe basarse en las condiciones actuales del SIN y en las obras de expansión aprobadas hasta la fecha de corte del proceso.

En este sentido, se puede concluir que la Unidad ha aplicado el procedimiento de manera uniforme, asegurando que todas las solicitudes se analizaron bajo los mismos criterios, tal como lo establece la Resolución CREG 075 de 2021 y el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1, en armonía con la realidad actual del Sistema Interconectado Nacional, con el único objetivo de garantizar su seguridad y estabilidad.

Es preciso, recordar al recurrente lo dicho por el Consejo de Estado quien se refirió a la falsa motivación, indicando lo siguiente:

"(...) Los elementos indispensables para que se configure la falsa motivación son los siguientes: (a) la existencia de un acto administrativo motivado total o parcialmente, pues de otra manera estaríamos frente a una causal de anulación distinta; (b) la existencia de una evidente divergencia entre la realidad fáctica y jurídica que induce a la producción del acto y los motivos argüidos o tomados como fuente por la administración pública o la calificación de los hechos, y (c) la efectiva demostración por parte del demandante del hecho de que el acto administrativo se encuentra falsamente motivado (...)"

El recurrente no presentó soporte o argumento que permitan evidenciar una falsa motivación de la Resolución UPME 157 de 2025, máxime cuando la UPME, para realizar el análisis frente al proceso de asignación de capacidad de transporte para el ciclo 2, hizo uso de la mejor información disponible conforme la regulación vigente, con corte el 20 de agosto de 2024, sin que se presente discrepancia entre los conceptos técnicos informados y la realidad del SIN que arrojaran un resultado diferente. Por tanto, este argumento presentado por los recurrentes no es de recibo.

4.5.1.2. Confianza legítima

Sobre el particular los promotores argumentaron lo siguiente:

"(...) Los principios de confianza legítima y del respeto por los actos propios constituyen la materialización del derecho de la buena fe, consagrado en el artículo 83 de nuestra Constitución Política, de cuyo tenor literal se evidencia lo siguiente: 'Las actuaciones de los particulares y de las autoridades públicas deberán ceñirse a los postulados de la buena fe, la cual se presumirá en todas las gestiones que aquéllos adelanten ante éstas.'

En este caso, es palmario que EMPRESA (...) presentó su solicitud de conexión usando la información disponible en la ventanilla única al momento de la realización del estudio, información que es brindada por la UNIDAD y se presume correcta, veraz, completa y suficiente. (...)"

En este punto, es importante precisar que esta Unidad aplicó el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1, de conformidad y en cumplimiento con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 y

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

la Circular UPME No. 057 de 2022, normas estas que están inspiradas en los criterios mismos de la Ley 143 de 1994 y el Código de Redes. En ese contexto, y, con el propósito de avanzar en la asignación de capacidad de transporte y optimizar su disponibilidad, la Unidad solicitó a los transportadores a través de la Circular UPME No. 057 de 2024 que actualizaran la información en la Ventanilla Única (VU) antes del 20 de agosto de 2024, en cumplimiento del artículo 7 de la Resolución CREG 075 de 2021 y la Circular CREG 014 de 2022.

Lo anterior, considerando lo dispuesto en el Código de Redes, el cual establece que corresponde a la Unidad de Planeación Minero Energética, como primer garante en el cumplimiento de los principios de máxima calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro y transporte de energía eléctrica a los usuarios definidos desde la regulación para la asignación de la capacidad de transporte, privilegiar estos postulados en la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica.

Dicho esto, se debe señalar 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. Así, 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.

Así las cosas, 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, lo anterior se ha hecho, precisamente, en aplicación de los principios de la buena fe y confianza legítima llevado a cabo dentro del proceso de asignación de capacidad.

En este punto cabe resaltar lo afirmado por la Corte Constitucional en cuanto a la buena fe en sentencia C-1194 de 2008¹²:

"(...) la buena fe es un principio que de conformidad con el artículo 83 de la Carta Política se presume y conforme con este (i) las actuaciones de los particulares y de las autoridades públicas deben estar gobernadas por el principio de buena fe y; (ii) ella se presume en las actuaciones que los particulares adelanten ante las autoridades públicas, es decir en las relaciones jurídico administrativas, pero dicha presunción solamente se desvirtúa con los mecanismos consagrados por el ordenamiento jurídico vigente, luego es simplemente legal y por tanto admite prueba en contrario". (subrayado fuera de texto)

En el caso concreto, los recurrentes no aportaron evidencia suficiente para desvirtuar la aplicación del principio de la buena fe en las actuaciones de la UPME. Por tanto, no es de recibo este argumento, máxime cuando se ha demostrado que el presente ciclo de asignación de capacidad de transporte ha estado permeado de transparencia y respeto a la confianza legítima de los administrados con respecto al análisis de las solicitudes de conexión.

4.5.2. Peticiones presentadas

Los promotores referenciados en este acápite solicitaron lo siguiente:

"REPONGA la Resolución en el sentido de revocar la decisión de no priorización del proyecto; y, en consecuencia,

EXPIDA una Resolución en la cual se evalúe el proyecto PCH Paloma IV con elementos desarrollados en el recurso e información de los terrenos aledaños a la subestación Sonson 110 kV.

¹² Corte Constitucional, sentencia C-1194 de 3 de diciembre de 2008- MP. Rodrigo Escobar Gil.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

REVISE con el Transportador la disponibilidad de espacio físico tanto dentro como fuera la subestación Sonson 110 kV.

En subsidio, EXPIDA la Resolución con la decisión de priorización del proyecto PCH Paloma IV."

Al respecto, no es posible acceder a las solicitudes presentadas por los recurrentes, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del proceso de asignación de capacidad de transporte (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), así como a lo expuesto en este acto administrativo, esta Unidad ha actuado conforme a la normativa vigente.

4.6. Análisis del recurso interpuesto por el promotor de lo siguiente proyecto:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
PCH COCO HONDO	19,9	20251500036482

4.6.1. Argumentos presentados

4.6.1.1. Licencia ambiental

Expone el recurrente los siguientes argumentos:

"Dentro del acto administrativo recurrido, no se exponen las razones y motivaciones que llevaron a la UPME a clasificar el proyecto SC_2023_5821 en la Bolsa 3+, sin tener en cuenta el radicado UPME No. 20231300189202 de fecha 10/05/2023 a través del cual se entregó toda la información que soporta el cumplimiento de los criterios para que el proyecto sea clasificado en la Bolsa 2. Esto en la medida en que el proyecto Coco Hondo cuenta con todos los permisos ambientales (licencia ambiental) emitidos por la autoridad ambiental competente mediante la Resolución ANLA 02892 del 5 de diciembre de 2022, y a su vez, no requiere licencia ambiental para línea de conexión a 44 kV. Adicionalmente, este proyecto no requiere permisos ambientales adicionales y las servidumbres de la línea serán tramitadas una vez se apruebe el punto de conexión por parte de la UPME.

Sobre el particular, revisada la Licencia Ambiental 02892 del 5 de diciembre de 2002, otorgada por la AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES - ANLA, se observó, en la página 41, una respuesta al requerimiento número 4, literal b, formulado por la ANLA a la sociedad Empresas Públicas de Medellín – EPM. Allí se solicitó aclarar si la subestación y la línea de transmisión a 110 kV proyectadas hacían parte del alcance del proyecto, a lo cual EPM respondió lo siguiente:

"(...) la subestación de generación tipo aislada en aire estará localizada dentro de la plazoleta de la casa de máquinas, adyacente a dicho edificio y que su nivel de tensión será definido por la UPME y el Operador de Red -OR- y en el documento Respuesta a Requerimientos Acta 68 de 2022, señaló que la línea de transmisión no hace parte de alcance del Proyecto. (...)." (Subrayado fuera del texto original)

En consecuencia, la Licencia Ambiental otorgada por la ANLA únicamente cubre la planta de generación del proyecto PCH Coco Hondo de 19,9 MW, más no su línea de transmisión. Según los datos suministrados por el propio promotor, la línea de conexión sería un circuito sencillo a 44 kV de aproximadamente 16 km de longitud.

Dado que esta línea opera a un nivel de tensión inferior a 50 kV, su permiso ambiental debe ser tramitado ante la autoridad ambiental regional competente, en este caso CORANTIOQUIA. Como el promotor no aportó los permisos ambientales correspondientes para la línea de transmisión y solo acreditó la licencia de la planta, la solicitud no cumple con los requisitos para ser clasificada en la Bolsa 2, conforme a lo dispuesto en la Circular UPME 057 de 2022. Por tanto, la clasificación en Bolsa 3, es técnicamente procedente al no haberse acreditado la finalización de los permisos ambientales para la totalidad del proyecto (planta y conexión).

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4.6.1.2. Clasificación del proyecto en la Fila 1

Ahora bien, el recurrente también expuso su inconformidad con la clasificación de su proyecto en Fila 1 como se verá a continuación:

"Tampoco se exponen en el acto administrativo recurrido las razones y motivaciones que llevaron a la UPME a clasificar el proyecto SC_2023_5281 en la Fila 1, cuando debería quedar en Fila 2 en la medida en que no necesita obras de expansión en ninguna de las dos alternativas propuestas. La Alternativa 2 de conexión a 44 kV solo se requiere el cambio de un transformador 44/220 kV que pasaría de 20 MVA a 50 MVA, aspecto que NO corresponde a un proyecto de expansión que involucre nueva subestación o nuevas líneas, cambio que podría asumir el proyecto de generación clase 1 al estar sujeto al transformador del Nordeste y Bajo Cauca Antioqueño que solicitó el OR desde 2024.

*Diferente a que se asuma por falta de capacidad de barra (mal estimada) y por la capacidad excedente de corto circuito (mal calculada) que se requieren obras de expansión para su conexión, cuando la metodología consistía primero en clasificar los proyectos en Bolsas y Filas para luego si evaluar en orden secuencial de Bolsas 1, 2 y 3, si hay capacidad de barra para cada proyecto tal como se indica en esta Resolución 00157 de 2025 en el numeral 6.3.2 **Procedimientos de evaluación** y la figura 6.3 que resume el proceso."*

En este punto, es importante precisar lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021, el cual establece que:

"(...) Para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:

- a) Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.*
- b) Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN."*

En este contexto, los proyectos clasificados en Fila 1 corresponden a aquellos que, bajo las condiciones actuales del sistema y con las obras de expansión aprobadas, sobrepasan las restricciones identificadas por la UPME, lo que impide su conexión debido al agotamiento de la capacidad disponible. Además, no existen actualmente obras de expansión aprobadas que permitan mitigar esta situación.

Cabe recordar que, con el objetivo de reducir dichas restricciones, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024, lo que posibilita la incorporación en el proceso de asignación de las obras estructurales aprobadas mediante la Resolución UPME 727 de 2024, que establece el primer paquete de obras urgentes, así como las actualizaciones reportadas por los transportadores. Adicionalmente, en el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte la Unidad, como responsable de la asignación de capacidad, solo considera las obras de expansión que cumplan con alguno de los siguientes criterios:

- Obras aprobadas formalmente por la UPME.
- Obras adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía dentro del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión (PERGT),
- Obras reportadas por los Operadores de Red (OR) como parte de la planeación del Sistema de Distribución Local (SDL).

En ese sentido, las adecuaciones que no se encuentren en estos marcos formales no pueden ser incorporadas en los análisis técnicos del proceso de asignación, ya que no existe garantía de su ejecución ni de su efecto sobre la seguridad y confiabilidad del SIN. Por lo tanto, todos los proyectos clasificados en Fila 1 son considerados, en la actualidad, no viables, ya que no existen proyectos aprobados que permitan su conexión al SIN.

4.6.2. Peticiones presentadas

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Finalmente solicitó el recurrente:

"Primero: De acuerdo con los fundamentos anteriores, se solicita REPONER parcialmente la Resolución No. 000157 de 2025 con Radicado No. 20251020001575 respecto al proyecto SC_2023_5281 con sus solicitudes para las alternativas de conexión A1 y A2, por cuanto se ajustan a los criterios de capacidad de barra, capacidad por zona y criterio de capacidad excedente de cortocircuito, lo que arrojaría como resultado la viabilidad técnica para ambas alternativas. En consecuencia, solicito que las solicitudes de capacidad de transporte del proyecto Coco Hondo SC_2023_5281_A1 y SC_2023_5281_A2 continúen en el proceso de evaluación y asignación (validación eléctrica) en la Bolsa 2 y Fila 2 correspondientes.

Segundo: De forma subsidiaria, presento recurso de apelación ante el superior jerárquico del Subdirector de Energía, en el evento en que no se acceda a la primera solicitud."

De acuerdo con lo expuesto en este capítulo no se repondrá la Resolución UPME 157 de 2025 y se concederá el recurso de apelación interpuesto.

4.7. Análisis del recurso interpuesto por el promotor de lo siguiente proyecto:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
EL BUEY	97	20251500038352

4.7.1. Argumentos presentados

El recurrente inició su argumentación expresando lo siguiente:

"En los resultados del estudio de conexión adelantado por EPM y presentado en la ventanilla única de la UPME se encontró que ante la contingencia del circuito Heliconia – Occidente 12 220 se tiene sobrecarga en el circuito Ancón Sur – Envigado 1 110 kV, el cual es el limitante.

Sin embargo, el circuito Ancón Sur – Envigado 1 110 kV actualmente tiene instalado un SmartValve, el cual permite redistribuir el flujo por el circuito para evitar sobrecargas, modificando la impedancia dinámicamente. Este fenómeno no puede ser evidenciado si se utiliza la herramienta SAX dado que este al realizar las simulaciones mediante flujos DC no se tiene el efecto dinámico de estos elementos, para ello se debe hacer manualmente el análisis.

Al realizar las contingencias en el área considerando el SmartValve en los circuitos Ancón Sur – Envigado 110 kV y Envigado – Guayabal 110 kV, no se evidencian sobrecargas como las mencionadas por la UPME."

Al respecto, dado que la UPME tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico colombiano, esta Unidad realiza sus propios estudios técnicos para validar que todas las solicitudes de conexión cumplan con los lineamientos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995). Esto, con el propósito de asegurar una única interpretación técnica oficial, en aquellos casos donde puedan presentarse diferencias entre los resultados obtenidos por los promotores, los transportadores y la UPME. En esa misma línea, el artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021 aclara que: *"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."*

Adicionalmente, cabe aclarar al recurrente que el software SAX (software para análisis eléctrico de sistemas de potencia) es una herramienta desarrollada por XM S.A. E.S.P., operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia. Tal como se describe en su documentación oficial, SAX es una plataforma de simulación en la nube diseñada para identificar y cuantificar limitaciones en la red eléctrica, proporcionando información ágil para la toma de decisiones en estudios operativos y de planeación.

En el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte, la UPME emplea SAX exclusivamente como herramienta para la identificación de despachos críticos de

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

generación, es decir, aquellos escenarios operativos que generan las condiciones más exigentes sobre la red eléctrica. Es importante precisar que SAX utiliza un modelo de flujo de carga DC, el cual permite una aproximación eficiente a los flujos activos de potencia activa, pero no considera los efectos de la potencia reactiva ni de los elementos de control dinámico, como los dispositivos FACTS o SmartValves.

Una vez identificados los escenarios críticos de despacho mediante SAX, estos son validados y ajustados técnicamente por la UPME, considerando su viabilidad e impacto dentro del análisis del Sistema Interconectado Nacional. Para el cálculo específico de la capacidad por barra en cada subestación del SIN, la UPME no utiliza SAX. Este cálculo se realiza utilizando el software de análisis de sistemas de potencia PowerFactory – DIgSILENT, bajo un modelo de flujo de carga AC en condiciones normales de operación y ante contingencia, el cual permite evaluar la red con mayor precisión técnica y de acuerdo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad consignados en el Código de Redes.

En ese sentido, y contrario a lo afirmado en el recurso, SAX no fue utilizado como herramienta de cálculo de capacidad por barra, sino como un instrumento auxiliar para seleccionar los escenarios de análisis.

También expuso el interesado que:

"Por otro lado, el proyecto El Buey cuenta con Licenciamiento Ambiental, sin embargo, este fue catalogado según la UPME en la Bolsa 3 pese a que para pertenecer a la Bolsa 2 los proyectos 'deben haber finalizado los trámites ambientales'; tal como lo dispone Resolución CREG 075 del 2021 y Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Conexión para Proyectos de Generación Clase 13. Por lo cual, el Proyecto El Buey, al contar con Licencia Ambiental otorgada por La Corporación Autónoma Regional de las cuencas de los ríos Negro y Nare (CORNARE) mediante Resolución 112-4745-2019, del 9 de diciembre de 2019 y ratificada mediante Resolución 112-0426-2020 del 7 de febrero de 2020, debe ser ubicado en la Bolsa 2. Adicionalmente, de acuerdo con las disposiciones citadas anteriormente, el proyecto El Buey no requiere obras de expansión, lo que lo ubica dentro de la Fila 2 de la Bolsa 2."

En este punto, cabe recordar lo señalado en la Circular Externa No. 057 de 2022 mediante la cual se estableció el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1. En la sección 6.3, se indica que la asignación por cada área operativa se realizaría mediante un proceso secuencial en 3 etapas de evaluación, donde cada etapa corresponde a un grupo de priorización o bolsa de proyectos, respecto a la clasificación de grupos o bolsas señala:

"6.3.1.2 Clasificación por grupo o bolsa de priorización"

Adicionalmente, las solicitudes de asignación de capacidad de transporte recibidas se clasificarán en uno de los siguientes grupos o "bolsas" de priorización:

- *Bolsa 1. Proyectos con obligaciones con el sistema.*
- *Bolsa 2. Proyectos con trámites ambientales finalizados.*
- *Bolsa 3. Proyectos que no cumplan requisitos para ubicarse en las Bolsas 1 o 2.*

Para pertenecer a las bolsas 1 o 2, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Para pertenecer a la Bolsa 1, las solicitudes de conexión deben contar con *Obligaciones de Energía Firme – OEF asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. La ENFICC asignada para el proyecto debe ser mayor al 50% (ENFICC > 50%) de la ENFICC declarada por el agente en el marco de la subasta.*

Así mismo, en esta bolsa se incluyen proyectos de generación con compromisos con el sistema asociados a Subastas de Largo de Largo Plazo como la estipulada en la Resolución MME 40590 de 2019.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

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

- El proyecto cuenta con licencia ambiental para la planta de generación y la línea de transmisión de la conexión, otorgada por la autoridad ambiental competente. (subrayado fuera de texto)

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

Teniendo en cuenta lo anterior, la Unidad analizó la Resolución 112-4745-2019 del 5 de noviembre de 2019, emitida por la Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Negro y Nare (CORPONARE), en la cual observó lo siguiente:

Frente a la línea de Planta (97 MW): El proyecto cuenta con licencia ambiental otorgada por CORPONARE mediante la Resolución 112-4745-2019 del 5 de noviembre de 2019, con un ajuste aprobado a través de recurso de reposición, resuelto mediante la Resolución 112-0426-2020 del 7 de febrero de 2020. Este ajuste corresponde a la corrección de la coordenada de un punto de vertimiento.

Para la línea de Conexión (110 kV): se encuentra que, en la documentación presentada, el solicitante indicó que "(...) a la fecha no se han iniciado los trámites de solicitud ante las autoridades ambientales competentes para la obtención de permisos o licencia ambiental para la infraestructura de conexión, lo que incluye la solicitud de procedencia de Consultas Previas, la protocolización de Consultas Previas (en caso de aplicar), la elaboración de Planes de Manejo Arqueológico, entre otros."

En este contexto, dado que no se han iniciado los trámites de licenciamiento ambiental para la línea de conexión, no es viable que la solicitud sea clasificada en Bolsa 2, no obstante, el proyecto el Buey fue clasificado en Bolsa 3.

Ahora bien, en relación con lo argumentado por el recurrente, según el cual:

"(...) de acuerdo con las disposiciones citadas anteriormente, el proyecto El Buey no requiere obras de expansión, lo que lo ubica dentro de la Fila 2 de la Bolsa 2"

la Unidad siguió lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021, el cual establece que:

"(...) Para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:

- a) Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.*
- b) Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN."*

Así mismo la Circular No. 057 de 2022 establece un procedimiento claro para la evaluación de solicitudes de conexión, incluyendo la clasificación en filas y bolsas, y la aplicación del MACC, es por esto por lo que la resolución recurrida, en su anexo técnico presenta los resultados de la evaluación, incluyendo la clasificación de los proyectos en bolsas y filas, conforme a los criterios de la Resolución CREG No. 075 de 2021.

Como se ha mencionado, los proyectos clasificados en Fila 1 corresponden a aquellos que, bajo las condiciones actuales del sistema y con las obras de expansión aprobadas, sobrepasan las restricciones identificadas por la UPME, lo que impide su conexión debido al agotamiento de la capacidad disponible. Además, no existen actualmente obras de expansión aprobadas que permitan mitigar esta situación. Por lo que, la clasificación en

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Fila 1 se realizó teniendo en cuenta los resultados de la evaluación realizada por la UPME, conforme el numeral 6.3.1. de la Circular No. 057 de 2022, considerando el estado actual y futuro del sistema. Es así que la clasificación del proyecto en cuestión es consistente con los estudios técnicos y la normativa aplicable, por lo que, no es procedente el argumento expuesto por el recurrente en este punto.

Finalmente, el recurrente afirmó lo siguiente:

"(...) se hace necesario que su despacho revalúe su decisión contenida en la Resolución No. 000157 de 2025 a las señales del estudio de conexión radicado para el proyecto El Buey que arrojan la viabilidad de las dos alternativas de conexión, que solo pueden ser posibles por grandes diferencias en la base de datos bajadas de la ventanilla, diferencias que en caso de ser reales y evidentes, solicitamos sean expuestas en las consideraciones de la decisión administrativa informen una por una y en detalle que finalmente tome su despacho, a fin que dicho acto administrativo sea garante de una real motivación."

Si bien la información a la que se hará referencia a continuación es de conocimiento de los interesados, es preciso indicar que para los cálculos presentados en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó - 2025", el "Reporte de cálculo de Capacidad por Barra para las subestaciones de cada una de las áreas - 2024", el "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - B3 - 2024" y el "Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia-Chocó - 2025", se utilizó la información reportada por los transportadores, información que se encuentra en el módulo de 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.

Como complemento a la información reportada por los transmisores, en cuanto a las obras de transmisión, 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. Adicionalmente, al momento del corte (20 de agosto de 2024) de información, se incluyeron todos los proyectos de generación y carga liberados, aprobados y en firme. Así las cosas, no resulta procedente la petición hecha aquí por el recurrente, dado que la Unidad tuvo en cuenta los criterios y la información prevista en la normativa vigente para tomar las decisiones contempladas en la resolución recurrida.

4.7.2. Peticiones presentadas

El promotor del proyecto El Buey de 97 MW solicitó:

"Primero: De acuerdo con los fundamentos anteriores, se solicita REPONER parcialmente la Resolución No. 000157 de 2025 con Radicado No. 20251020001575 respecto al proyecto El Buey 97 MW, específicamente la solicitud SC_4791_A1, la cual se ajusta a los criterios de capacidad de barra, capacidad por zona, según lo explicado, lo que arrojaría como resultado la viabilidad técnica para dicha alternativa. En consecuencia, solicito que la solicitud de capacidad de transporte del proyecto El Buey continúe en el proceso de evaluación y asignación (validación eléctrica) en la Bolsa 2 y Fila 2 correspondientes.

Segundo: De forma subsidiaria, presento recurso de apelación ante el superior jerárquico del Subdirector de Energía, en el evento en que no se acceda a la primera solicitud."

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

De acuerdo con lo expuesto en este capítulo no se repondrá la Resolución UPME 157 de 2025; sin embargo, se concederá el recurso de apelación interpuesto.

4.8. Análisis del recurso interpuestos por el promotor del siguiente proyecto:

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
PCH SANTA ISABEL	3	20251500039742

4.8.1. Argumentos del Recurso

4.8.1.1. Sobre el cálculo de la capacidad de excedente

Señaló el recurrente los siguientes argumentos:

"(...) Cálculo de la capacidad de excedente
Concepto integrado EPM (...) EPM realizó sus propios análisis determinando técnicamente a nivel de STR y SDL no se evidencia alguna restricción operativa nueva generada por la entrada del proyecto. (...)” Esta es la misma conclusión a la que llega el Consultor en el documento ANEXO 3 _ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO, donde las simulaciones demuestran que en escenario más crítico, en el año 2032, el nivel de cortocircuito máximo (el trifásico sobre el monofásico) para la Alternativa #2 será de 12,3 kA en la barra Hispania 13.2 kV, la cual tiene una capacidad de 25 kA reportada por el OR a través de la Circular CREG 014 de 2022, presentando una capacidad de excedente de 12,7 kA, con un aporte inferior a los 0,7 kA por parte PCH Santa Isabel. (...).”

A través de la Circular No. 077 de 2024 la UPME publicó para conocimiento de todos los interesados, la capacidad de transporte disponible para el proceso de asignación 2023-2024. Así mismo, a través de la Circular No. 083 de 15 de noviembre de 2024 con radicado UPME No. 20241500000834, se dio respuesta a los comentarios de los transportadores y ajustes a los documentos "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) – 2024" y "Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones" para cada área - 2024, y los transportadores, dentro de ellos las Empresas Públicas de Medellín (EPM), tuvieron oportunidad de pronunciarse.

Así mismo, en el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte, la UPME como responsable del proceso, mediante Resolución UPME 157 de 2025, "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones.", publico los archivos soporte del proceso de priorización realizado en el área Antioquia-Chocó, mediante los cuales se presenta el detalle técnico de los análisis realizados, los cuales se encuentra disponible en el siguiente en lace <https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno-2023-2024.aspx>

En línea, en la parte 4 del informe de clasificación de las solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó – B3 – 2024, en la sección "Capacidad excedente de cortocircuito" se presentaron los resultados para las alternativas SC_3181_A1 y SC_3181_A2 (páginas 1172 y 1181), en los cuales se detalló que, contrario a lo argumentado por el recurrente, el proyecto no fue priorizado por impactos en subestaciones diferentes al punto de conexión solicitado, las cuales presentan agotamiento en sus capacidad de cortocircuito, como lo son las subestaciones Ancon EPM 110, Belen (Antioquia) 110, Central 110, El Salto (EPM) 110, Guatape 220, Guayabal 110, Primavera 220 y San Diego 110.

Cabe señalar que la metodología empleada por la UPME para el cálculo de los aportes de cortocircuito sigue la norma IEC 60909:2016, la cual establece un escenario de generación en el que se consideran todas las unidades en línea para determinar el máximo nivel de cortocircuito. Asimismo, se modela la topología de la red bajo

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

condiciones normales de operación, considerando todos los elementos en servicio con el objetivo de evaluar el mayor enmallamiento posible.

Ahora bien, debe recordarse que el artículo 10 de la Resolución CREG No. 075 de 2021 prevé que el concepto de la UPME prevalecerá sobre aquel dado por el transportador, toda vez que la Unidad cuenta con una visión global del sistema. Esta prevalencia del concepto de la UPME no obedece a un capricho del regulador. Esto es así, considerando que, como planeador del sector, la UPME cuenta con un punto de vista global del Sistema Interconectado Nacional. Con base en lo anterior, la Unidad definió escenarios identificados como críticos y que arrojaron los resultados presentados en los informes de capacidad por barra y cortocircuito. Esto llevó a la conclusión de inviabilidad técnica del proyecto en la resolución recurrida, discrepando del concepto técnico emitido por el Operador de Red.

Se reitera que, si bien en este caso la UPME se apartó del concepto emitido por el transportador, dicha decisión no fue arbitraria, sino que se fundamentó en conclusiones técnicas debidamente justificadas en la Resolución UPME 157 de 2025. Entre ellas, se destacan los resultados de cortocircuito excedente, así como los análisis de capacidad por barra y por zona en el área analizada. Debe enfatizarse que los resultados obtenidos —tal como se evidencia en la descripción cualitativa de los escenarios de despacho analizados, incluida en los informes previamente citados— responden a un enfoque integral. Este enfoque no solo busca garantizar la seguridad operativa del área Antioquia - Chocó, sino que, teniendo en cuenta la alta interconexión del Sistema Interconectado Nacional, también procura salvaguardar la seguridad de las áreas vecinas. Por lo tanto, no es procedente el argumento presentado por el recurrente.

Señaló también el recurrente que:

*"Realizando un cálculo conservador, se puede inferir que con el límite de excedente de cortocircuito resultante de las simulaciones anteriores, se permitiría añadir otras plantas adicionales a la PCH Santa Isabel cuya suma sea del orden de 30 MW, en cualquiera de los otros dos niveles de tensión de Hispania, ($12,7\text{kA} * 13,2\text{ kV} * \sqrt{3} * 12\% = 34\text{ MW}$) y aún no se coparía el nivel nominal de 25 kA de cortocircuito.*

(...)

Se concluye que la barra Hispania 13,2 kV conserva capacidad de excedencia de cortocircuito para las fallas máximas y en consecuencia la conclusión del análisis es que si cumple con el criterio establecido por el modelo MACC."

En relación con esta observación sobre la priorización del proyecto PCH Akua 1 de 9,9 MW, conectado a la subestación Hispania 110 kV y con fecha de completitud posterior a la del proyecto PCH Santa Isabel de 3 MW, es importante aclarar que la UPME aplicó el procedimiento definido en la Circular Externa No. 057 de 2022, mediante la ejecución del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). Este modelo corresponde a un algoritmo de optimización, que, a partir del conjunto completo de solicitudes presentadas en el ciclo de asignación, busca una solución técnicamente viable y óptima, considerando simultáneamente diversos criterios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), entre los que se destacan:

- La capacidad por barra
- La capacidad remanente de cortocircuito, y
- La capacidad por zona

Con base en este modelo, la priorización de proyectos no depende únicamente del orden de radicación, sino de cómo los proyectos impactan la red al ser evaluados individualmente y en conjunto. En este caso, el proyecto PCH Santa Isabel de 3 MW genera impactos en otras subestaciones del SIN, afectando negativamente los niveles de cortocircuito, lo que impide su inclusión dentro de la solución óptima encontrada por el MACC. Por el contrario, el proyecto PCH Akua 1, evaluado en el mismo punto de conexión, sí cumplió con todos los criterios de capacidad por barra, zona y cortocircuito, y su

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

inclusión no generó restricciones técnicas adicionales que impidieran su priorización dentro de la solución del modelo.

En conclusión, la diferencia en la priorización entre ambos proyectos no obedece a un tratamiento desigual, sino a los resultados técnicos arrojados por un modelo de optimización que evalúa la viabilidad en el sistema eléctrico, asegurando que las conexiones priorizadas se ajusten a las restricciones reales de la red.

4.8.1.2. De la supuesta falta de sustento en la resolución de la UPME para la PCH SANTA ISABEL

Sobre el particular el interesado manifestó lo siguiente:

"Al revisar los documentos adjuntos y asociados a la resolución, no se encuentran los resultados detallados de la MACC, ni los soportes del cálculo, ni referencia a la capacidad de excedente de cortocircuito para la barra de Hispania 13,2 kV, como tampoco una estimación del impacto del proyecto sobre esta barra.

(...)

Se observa que los valores ahí reportados, 7,9 kA, son del orden de magnitud, pero inferiores a los 9,2 kA obtenidos por el Consultor en la barra de Hispania 110 kV, con lo cual se puede concluir que el modelo del Consultor es aún mas conservador que el de la UPME y considera mas aportes y fuentes de cortocircuito a la barra.

(...)

Conclusiones del sustento técnico

- 1. De acuerdo con el sustento técnico presentado, se concluye que el Proyecto PCH Santa Isabel 3 MW Alternativa 2, se puede conectar al circuito 510-13 de 13,2 kV, que proviene de la Subestación Hispania, sin que se sobrepase el nivel de cortocircuito máximo de la misma y sin requerir obras de expansión en el SIN.*
- 2. Por lo tanto, el Proyecto Santa Isabel 3 MW Alternativa 2, con conexión al circuito 510- 13, se debe reclasificar en la Fila "Proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN".*

En el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte, la Unidad ha puesto a disposición del público general la información técnica que respalda la evaluación realizada en el segundo ciclo de asignación. Como parte de este ejercicio de transparencia, se publicaron los siguientes documentos:

- Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones del área Antioquia – 2024.
- Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia-Chocó – 2025.
- Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024.
- Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó – B3 – 2024, compuesto por cuatro partes.

De manera particular, en los documentos de clasificación se presentó una descripción detallada de cada solicitud evaluada, incluyendo su impacto sobre las variables de capacidad por barra, capacidad por zona y capacidad remanente de cortocircuito. Esta información permite a cada promotor conocer los motivos técnicos por los cuales su proyecto fue o no priorizado por el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC).

En lo referente a los resultados de cortocircuito para subestaciones del Sistema de Distribución Local (SDL), es importante señalar que el procedimiento de asignación de capacidad de transporte establece que: "Otro de los insumos necesarios para la ejecución del MACC corresponde a la capacidad de cortocircuito remanente en las subestaciones del

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

STN y STR." En este sentido, queda claro que el MACC no considera los impactos sobre el SDL, ya que dicha variable no forma parte de los insumos requeridos en esta etapa. Por tanto, la evaluación de restricciones en el SDL solo cobra relevancia en etapas posteriores del proceso, como parte del análisis detallado posterior a la priorización técnica inicial.

En consecuencia, la información publicada por la UPME es suficiente, trazable y técnicamente sustentada, permitiendo a los agentes del sector entender con precisión las causas que determinaron el resultado de su solicitud dentro del proceso de evaluación.

De otra parte, es importante precisar lo establecido en el Artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021:

"(...) Para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:
a) *Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.*
b) *Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN."*

En este contexto, los proyectos clasificados en Fila 1 corresponden a aquellos que, bajo las condiciones actuales del sistema y que, con las obras de expansión aprobadas, sobrepasan las restricciones identificadas por la UPME, lo que impide su conexión debido al agotamiento de la capacidad disponible. Además, no existen actualmente obras de expansión aprobadas que permitan mitigar esta situación.

Con el objetivo de reducir dichas restricciones, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024, lo que posibilita la incorporación en el proceso de asignación de las obras estructurales aprobadas mediante la Resolución UPME 727 de 2024, que establece el primer paquete de obras urgentes, así como las actualizaciones reportadas por los transportadores.

Por lo tanto, todos los proyectos clasificados en Fila 1 son considerados, en la actualidad, no viables, ya que no existen proyectos aprobados que permitan su conexión al SIN.

4.8.2. Peticiones presentadas

Solicitó el recurrente:

"Teniendo en cuenta lo expuesto, amablemente solicitamos a la Subdirección de Energía Eléctrica de la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME-, REPONER, en el sentido de modificar, aclarar y/o adicionar la Resolución UPME No. 20251020001575 del 12/02/2025 y, como consecuencia de ello, proceder con reclasificar en la Fila 2 ("Proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN"), y en este mismo sentido, viabilizar y priorizar la conexión de generación de la Pequeña Central Hidroeléctrica, denominada PCH Santa Isabel de 3 MW asociada a la solicitud SC3181-A2 con fecha de completitud 2023-09-08 14:04:53, localizada en el municipio de Hispania, departamento de Antioquia."

De acuerdo con lo expuesto en este capítulo, no resulta procedente reponer la Resolución UPME 157 de 2025.

4.9. Análisis de los recursos interpuestos por promotores de los siguientes proyectos:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
GUAYABEROS	150	20251110045692
SALAMANDRAS	80	20251500042632
MANZANALES	80	20251500042642
RIVERA	130	20251500042662
EL REFLEJO	75	20251500042672

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
EL PORTAL	80	20251500042682
EL UMBRAL	170	20251500042692
EL CAMINO	75	20251500042732
ALBA	99,9	20251500042752
CAÑAVERALES	99,9	20251500042762
ARCEUS	180	20251500042782
ALBATROZ	99	20251500042812
ABEDULES	19,9	20251500042842
BRILLANZA	300	20251500042902
KYOGRE	200	20251500042922
LA REINA	200	20251500042942
MARMATOS	99	20251500042972

4.9.1. Fundamentos Técnicos

4.9.1.1. La información con la que se hizo el estudio vs. la información con la que se evaluó la solicitud

Señalaron los recurrentes:

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

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.

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

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

Al respecto, debe decirse que los criterios técnicos utilizados son propuestos con una filosofía de planeación conservativa, en la que se establecen las condiciones de mayor criticidad, con base en el numeral 5 del Código de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional de la Resolución CREG No. 025 de 1995 o Código de Redes. Esto, con el fin de blindar el sistema de condiciones de operación inseguras y mitigando las

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

incertidumbres que trae el proceso de planeación, siendo estas condiciones operativas también dependientes de las modificaciones que sufre el sistema eléctrico. Ahora bien, en el análisis de solicitudes de conexión, la UPME debe regirse por lo dispuesto en el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1 (Procedimiento de Evaluación) vigente, como en efecto lo hizo. Esto, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022.

Como se ha mencionado, a través de la Circular UPME No. 057 de 2024 la UPME solicitó a los transportadores que actualizarán la información en la Ventanilla Única (VU) antes del 20 de agosto de 2024, en cumplimiento del artículo 7 de la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular CREG No. 014 de 2022. Por tanto, se estableció dicha fecha como corte de información, precisando que cualquier información reportada después de esta fecha no sería considerada en el presente ciclo de asignación. Por lo anterior, no es de recibo lo señalado por los recurrentes en cuanto a que, supuestamente, se creó un sesgo técnico en cuanto a la parametrización, ya que la información solicitada tenía como objetivo, iniciar la construcción de la parametrización de la red con la cual se modelarían los escenarios eléctricos actuales y determinar si se emitiría un concepto con o sin capacidad aprobada como respuesta a las solicitudes de conexión allegadas a esta Unidad como parte del ciclo 2. Lo anterior, sin perjuicio del deber que le asiste a esta Unidad de actuar teniendo en cuenta la seguridad del Sistema Interconectado Nacional.

Dicho esto, cabe aclarar que, en ningún momento, la Unidad modificó 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. Esta solicitud de actualización de información se hizo considerando que la Unidad no podía desconocer la situación del sistema en su análisis de las solicitudes de conexión.

Con base en lo expuesto, esta Unidad considera que no es admisible la argumentación de los recurrentes, en tanto pretenden afirmar que esta entidad varió las condiciones o reglas centrales bajo las cuales se presentó la solicitud y el estudio de conexión, situación que desconoce y confunde dos líneas distintas en este procedimiento administrativo. Esto, considerando que, unos son los elementos técnicos que en todo momento se evaluarán por el MACC (capacidad por barra, zona y excedentaria de corto circuito), los cuales fueron debidamente socializados con los interesados por esta Unidad y otra circunstancia muy distinta es indicar que la UPME debió tomar una decisión con base en las condiciones técnicas de los estudios de conexión realizados en el año 2023.

En la misma línea, debe tenerse en cuenta que la misma red, en el año 2024, presenta condiciones técnicas disímiles, constituyéndose así un impedimento de facto para acceder a lo expuesto por los interesados en cuanto a sus solicitudes de conexión de los proyectos clase 1. Máxime cuando aplicar dicha tesis sería actuar en contravía de los principios y la filosofía misma del Código de Redes, así como de la seguridad, estabilidad y confiabilidad del Sistema mismo, amparados todos estos por el principio constitucional de legalidad previsto en los artículos 6 y 29 superiores.

Considerando lo anterior, uno de los principales elementos que modifican las condiciones de red es la asignación de capacidad a los proyectos aprobados en el primer ciclo, los cuales pueden ser consultados en el siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-copy/>. Estos proyectos aprobados, reducen de forma sustancial la capacidad disponible en el sistema. Lo anterior, sin perjuicio de las obras de expansión aprobadas, cuyo propósito es mitigar las restricciones existentes y garantizar la operatividad segura del sistema eléctrico colombiano, pero que, en todo caso, no resultan suficientes para eliminar todas las restricciones evidenciadas. Por este motivo, se adoptó la decisión de emitir concepto sin capacidad aprobada para los proyectos.

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

A partir de lo indicado, se puede deducir que los proyectos con capacidad aprobada y en firme a la fecha de corte establecida por la Unidad, no solo reducen las capacidades de transporte del sistema, sino que también afectan directamente su punto de conexión. En este contexto, también es importante precisar que, al comparar los datos del primer y segundo ciclo de asignación, se evidencian reducciones en la capacidad por barra derivadas de la aprobación de proyectos previos. Según el análisis técnico realizado, también se puede afirmar que la conexión de esas nuevas fuentes de generación incrementó las corrientes de cortocircuito, lo que reduce la capacidad remanente en las subestaciones de SIN, ratificando con ello incluso el estado crítico de algunas subestaciones que ya se encuentran cercanas a su límite operativo.

En conclusión, la metodología aplicada en el proceso de evaluación de solicitudes responde a la necesidad de reflejar las condiciones reales del sistema, garantizando una planificación que priorice su seguridad operativa aún en las condiciones más críticas, como lo prevé el Código de Redes, pues se trata de una actualización necesaria en la red para asegurar que la asignación de capacidad de transporte sea viable y alineada con la normativa vigente. Por tanto, no es de recibo la argumentación presentada por los recurrentes en este punto.

4.9.1.2. Modificación de escenarios de evaluación

Expresaron los recurrentes:

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

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

(...)

Bajo esta consideración, la UPME identifico que los escenarios G0 - Med, G0 - Max y G0 - Min presentan la mayor cantidad de casos con restricciones para la subárea Antioquia, específicamente se evidencian 1423, 270 y 181, respectivamente. Esta diferencia en los 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. Particularmente, para el proyecto Guayaberos 150 MW, la UPME identifica el escenario de limitación "G1 - Med" con capacidad máxima de 5,44MW en la subestación Carriles 230 kV y el escenario de limitación "G0 - Med" con capacidad máxima de 9,62 MW en la subestación Carriles 110 kV, esto a pesar de que el estudio de conexión, bajo los parámetros técnicos descritos en el numeral anterior y bajo los escenarios críticos considerados, de acuerdo con la información publicada en 2023, demuestra que hay capacidad suficiente para considerar la viabilidad técnica de conexión del proyecto en cualquiera de las alternativas mencionadas y que el Operador de red EPM, es sus comentarios al proyecto aprobó la conexión a 110kV en la subestacion Carriles."

Al respecto, cabe recordar a los recurrentes que el sistema constituye un bien común, mismo que las autoridades del Estado deben hacer prevalecer, sumado a la segunda motivación en este mismo escenario, en tanto que, los promotores no pueden pretender que se obtengan resultados iguales ante un sistema eléctrico que es dinámico. Por esto,

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

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 recurrentes, en el periodo 2022 - 2023 se asignó la capacidad de transporte que resultare 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 asignó en el marco de dicha actuación no resulta ni plausible ni coherente para la administración.

Por lo anterior, 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 los proyectos con capacidad de transporte asignada en el primer ciclo de asignación al momento de establecer los escenarios de generación críticos con los que se calculan los valores de capacidad por barra y cortocircuito de cada área operativa. Así mismo, 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.

Lo anterior se ratifica en el documento denominado "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANÁLISIS CONEXIONES.pdf", donde 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.**"*

(...)

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

(...)." (Negritas por fuera del texto original)

Además, el anexo de la Circular CREG No. 058 de 2022, respecto a los escenarios de generación, dice:

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

En línea con lo anterior, es importante destacar que la UPME está llamada a desarrollar una evaluación desde una perspectiva integral y sistémica, que no se limite únicamente a las condiciones operativas del área objeto de análisis. Dado el alto grado de interconexión del SIN, resulta indispensable considerar también las condiciones operativas de áreas vecinas, especialmente aquellas cuyas dinámicas puedan influir de manera significativa en el comportamiento técnico y operativo de los elementos dentro del área evaluada.

Por otro lado, cabe mencionar que, de acuerdo con lo dispuesto en la Circular UPME No. 057 de 2022¹³, 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

¹³ Por medio de la cual se publicó el "Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad Para Proyectos Clase 1"

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

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 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:

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

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 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.

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

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).

A partir de lo expuesto, la UPME, para cada ciclo de asignación calcula la capacidad de corto circuito excedente; por lo tanto, las diferencias que pueden tener las subestaciones para 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 MACC. Si bien se puede indicar que para algún año la restricción no existe, es 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

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

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.

En ese sentido, concluye esta Unidad que las condiciones operativas fueron debidamente publicadas y dieron al interesado los escenarios que, como mínimo, tenían que ser evaluados al momento de presentar la solicitud de conexión. Sin embargo, dichos escenarios no limitaban a la UPME o a los interesados para evaluar otros escenarios de acuerdo con las nuevas condiciones del sistema. Por el contrario, es deber de la UPME tener en cuenta dichas 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. Tampoco resulta procedente el argumento según el cual la información publicada es insuficiente. Esto, por cuanto la Unidad se aseguró de publicar la información necesaria para que los interesados pudieran corroborar los resultados del ejercicio de priorización de los proyectos propuestos en las solicitudes de conexión.

Ahora bien, los recurrentes también argumentaron lo siguiente:

"Finalmente, es llamativo observar que, dentro de las alternativas priorizadas, se incluyan proyectos que reportan 0 kA en todas y cada una de las subestaciones evaluadas para la conexión. Desde un punto de vista técnico, esta situación es inviable y genera dudas sobre la veracidad de la información reportada en dichos estudios. Además, evidencia un bajo rigor técnico en la evaluación, lo que perjudica a los estudios que han sido transparentes en la presentación de su información".

Al respecto, el análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, se realizaron conforme a la información suministrada por los promotores en sus estudios de conexión, acorde con el principio de veracidad de la información establecido en el numeral 4.2.1 del Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1. Bajo este principio, se parte de la premisa que la información reportada por los solicitantes es verídica, razón por la cual, la Unidad debe confiar en la exactitud de los datos aportados para llevar a cabo el análisis de la solicitud de conexión, actuando en todo momento en estricto cumplimiento del procedimiento y la metodología establecidos, así como garantizando que cada solicitud fuera evaluada con los mismos criterios.

En cuanto a la veracidad de la información presentada, es oportuno recordar que, conforme al artículo 83 de la Constitución Política de 1991, la buena fe se presume y constituye un deber superior. En este sentido, la Administración no puede asumir que la información consignada en los estudios de conexión tiene la intención de inducir a una decisión equivocada. Además, la UPME ha actuado con la debida diligencia, disponiendo de todas las herramientas técnicas necesarias para contrastar la información reportada entre solicitantes y transportadores. Sin embargo, no es competencia legal de esta Unidad llevar a cabo investigaciones detalladas o ejercer control sobre los actos de los particulares.

En todo caso, si bien un promotor puede omitir un resultado eléctrico en su estudio de conexión, esta Unidad realizó el correspondiente análisis de la información proporcionada por los interesados. Esto, teniendo en cuenta los argumentos similares a estos presentados por algunos recurrentes. No obstante, la Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

referencia técnica válida y completa con el fin de contrastar los valores incluidos en los estudios que sustentaron las respectivas solicitudes.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

En todo caso, se concluye que la Unidad ha aplicado el procedimiento de manera uniforme, asegurando que todas las solicitudes se analizaron bajo los mismos criterios, tal como lo establece la Resolución CREG 075 de 2021 y el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1, en armonía con la realidad actual del Sistema Interconectado Nacional, con el único objetivo de garantizar su seguridad y estabilidad.

4.9.2. Argumentos jurídicos

4.9.2.1. De las supuestas irregularidades en la asignación de capacidad de transporte

Sobre este particular, los recurrentes justificaron su argumento, así:

"Si bien es cierto el sistema eléctrico es dinámico y cambiante, no por ello debe admitirse que los escenarios, criterios y premisas de evaluación del estudio de conexión pueden ser variados con posterioridad a la elaboración de éste. Es transversal en la normatividad que regula el procedimiento, la relevancia de contar con información clara, actualizada, verificable, y comparable. (...)"

De tal suerte, no es admisible a la luz de estas disposiciones normativas que la UPME, amparada en las cualidades dinámicas del sistema, haya introducido nuevos escenarios de evaluación, los cuales no se encontraban disponibles al momento de la elaboración del estudio de conexión como expresamente lo ordena el procedimiento, menos aún, cuando estas novedades surgieron incluso después de que venciera el plazo establecido por la misma UPME para la emisión de los respectivos conceptos de asignación, esto es, el 6 de mayo de 2024, conforme había sido establecido en la Resolución 101 017 de 2023.

A este respecto, como lo indica el parágrafo 2 del artículo 8 de la Resolución UPME 528 de 2021, "Para efectos de las solicitudes de asignación de capacidad o las modificaciones que implique 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..", que para el caso de interés, de acuerdo con la modificación al cronograma de 2023, sería el 6 de octubre de 2023.

Las disposiciones normativas mencionadas materializan principios superiores propios de la función administrativa y generales del derecho, como son el principio de legalidad, transparencia, debido proceso, celeridad y eficacia; esta doble connotación les confiere la calidad de orientadores y de herramientas de control, por lo que deben ser contemplados por la administración al momento de tomar sus decisiones."

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Al respecto, la Unidad debe reiterar que es su responsabilidad garantizar la seguridad, confiabilidad y estabilidad del SIN, no sólo en cumplimiento de deberes legales y regulatorios, sino también de principios constitucionales. Por lo cual, como se ha mencionado, no sería procedente emplear para la simulación los mismos escenarios técnicos de evaluación, toda vez que la variación del sistema generó condiciones operativas en el año 2022 que son diferentes a las identificadas para la vigencia 2023-2024.

Así mismo, en cuanto a los principios de legalidad, transparencia, debido proceso, celeridad y eficacia la UPME se permite manifestar lo siguiente:

Legalidad: la Unidad, en el ejercicio de sus funciones legales, ha desarrollado un procedimiento técnico riguroso para la emisión de conceptos de conexión al Sistema Interconectado Nacional. Este procedimiento se encuentra sustentado en la normativa vigente. En este sentido, la Resolución CREG 075 de 2021, en su artículo 4, establece que la Unidad es la entidad responsable de recibir y resolver las solicitudes de asignación de capacidad de transporte. Esto garantiza que cada concepto de conexión sea emitido únicamente después de verificar la viabilidad técnica del proyecto.

De acuerdo con el Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1 (Procedimiento de Evaluación), se establece que ningún concepto de conexión puede ser expedido sin una asignación previa de capacidad de transporte, la cual debe haber sido validada conforme a criterios técnicos de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio. Conforme a la Sección 6.5 del Procedimiento de Evaluación, la asignación de capacidad de transporte se considera confirmada y en firme únicamente después de realizar las validaciones eléctricas correspondientes. En este proceso, se analizan de manera conjunta todos los proyectos con capacidad asignada para garantizar que no se generen restricciones que afecten la seguridad del sistema.

Esto implica que sus decisiones deben estar fundamentadas en criterios técnicos y regulatorios previamente definidos. La Corte Constitucional, en reiterada jurisprudencia, ha establecido que la planeación del sector energético debe regirse por principios de legalidad y previsibilidad. Esto implica que los procedimientos de asignación de capacidad deben aplicarse de manera uniforme y sin excepciones. En ese sentido, en cumplimiento del marco regulatorio vigente, las decisiones adoptadas por la Unidad están sustentadas en una normativa clara, con un proceso técnico predefinido.

Transparencia: en cumplimiento de estos principios, la UPME ha publicado de manera sistemática y permanente toda la información relacionada con el proceso de asignación de capacidad de transporte. Esto incluye la metodología aplicada, los criterios de evaluación, los resultados obtenidos y los actos administrativos emitidos. La información ha estado disponible para consulta pública, garantizando el acceso a la misma sin necesidad de petición previa.

Debido proceso: la UPME ha garantizado el derecho al debido proceso en todas las etapas del procedimiento de asignación de capacidad de transporte. Se ha brindado a los promotores la oportunidad de conocer los análisis realizados, presentar comentarios y ejercer su derecho de contradicción. La entidad ha actuado conforme a las normas establecidas, asegurando que las decisiones tomadas sean justas y fundamentadas.

Celeridad y eficacia: la entidad ha procurado que el proceso de asignación de capacidad de transporte se desarrolle de manera eficiente, optimizando el uso de recursos y tiempos. Se han implementado procedimientos que buscan la simplificación de trámites y la eliminación de formalismos innecesarios, garantizando decisiones oportunas y efectivas.

En conclusión, la UPME ha actuado en estricto cumplimiento de los principios constitucionales y legales que rigen la función administrativa, garantizando un proceso de asignación de capacidad de transporte transparente, imparcial y eficiente, por lo que las

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

alegaciones presentadas por los promotores carecen de fundamento probatorio que evidencie una vulneración de los principios mencionados.

4.9.2.2. De la supuesta vulneración al Debido Proceso Administrativo

Frente a esta supuesta vulneración los recurrentes adujeron:

"(...) El cambio de reglas y la modificación de la información utilizada por la UPME para definir la aprobación o no de la capacidad de conexión vulnera el debido proceso administrativo, al desconocer los principios de seguridad jurídica y confianza legítima. En particular, esta actuación contraviene lo dispuesto en los artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 080 de 2019, que exigen que la información utilizada en la toma de decisiones sea clara, verificable y oportuna, garantizando así la transparencia en los procesos regulatorios. Asimismo, se transgrede lo señalado en los artículos 8, 11, 12 y 57 de la Resolución CREG 075 de 2021, los cuales establecen criterios y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte, los cuales deben respetarse para asegurar la equidad en la evaluación de las solicitudes.

Igualmente, el párrafo 2 del artículo 8 de la Resolución CREG 528 de 2021 refuerza la obligación de que la información empleada en estos procedimientos sea la disponible en la Ventanilla Única (VU) al momento de la solicitud, lo que hace aún más evidente la vulneración al debido proceso en este caso

En el contexto de estas garantías, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) ha incurrido en una vulneración del debido proceso administrativo en el marco de su actuación al cambiar los criterios y metodologías aplicados en la evaluación de asignación de capacidad, ya que han sido modificados sin una transición adecuada, afectando la viabilidad y prioridad de las solicitudes. (...)."

En este punto cabe aclarar que la vulneración del debido proceso administrativo significa la violación de las garantías que protegen los derechos de las personas durante un procedimiento administrativo, incluyendo el derecho a la defensa, la contradicción y la audiencia. Esto ocurre cuando las autoridades estatales no respetan los procedimientos establecidos por la ley o no garantizan que el afectado pueda ejercer sus derechos.

El Consejo de Estado ha señalado frente al debido proceso administrativo que:

"(...) en el ámbito de las actuaciones administrativas, el derecho fundamental objeto de estudio en el presente acápite ha sido denominado por la jurisprudencia y la doctrina, como debido proceso administrativo, que hace referencia a la aplicación de los procedimientos legalmente establecidos por parte de las entidades del Estado, en el curso de cualquier actuación administrativa, con el propósito de garantizar los derechos de las personas que puedan resultar afectadas por las decisiones de la administración. La jurisprudencia de la Corte Constitucional y del Consejo de Estado, en reiteradas oportunidades ha sostenido que el debido proceso administrativo está constituido por las siguientes prerrogativas:

"(i) ser oído durante toda la actuación, (ii) a la notificación oportuna y de conformidad con la ley, (iii) a que la actuación se surta sin dilaciones injustificadas, (iv) a que se permita la participación en la actuación desde su inicio hasta su culminación, (v) a que la actuación se adelante por autoridad competente y con el pleno respeto de las formas propias previstas en el ordenamiento jurídico, (vi) a gozar de la presunción de inocencia, (vii) al ejercicio del derecho de defensa y contradicción, (viii) a solicitar, aportar y controvertir pruebas, y (ix) a impugnar las decisiones y a promover la nulidad de aquellas obtenidas con violación del debido proceso" (...).

Ante esto, cabe decir que, la UPME reconoce la importancia del debido proceso como garantía fundamental (Art. 29, Constitución Política) y su desarrollo en la Ley 1437 de 2011 y la jurisprudencia de la Corte Constitucional (Sentencias T-010 de 2017 y C-029 de 2021). Es por esto que la Resolución No. 062 de 2025 se expidió en el marco del procedimiento especial definido por la Resolución CREG No. 075 de 2021, la Resolución UPME No. 528 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, cumpliendo con las etapas previstas para la evaluación y asignación de capacidad de transporte. Y, si bien, las disposiciones previstas para la actuación administrativa contempladas en el CPACA son

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

importantes, las mismas no pueden ser interpretadas en desconexión. En ese sentido, una lectura sistemática de la Ley 1437 de 2011 tendrá en cuenta lo previsto en el artículo 34 del CPACA, según el cual:

"[l]as actuaciones administrativas se sujetarán al procedimiento administrativo común y principal que se establece en este Código, sin perjuicio de los procedimientos administrativos regulados por leyes especiales".

Por lo anterior, no le es dado a esta Unidad desconocer lo previsto en el Procedimiento de Evaluación de la Circular UPME No. 057 de 2022. Es por esto que esta Unidad rechaza las afirmaciones sobre la supuesta vulneración del debido proceso, toda vez que la Resolución UPME 157 de 2025 se expidió en estricto cumplimiento del procedimiento especial establecido por la normativa citada por el recurrente y el CPACA. La protección al debido proceso administrativo ejercido por esta Unidad se evidencia en la plena observancia del artículo 7 de la Resolución en mención, que expresamente concede a los interesados los recursos previstos en los Artículos 74 y siguientes del CPACA. Dicha oportunidad procesal asegura que los solicitantes, como el recurrente, puedan controvertir la decisión y ejercer sus derechos de manera efectiva. Así las cosas, esta Unidad desvirtúa el argumento del recurrente frente a una supuesta vulneración al debido proceso y reafirma que la actuación administrativa correspondiente se desarrolló con estricto apego a los principios de publicidad, celeridad e imparcialidad establecidos en el artículo 3 del CPACA.

4.9.2.3. Garantías al debido proceso en el procedimiento administrativo

Los recurrentes fundamentaron su inconformidad en lo dispuesto en el artículo 29 de la Constitución Política y en las sentencias Sentencia C-641 de 2002, C-089 de 2011, T-391 de 1997 y T-196 de 2003 de la Corte Constitucional que tratan sobre las bases generales del principio del debido proceso, por lo que en su recurso de reposición afirmaron lo siguiente:

"(...) las garantías propias del debido proceso en el procedimiento administrativo buscan asegurar que las decisiones de la administración sean predecibles, razonables y conformes con la ley. La actuación de la UPME, al modificar los criterios aplicables sin garantizar su conocimiento oportuno y al omitir la debida publicidad y notificación de sus decisiones, ha vulnerado gravemente estos principios. Esto no solo afecta los derechos de los administrados, sino que también compromete la legitimidad del actuar estatal y la seguridad jurídica dentro del sector regulado."

Respecto de lo anterior, esta Unidad afirma que, durante la ejecución del Procedimiento de Evaluación garantizó el derecho a ser oído mediante la recepción de solicitudes, la notificación del acto administrativo recurrido (artículo 7 de la Resolución CREG No. 075 de 2021) y la oportunidad de interponer el correspondiente recurso, conforme a los artículos 74 y siguientes del CPACA, pues esta es la instancia y el momento para exponer los motivos por los cuales no se encuentra de acuerdo con la decisión. Sin embargo, se recuerda que hubo etapas de completitudes, de desistimientos y de aclaraciones de requerirse tales.

Aunado a lo anterior, esta Unidad no ha modificado los criterios de análisis previstos en el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, pues siempre se tuvieron en cuenta los previstos en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022. El hecho de que esta entidad deba analizar el SIN, el cual tiene una naturaleza dinámica en constante cambio, no significa que se haya violentado el derecho de los interesados a la seguridad jurídica. En ese sentido, cabe reiterar que dentro del procedimiento de asignación de capacidad se garantizaron todas las etapas previstas en la ley para que los promotores interesados se pronunciaran frente a las decisiones de la UPME correspondientes a sus respectivas solicitudes de conexión. Luego, la ausencia de etapas probatorias adicionales diferentes a lo que el promotor debió haber allegado con los estudios que deben aportarse como

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

soporte de la solicitud de conexión no vulnera el debido proceso administrativo del recurrente.

Así las cosas, no procede el argumento expuesto por los promotores, dado que en la actuación administrativa correspondiente se observaron todas las garantías constitucionales previstas en este recurso. Cabe recordar que la Corte Constitucional, en la Sentencia T-010 de 2017, reconoce que las garantías varían según la naturaleza de la actuación. En el presente caso, se respetaron las formas propias del trámite, tal como se hizo en el procedimiento que dio como resultado la Resolución UPME 157 de 2025.

4.9.2.4. Irretroactividad de la norma:

Al respecto, los recurrentes sostuvieron que:

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

Este principio, consagrado en la Constitución Política de Colombia y desarrollado ampliamente en la jurisprudencia y doctrina, busca proteger la estabilidad jurídica de los administrados, garantizando que los cambios normativos no afecten situaciones jurídicas consolidadas; sin embargo, en el presente caso, la UPME ha introducido modificaciones en los escenarios de evaluación y en los criterios de asignación de capacidad de transporte sin prever un período de transición ni informar oportunamente a los solicitantes, generando una afectación directa en la viabilidad de sus proyectos. (...)."

Como se ha venido señalado en acápites precedentes, la Unidad se ha ceñido a los procedimientos dispuestos en la normativa vigente para el proceso de asignación de capacidad de transporte para la vigencia 2023-2024. En todo caso, es importante precisar que, esta Unidad en todo tiempo aplicó el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1, de conformidad y en cumplimiento con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, normas estas que están inspiradas en los criterios mismos de la Ley 143 de 1994 y el Código de Redes.

Ahora bien, con el propósito de avanzar en la asignación de capacidad de transporte y optimizar su disponibilidad, la Unidad solicitó a los transportadores a través de la Circular UPME No. 057 de 2024 que, actualizaran la información en la Ventanilla Única (VU) antes del 20 de agosto de 2024, en cumplimiento del artículo 7 de la Resolución CREG 075 de 2021 y la Circular CREG 014 de 2022. No obstante, de ninguna manera esto implica que se hayan introducido modificaciones en los criterios de asignación de capacidad de transporte. Como se mencionó anteriormente, este actuar de la Unidad se debe a la obligación que tiene de tener en cuenta el estado actual del sistema de transmisión al revisar las solicitudes de conexión. Esto, con el fin de iniciar la construcción de la parametrización de la red con la cual se modelarían los escenarios eléctricos actuales y determinar si se emite un concepto con o sin capacidad aprobada, sin perjuicio del deber que le asiste a esta Unidad de actuar teniendo en cuenta la seguridad del Sistema Interconectado Nacional.

En efecto, la Unidad en ninguna etapa de la evaluación modificó los diversos instrumentos regulatorios y técnicos, tales como: (i) la Circular UPME 057 de 2022, de tal manera que los criterios utilizados fueron: (i) Capacidad por barra, (ii) Capacidad excedentaria de corto circuito y (iii) Capacidad por zona, acorde con los lineamientos de la Circular en mención, (ii) la Circular CREG 058 de 2022, (iii) la Circular UPME No. 057 de 2024, (iii) los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de evaluación de solicitudes tanto para cada proyecto en particular, como la comparación con los otros proyectos que participaron por capacidad, sea en la misma barra, zona y/o sub-área. Así las cosas, esta Unidad desvirtúa el argumento del recurrente frente a una supuesta vulneración del principio de irretroactividad, pues no está buscando aplicar normatividad

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

nueva y posterior, ni mucho menos desconocida por los interesados en el segundo ciclo de asignación de capacidad de transporte.

De otra parte, es oportuno informar a los interesados que no es viable acceder a la petición de consistente en habilitar un mecanismo que permita ajustar el estudio de conexión conforme a los nuevos criterios, ya que como se ha informado a lo largo del presente proveído, la Unidad ha actuado conforme a los principios de legalidad, eficiencia, veracidad de la información y planificación técnica, asegurando que el análisis para la asignación de capacidad transportadora se haya realizado en estricto cumplimiento de la normativa vigente, sin margen para decisiones discrecionales o arbitrarias en la asignación de capacidad de transporte.

4.9.3. Peticiones Presentadas

Solicitaron los promotores:

- "1. Solicito respetuosamente revoque el concepto "sin capacidad aprobada" emitido por esta Unidad respecto del proyecto/planta (...), declarado en la Resolución No. 000157 de 2025, bajo el radicado UPME No. 20251020001575, conforme a los hechos y argumentos técnicos y jurídicos expuestos en el presente recurso.
- 2. Solicito que el proyecto/planta (...) sea priorizado en el proceso de asignación de capacidad de transporte, en atención a los criterios previamente establecidos y a su viabilidad técnica demostrada.
- 3. En caso de que no sea posible otorgar la prioridad solicitada, solicito se habilite un mecanismo que permita ajustar el estudio de conexión conforme a los nuevos criterios, asegurando su debida evaluación bajo parámetros claros y objetivos.
- 4. Solicito que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ejecute el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) y el estudio de conexión sea evaluado con base en la información y los criterios vigentes al momento de su presentación (...) en 2023, garantizando así el respeto al debido proceso y la seguridad jurídica."

No es posible acceder a las solicitudes presentadas por los recurrentes, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del proceso de asignación de capacidad de transporte (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), la decisión de no priorizar los proyectos referidos en este acápite siguen siendo procedentes considerando que en el acto administrativo recurrido esta Unidad actuó conforme a la normativa vigente.

Asimismo, cabe señalar que el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, establecido mediante la Circular Externa UPME 057 de 2022, no contempla la posibilidad de que los solicitantes ajusten los parámetros asociados a las solicitudes, tales como el punto de conexión, las alternativas o la capacidad solicitada, entre otros. Esta restricción cobra especial relevancia si se considera que la modificación de dichos parámetros impacta directamente los resultados reportados por el promotor y puede implicar retrocesos en el desarrollo del proceso de asignación.

4.10. Análisis de los recursos interpuestos por promotores de los siguientes proyectos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	RADICADO
CAUCASIA I	9,9	20251500042832
ARENALES	5	20251500042872
CSF CAUCASIA II	9,9	
PCH MIEL	19,9	

4.10.1. Argumentos presentados

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4.10.1.1. Desestimación de los proyectos con aportes insignificantes a la capacidad de cortocircuito de diferentes subestaciones

Al respecto los recurrentes manifestaron:

"Teniendo en cuenta los resultados contenidos en los documentos 'Informe de clasificación de solicitudes de conexión del Área Antioquia-Chocó-B3-2024-P4' y 'Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - 2024', así como la información reportada por los OR para realizar los estudios pertinentes, se puede evidenciar que la UPME desestimó proyectos con aportes insignificantes a la capacidad de cortocircuito, sin considerar que existen alternativas que permiten disminuir los aportes de cortocircuito a la red, sin necesidad de realizar adecuaciones físicas a la infraestructura eléctrica existente.

(...)

De acuerdo con la información técnica considerada para emitir la resolución recurrida, los proyectos PCH La Miel (SC_4989_A1 y SC_4989_A2), Caucasia II (SC_4079_A1 y SC_4079_A2) y Arenales I (SC_4787_A1 y SC_4787_A2) -ambos formulados por Ingenierías Aliadas-, fueron desestimados por la UPME por sus aportes de cortocircuito. (...)."

Sobre el particular, es oportuno señalar que 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, incluyen 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.

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 seguridad y confiabilidad de la operación del SIN.

Adicionalmente, como se muestra en la Circular UPME 057 de 2022, en la sección "5.2.2 Restricción de capacidad de cortocircuito en barras:", no se define una desviación o error considerado dentro de la ponderación de la restricción, por lo que cualquier valor por encima de la capacidad de cortocircuito excedente de una barra, se considerará como restricción. Por otro lado, el uso de cualquier alternativa o tecnología con el fin de disminuir los aportes de cortocircuito de un proyecto, debieron ser tenidos en cuenta al momento de realizar los estudios de conexión remitidos ante la UPME al momento de presentar una solicitud de asignación de capacidad de transporte y estos se deben ver reflejados en los resultados obtenidos. Por lo tanto, no es de recibo el argumento sobre las posibles alternativas de uso de tecnologías y/o configuraciones con el fin de aminorar los excedentes de capacidad de cortocircuito, ya que no resulta procedente el escenario para realizarlo.

Por otro lado, los recurrentes también argumentaron que:

"La UPME no flexibilizó, como lo hizo en el periodo 2022-2023 las capacidades excedentes en subestaciones con niveles de cortocircuito excedidos. (...)-"

Como se ha mencionado, la UPME tuvo la necesidad de actualizar las condiciones de la red, dado el dinamismo del sistema eléctrico, por lo cual estableció como fecha de corte

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

de información el 20 de agosto de 2024. En ese momento se inició el cálculo de los insumos utilizados para la primera etapa del proceso de asignación, asociado al cálculo de la capacidad por barra, la capacidad excedentaria de cortocircuito y la capacidad por zona.

Teniendo en cuenta lo anterior, no se debe pretender obtener resultados iguales ante un sistema eléctrico dinámico, dado que no sería procedente emplear para la simulación los mismos escenarios (año 2022 - 2023) considerando que la variación del sistema genera condiciones operativas diferentes a las empleadas en 2024-2025. Así las cosas, 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.

Por otra parte, el promotor del proyecto PCH La Miel de 19,9 MW argumentó que la UPME evaluó el proyecto de manera inconsistente:

"La UPME, el 8 de octubre 2024 presenta los resultados de capacidad por barra, donde presenta para cada subestación y subárea la máxima capacidad en MW que se puede inyectar en las subestaciones del Sistema. La UPME indica que los resultados los obtiene haciendo uso de la herramienta SAX, la cual utiliza análisis de flujo de carga DC y crea todos los escenarios factibles de generación para hacer los análisis de red completa y ante contingencia. Pero el flujo de carga DC es un tipo de análisis simplificado utilizado principalmente en estudios aproximados del comportamiento de sistemas de transmisión, especialmente para analizar el flujo de potencia activa. A menudo se emplea en situaciones donde no es necesario tener en cuenta las características más complejas de los sistemas AC, como la potencia reactiva. (...)"

Al respecto, es oportuno tener en cuenta que, el software SAX (software para análisis eléctrico de sistemas de potencia) es una herramienta desarrollada por XM S.A. E.S.P., operador del SIN y administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia. Tal como se describe en su documentación oficial, SAX es una plataforma de simulación en la nube diseñada para identificar y cuantificar limitaciones en la red eléctrica, proporcionando información ágil para la toma de decisiones en estudios operativos y de planeación. La aplicación de esta herramienta permite identificar posibles escenarios restrictivos a partir de la evaluación de múltiples combinaciones de generación, mejorando la calidad de los análisis técnicos. El uso de SAX no representa un perjuicio ni implica una extralimitación del proceso de asignación de capacidad de transporte, sino que fortalece la rigurosidad de los escenarios evaluados por la Unidad.

En este contexto, la UPME, en la evaluación de los escenarios de generación que permitan definir las condiciones críticas de operación de la red y, en cumplimiento de su función misional como garante de la seguridad y confiabilidad del SIN, empleó SAX exclusivamente como herramienta para la identificación de despachos críticos de generación, es decir, aquellos escenarios operativos que generan las condiciones más exigentes sobre la red eléctrica. Es importante precisar que SAX utiliza un modelo de flujo de carga DC, el cual permite una aproximación eficiente a los flujos activos de potencia activa, pero no considera los efectos de la potencia reactiva ni de los elementos de control dinámico, como los dispositivos FACTS o SmartValves. Ahora bien, una vez identificados los escenarios críticos de despacho mediante SAX, estos son validados y ajustados técnicamente por la UPME, considerando su viabilidad e impacto dentro del análisis del Sistema Interconectado Nacional.

En este contexto, para el cálculo específico de la capacidad por barra en cada subestación del SIN, la UPME **no** utiliza SAX. Este cálculo se realiza utilizando el software de análisis de sistemas de potencia PowerFactory – DIgSILENT, bajo un modelo de flujo de carga AC en condiciones normales de operación y ante contingencia, el cual permite evaluar la red con mayor precisión técnica y de acuerdo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad consignados en el Código de Redes. En ese sentido, y contrario a lo afirmado en el recurso, SAX no fue utilizado como herramienta de cálculo de capacidad por barra, sino como un instrumento auxiliar para seleccionar los escenarios de análisis.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Finalmente, ante las razones expuestas en este capítulo, el Despacho considera que, el argumento presentando por el recurrente no está llamado a prosperar.

4.10.1.2. De la supuesta vulneración del principio de igualdad

Sobre el particular el recurrente, frente las decisiones del proyecto Caucasia II, indicó lo siguiente:

"(...) En el caso concreto, la UPME vulneró el principio de igualdad de Ingenierías Aliadas pues no evaluó los proyectos promovidos por Ingenierías Aliadas en las mismas condiciones de otros proponentes dentro de la misma convocatoria. - En relación con el proyecto Caucasia II (SC_4079_A1 y SC_4079_A2):

En la información proporcionada en el documento 'Informe de clasificación de solicitudes de conexión del Área Antioquia-Chocó-B3-2024-P4', se observa que cada solicitud es evaluada en un número diferente de subestaciones (incluso para proyectos en zonas muy cercanas). Esto, a pesar de que la Circular 052 de 2023 de la CREG (que incluye el formato a diligenciar para la postulación de proyectos) exige que las iniciativas presentadas en el área Antioquia-Chocó detallen el aporte a por lo menos 122 subestaciones del área.

Esta metodología deja ver una falta de homogeneidad en la evaluación de las solicitudes, ya que el número de subestaciones analizadas varía significativamente entre ellas; por ejemplo, para los proyectos priorizados SC_2898_A2, SC_3016_A1, SC_3158_A2 y SC_4775_A1 se analizan solamente 6 subestaciones y ninguna de ella subestaciones con capacidad de cortocircuito agotadas, mientras que para el proyecto promovido por Ingenierías Aliadas SC_4079 se evaluaron 130 subestaciones, incluidas subestaciones a más de 200 km de distancia del punto de conexión solicitado. Esto genera una evaluación desigual, pues algunos proyectos dentro de la misma asignación fueron evaluados bajo menos subestaciones que otros y ello refleja una consideración que no es equitativa para todos los participantes. (...)."

Frente a este argumento, la Unidad encuentra que, contrario a lo manifestado por el impugnante, tal prerrogativa constitucional ha sido adoptada como fundamento esencial en el MACC, el cual ha sido diseñado para garantizar la paridad de condiciones en la asignación de capacidad de transporte dentro del Sistema Interconectado Nacional, pues dicho modelo busca asegurar que todos los proyectos de generación sean evaluados bajo los mismos criterios técnicos y metodológicos, sin ventajas arbitrarias o tratamientos diferenciados.

Es así que, la Resolución CREG 075 de 2021 fijó los lineamientos regulatorios para la asignación de capacidad de transporte, estableciendo que los procedimientos de asignación deben ejecutarse con base en criterios verificables y medibles, aplicables a todos los solicitantes sin distinción alguna, por lo que el MACC permite optimizar la capacidad de conexión disponible en el sistema y, a su vez, maximizar los beneficios que percibirá el SIN con la entrada de nuevos proyectos de generación.

En ese orden de ideas, se tiene que el MACC ha sido estructurado sobre la base del informe presentado a la UPME por la consultoría USAENE – RIGHTSIDE – GERS, titulada "Elaboración de un modelo de optimización para la priorización de nuevos proyectos de generación y la asignación de capacidad de transporte", misma que se desarrolló bajo la construcción ontológica de un sistema interconectado, en el cual el modelo no solo evalúa los proyectos de generación individualmente, sino que también tiene la capacidad de determinar si es óptimo construir una obra de transmisión para viabilizar la conexión de dichos proyectos, asegurando así la estabilidad y confiabilidad del sistema, sin perjuicio de la valoración económica y técnica que impera la órbita de la prestación del servicio público de energía eléctrica desde su concepción constitucional y en especial desde la visión del legislador en las Leyes 142 y 143 de 1994.

Lo anterior, refuerza los supuestos sobre los cuales se expone que, el principio de veracidad de la información ha sido un elemento esencial para garantizar la confiabilidad

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

y equidad en la asignación de capacidad de transporte. Es así que la Circular CREG 047 de 2023 refuerza este principio al establecer requisitos específicos sobre la información que debe incluirse en los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de los proyectos de generación, garantizando que cada solicitante proporcione datos precisos y comprobables, lo que evita distorsiones en el proceso de asignación y fortalece la transparencia del mismo.

De igual manera, la Circular UPME 083 de 2024 consolidó los resultados del Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024, asegurando que la información técnica validada sustentara la toma de decisiones en materia de asignación de capacidad de transporte. La publicación de estos datos permite verificar que todos los proyectos hayan sido evaluados bajo criterios homogéneos y verificables, eliminando cualquier posibilidad de trato preferencial o discriminación injustificada. Información que fue publicada por la Unidad y a la que se puede acceder en el siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024-2/>

Sin perjuicio de lo anterior, en todo caso, si bien un promotor puede omitir un resultado eléctrico en su estudio de conexión, esta Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Por las consideraciones expuestas, en el marco de los argumentos recopilados bajo la égida de *"la falta de homogeneidad en la evaluación de las solicitudes,"*, la subdirección **no** acoge los mismos como elemento estructural para reponer en el sentido de revocar su decisión primigenia y, en consecuencia, el mismo **no** está llamado a prosperar.

4.10.1.3. Conveniencia al evaluar los proyectos

Frente a este argumento, los recurrentes señalaron:

"(...) los procedimientos de evaluación enfocados en automatización implementados actualmente por la UPME –como el aplicado por la resolución recurrida–, no están permitiendo realizar análisis objetivos que prioricen la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. Como consecuencia, se están desestimando proyectos con un alto potencial de aporte al SIN, los cuales, bajo condiciones técnicas específicas, resultarían viables.

Esto contrasta con los procesos anteriores, cuando los análisis eran más personalizados y profundos para cada proyecto. En el caso concreto, la UPME no consideró razones de

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

conveniencia al realizar la evaluación de los proyectos, desestimando iniciativas como las presentadas por Ingenierías Aliadas, que podrían contribuir significativamente a la flexibilidad y confiabilidad del sistema interconectado, mejorando la estabilidad del suministro eléctrico. Por otro lado, la sobreestimación de la capacidad operativa de la red eléctrica está generando efectos adversos en la estructura de costos del mercado energético, además de restringir la diversificación del parque de generación.

Esta situación compromete la flexibilidad del sistema para gestionar variaciones en la oferta y demanda, especialmente en periodos críticos como los veranos prolongados, afectando así la seguridad y estabilidad del suministro eléctrico."

Como se ha mencionado en acápites anteriores, la UPME ha aplicado el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1 de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, normas que se fundamentan en los principios establecidos en la Ley 143 de 1994 y el Código de Redes. No es admisible la argumentación de los recurrentes, en tanto pretende afirmar que esta Entidad no ha evaluado con rigurosidad cada una de las solicitudes de asignación presentadas 2023-2024. El análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, se realizó conforme a la información suministrada por los promotores en sus estudios de conexión en aplicación del principio de veracidad de la información, establecido en el numeral 4.2.1 del Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1.

Bajo este principio, se partió de la premisa de que la información reportada por los solicitantes es verídica, razón por la cual, la Unidad debe confiar en la exactitud de los datos aportados para llevar a cabo el análisis de la solicitud de conexión. Sin embargo, se debe aclarar a los recurrentes que, además de partir del principio de veracidad de la información presentada y en especial del principio constitucional de la buena fe (art. 83 superior), el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, incluye algunas disposiciones que tienen como objetivo depurar la información y velar por un proceso transparente y eficiente. Tal es el caso de los comentarios del transportador, o los requerimientos de completitud y/o aclaración que la misma Unidad solicitó a los interesados.

En este sentido, se puede concluir que la Unidad ha aplicado el procedimiento de manera uniforme, asegurando que todas las solicitudes se analizaron bajo los mismos criterios, tal como lo establece la Resolución CREG 075 de 2021 y el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1, en armonía con la realidad actual del Sistema Interconectado Nacional. Esto, con el único objetivo de garantizar su seguridad y confiabilidad del sistema, realizar alguna modificación de estos preceptos sería ir en contravía de los principios de legalidad, buena fe, seguridad jurídica y transparencia.

Ahora bien, no es aceptable desde ningún punto de vista, la afirmación de los recurrentes al señalar que se está sobreestimando la capacidad operativa de la red eléctrica, ya que corresponde a la UPME, en desarrollo del ejercicio de planeación, garantizar la seguridad del sistema eléctrico colombiano. Es por ello que solicitó a los transportadores, a través de la Circular UPME No. 057 de 2024, que actualizaran la información en la Ventanilla Única (VU) antes del 20 de agosto de 2024, en cumplimiento del artículo 7 de la Resolución CREG 075 de 2021 y la Circular CREG 014 de 2022, con el objetivo de iniciar la construcción de la parametrización de la red con la cual se modelarían los escenarios eléctricos actuales y determinar si se emitiría un concepto con o sin capacidad aprobada.

Considerando lo anterior, se tiene que, con la actualización de la base de datos en la que se sustentan las simulaciones y cálculos utilizados en la definición de los proyectos priorizados del segundo ciclo de asignación de capacidad, se reflejaron cambios estructurales del sistema eléctrico, en el cual se puede verificar que uno de los principales elementos que modifican las condiciones de red es la asignación de capacidad a los proyectos aprobados en el primer ciclo, los cuales pueden ser consultados en el siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-copy/>. Estos proyectos con capacidad de transporte aprobada en el primer ciclo de

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

asignación redujeron de forma sustancial la capacidad disponible en el sistema, lo anterior sin perjuicio de las obras de expansión aprobadas, cuyo propósito es mitigar las restricciones existentes y garantizar la operatividad segura del sistema eléctrico colombiano, pero que, en todo caso, no resultan suficientes para eliminar todas las restricciones evidenciadas. Por este motivo, se adoptó la decisión de emitir concepto sin capacidad aprobada para los proyectos.

A partir de lo indicado, se puede deducir que los proyectos aprobados y en firme a la fecha de corte establecida por la Unidad, no solo reducen las capacidades de transporte del sistema, sino que también afectan directamente su punto de conexión, debido a la interconexión del sistema, generando un impacto directo en el área operativa a la que pertenecen, como se puede evidenciar de ninguna manera la Unidad está exagerando la situación actual del sistema eléctrico con el fin de no acceder a alguna alternativa de conexión solicitada en el área Antioquia- Chocó.

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 seguridad y confiabilidad de la operación del SIN.

Con base en lo anteriormente expuesto este argumento, **no** está llamado a prosperar.

4.10.2. Peticiones presentadas

Solicitaron los promotores:

"Primero. Revocar la resolución 000157 del 12 de febrero de 2025 por haber incurrido en imprecisiones técnicas en la evaluación de los proyectos y haber vulnerado el principio de igualdad entre los promotores participantes de la asignación Antioquia-Chocó; y

Segundo. Proferir un nuevo acto administrativo en el que, aplicando consistentemente los métodos técnicos de evaluación y respetando el principio de igualdad, se priorice el proyecto promovido por Generadora Cantayús en la asignación de Antioquia-Chocó (SC_3923_A1 y SC_3923_A2).

Como ya se expuso en este capítulo, los argumentos de los recurrentes no fueron de recibo, por lo que no se accederá a las peticiones de los promotores.

4.11. Análisis de los recursos interpuestos por promotores del siguiente proyecto

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
AMAZONA	80 MW	20251500042932

4.11.1. Argumentos del recurso

4.11.1.1. Sobre las condiciones operativas y el análisis de conexiones

Para exponer su argumento, el promotor afirmó lo siguiente:

"(...) Durante la elaboración del estudio de conexión efectuado en el año 2023, se contó con información oficial proporcionada por UPME, vigente en ese entonces, en la cual no se evidenciaban restricciones para la conexión en la subestación Virginia 115 kV y Esmeralda CQR 115 kV. Dicho estudio se realizó siguiendo todas las indicaciones emitidas por UPME, utilizando los despachos críticos establecidos en el documento "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANALISIS CONEXIONES".

Sin embargo, meses después, se ha comunicado que la UPME analizó la capacidad excedente en 2024 empleando otros criterios, los cuales incluyen consideraciones operativas relativas a la exportación e importación de energía hacia y desde Ecuador, aspectos que en el estudio

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

de 2023 no fueron contemplados. Asimismo, se desconoce la metodología exacta y los despachos críticos utilizados para limitar la conexión en el análisis restrictivo, lo que imposibilita la replicación de dichos resultados y genera una evidente disparidad entre la información oficial empleada inicialmente y la utilizada en el análisis posterior. Ante estas inconsistencias, consideramos que la limitante de conexión no puede ser atribuida al proyecto, ya que éste se desarrolló con base a supuestos y datos oficiales proporcionados por UPME en el momento de la elaboración del estudio de conexión. (...)."

Frente a lo anterior, esta Unidad afirma que el sistema eléctrico es dinámico y evoluciona constantemente, con cambios constantes en las fechas de puesta en operación, ante la entrada o liberación de proyectos de generación o carga, y modificaciones estructurales del sistema. Por ello, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la seguridad del sistema eléctrico colombiano, es fundamental analizar el impacto de los nuevos proyectos bajo las condiciones actuales y futuras del sistema. En este sentido, todos los proyectos fueron evaluados bajo condiciones estructurales uniformes, tomando como referencia el corte de información realizado al 20 de agosto de 2024. Este corte permitió considerar todos los proyectos de generación y carga liberados, aprobados y en firme, así como las obras de expansión aprobadas por la Unidad, incluyendo el primer paquete de obras urgentes publicado mediante la Resolución UPME No. 727 de 2024. Por lo tanto, no era técnicamente coherente evaluar las solicitudes bajo condiciones que ya no representan el estado actual del sistema eléctrico.

Por otro lado, esta Unidad adoptó una filosofía de planeación conservadora, en la cual se priorizó la seguridad del sistema antes posibles condiciones operativas exigentes. Para ello, se definieron escenarios críticos que permiten evaluar el sistema en situaciones de mayor exigencia, con el fin de mitigar las incertidumbres inherentes al proceso de planeación. Estas condiciones operativas también están sujetas a las modificaciones que experimente el sistema eléctrico.

En cuanto a los escenarios evaluados por la UPME para la asignación de capacidad de transporte, se debe resaltar que esta Unidad, en su rol de planeador del SIN, tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y economía en el suministro de energía eléctrica bajo cualquier escenario de operación posible. Así, se desarrolló el documento "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANÁLISIS CONEXIONES.pdf", en el cual se establecen los escenarios críticos identificados por la UPME y se mencionó 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. (...)"

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

Asimismo, en el Anexo de la Circular CREG 058 de 2022, modificada por la Circular No. 047 de 2023 se señaló 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."

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, como se ha mencionado, estos escenarios no limitaban ni a la UPME ni a los interesados en evaluar escenarios más restrictivos que los inicialmente presentados por esta Unidad. Es importante aclarar que la UPME, en su

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

función de planeador de la red eléctrica nacional, realiza un análisis integral del SIN. Su enfoque no se limita a un área específica, ya que entre las áreas y áreas eléctricas existen intercambios de energía. Además, no solo se analiza un nodo de conexión particular, sino toda la zona de influencia de un proyecto.

Cabe señalar que los escenarios críticos utilizados por la UPME en la evaluación de los proyectos, como G0 y G1, fueron construidos a partir de los lineamientos técnicos y operativos definidos por esta Unidad y están alineados con los criterios de evaluación conservadora requeridos para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema. Si bien estos escenarios no fueron expresamente publicados en el documento de condiciones operativas de 2023, su construcción se realizó con base en información técnica actualizada al 20 de agosto de 2024. La utilización de estos escenarios no constituye un cambio arbitrario, sino una evolución necesaria de las condiciones técnicas de evaluación, coherente con la naturaleza dinámica del SIN. Por lo anterior no procede el argumento expuesto por el promotor.

4.11.1.2. Sobre la capacidad excedente de cortocircuito

Respecto de este argumento, el promotor afirmó que:

"(...) De acuerdo con los reportes de capacidad excedente de cortocircuito mostrados en la Tabla 1, ambos del mismo año (2022) y vigentes en el momento en que se presentó el estudio de conexión, se puede concluir que existió un error en el procedimiento de cálculo de cortocircuito realizado para esta subestación (Esmeralda CQR 115 kV), ya que en reportes diferentes se observan resultados desiguales para la misma subestación en los diferentes años de análisis. Por tal motivo, encontramos que este error se trasladó a los resultados del reporte "Capacidad cortocircuito excedente SIN" de la asignación de capacidad proyectos clase 1 – año 2023-2024", ya que existen cambios sustanciales respecto al reporte de 2022 y que no poseen justificación alguna. De esta forma, solicitamos amablemente realizar una revisión, corrección y explicación sustentada del procedimiento.

(...)

Adicionalmente, según el "Informe de planeamiento operativo del segundo semestre de 2023" (IPOELP), realizado por XM, se evidencia la disponibilidad de capacidad excedente de cortocircuito en la subestación Esmeralda CQR 115 kV, tal como se expone en el siguiente grafico:(...)

(...)

Vemos en la figura anterior que la subestación Esmeralda CQR 115 kV no llega a 100 % de su nivel de interrupción de cortocircuito.

Por otra parte, al realizar la revisión del último informe de planeación operativa (segundo semestre de 2024), se encuentra que la subestación Esmeralda CQR 115 kV no se encuentra dentro de los nodos con capacidad de cortocircuito crítico en el largo plazo, tal como se evidencia en el siguiente grafico: (...)

(...)

Como último punto, queremos expresar nuestra preocupación por la discrepancia entre los resultados presentados en el reporte 'Capacidad cortocircuito excedente SIN 2023-2024' respecto a los resultados mostrados en el estudio de conexión del proyecto, donde se simulaban los aportes de cortocircuito de todos los generadores del país (existentes y futuros). (...)."

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

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

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.

Con relación a 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:

A partir de lo expuesto, la UPME, para cada ciclo de asignación, calcula la capacidad de corto circuito excedente, por lo tanto, las diferencias que pueden tener las subestaciones para 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 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.

Finalmente, cabe señalar que la UPME, como planificador del SIN, tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico colombiano. En cumplimiento de esta función, la UPME realiza sus propios estudios técnicos para validar que todas las solicitudes de conexión cumplan con los lineamientos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995). En este contexto, conforme a lo establecido en el artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021, se aclara que: "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." Esta disposición tiene como objetivo asegurar una única interpretación técnica oficial, en aquellos casos donde puedan presentarse diferencias entre los resultados obtenidos por los promotores, los transportadores y la UPME. Es así como no procede el argumento propuesto por el promotor.

4.11.1.3. Sobre las supuestas inconsistencias en resultados de proyectos encontrados viables

El promotor afirmó lo siguiente, en relación con este argumento:

"(...) Observamos que proyectos presentados en la misma zona de influencia SI fueron priorizados debido a que presentaron aporte cero (0 kA) de cortocircuito a las subestaciones de su área de impacto, por ejemplo, el proyecto SC_5076_A2 en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea CQR-B4-2025-P4"

(...)

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Si bien conocemos que los aportes de cortocircuito de un proyecto con una capacidad de 9,9 MW son inferiores a los aportes de un proyecto de 80 MW, no es coherente que tenga aportes de 0 kA en las subestaciones de la zona de influencia."

Respecto a la información sobre aportes de cortocircuito utilizada por esta Unidad en los análisis de solicitudes de asignación de capacidad de transporte, es relevante aclarar lo señalado en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022:

"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, 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."

A partir de la normativa citada, se concluye que esta entidad realizó los análisis correspondientes de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte bajo el supuesto de que cada una de ellas contenía información veraz y confiable. En cuanto a la veracidad de la información presentada, es oportuno recordar que, conforme al artículo 83 de la Constitución Política de 1991, la buena fe se presume y constituye un deber superior. En este sentido, la administración no puede asumir que la información consignada en los estudios de conexión tiene la intención de inducir a una decisión equivocada. Además, la UPME ha actuado con la debida diligencia, disponiendo de todas las herramientas técnicas necesarias para contrastar la información reportada entre solicitantes y transportadores. Sin embargo, no es competencia legal de esta Unidad llevar a cabo investigaciones detalladas o ejercer control sobre los actos de los particulares.

Sin perjuicio de lo anterior, en el análisis de estos recursos interpuestos contra la Resolución UPME 157 de 2025, estudió varios argumentos como el aquí presentado por el promotor para identificar todos los impactos de cada proyecto priorizado, garantizando igualdad en el proceso de asignación. La Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Incluso con la verificación hecha por la Unidad, se evidenció que siguen siendo procedentes las decisiones tomadas en la resolución recurrida en relación con el proyecto del recurrente.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4.11.2. **Peticiones presentadas**

Por último, solicitaron los recurrentes:

"Por lo anterior, solicitamos respetuosamente:

- 1. Que se reevalúe la asignación de capacidad considerando los supuestos y parámetros oficiales utilizados en el estudio de conexión realizado en 2023.*
- 2. Que, en caso de persistir la limitación, se faciliten de manera explícita todas las consideraciones y criterios adoptados en el análisis restrictivo que resultó en la determinación de inexistencia de capacidad en la zona CQR, para poder contrastarlos y verificarlos adecuadamente. (...)."*

Al respecto, no es posible acceder a las solicitudes presentadas por el recurrente, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del proceso de asignación de capacidad de transporte (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), así como lo expuesto en este acto administrativo, esta Unidad ha actuado conforme a la normativa vigente.

Finalmente, en cuanto a la solicitud de "(...) en caso de persistir la limitación, se faciliten de manera explícita todas las consideraciones y criterios adoptados en el análisis restrictivo que resultó en la determinación de inexistencia de capacidad en la zona CQR, si bien la información aquí solicitada está relacionada a un área operativa diferente a el área objeto de la Resolución UPME 157 de 2025, dicha información se encuentra disponible para los interesados en la página web de la Unidad. Específicamente, en el micrositio dedicado a la información del procedimiento de asignación de la subárea CQR. <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/caldas-quindio-risaralda/>

4.12. **Análisis de los recursos interpuestos por promotores de los siguientes proyectos**

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
FRESNOS	180 MW	20251500043092
EL BALSO	180 MW	20251500043142
LOS GUAYACANES	200 MW	20251500043182
PARQUE SOLAR LARES	9,9 MW	20251500043242

4.12.1. **Argumentos jurídicos**

4.12.1.1. **La supuesta vulneración del derecho fundamental al debido proceso administrativo del promotor**

En estos los promotores alegaron que el procedimiento llevado a cabo por la Subdirección de Energía Eléctrica para la asignación de capacidad de transporte, supuestamente, incumplió con lo previsto en el CPACA, de la siguiente manera:

- "(...)*
- ✓ La UPME transgredió las garantías mínimas del debido procedimiento administrativo que culminó con la Resolución UPME No. 000157 de 2025.*
- ✓ El procedimiento que culminó con la expedición de la Resolución UPME No. 000157 de 2025 incurrió en una dilación injustificada y transgredió los principios de Celeridad, Eficiencia y Publicidad del procedimiento administrativo*
- ✓ La UPME no cumplió con los principios de publicidad y transparencia en la expedición de la Resolución UPME No. 000157 de 2025 al no haber publicado los análisis, el proyecto de plan de expansión y los estudios realizados para determinar que el Proyecto se asignaba a la fila 1.*

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

✓ La UPME no cumplió con las garantías mínimas de participación, contradicción y aporte de pruebas en el procedimiento administrativo que concluyó con la Resolución UPME No. 000157 de 2025, quebrantando los principios de defensa y contradicción de la actuación administrativa.

(...)"

Para sustentar su reclamo, los promotores realizaron un resumen del procedimiento de asignación de capacidad, ya que describe sus etapas, fundamentos normativos y principios aplicables según su interpretación para justificar su argumento, así:

"(...) De conformidad con el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021, la asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1 se llevará a cabo anualmente, a través de un procedimiento que será definido y publicado por el responsable de la asignación (entiéndase UPME).

De igual modo, en el artículo 11 referido está establecido que, para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en la fila 1 o fila 2, dependiendo de si son proyectos que requieren de obras de expansión. (...)."

Asimismo, los recurrentes afirmaron que el procedimiento descrito debe estar sujeto a los principios de la Ley 1437 de 2011 (CPACA) y al debido proceso definido por la Corte Constitucional como conjunto de actos legales que garantizan el funcionamiento administrativo, la validez de las decisiones y los derechos de los administrados, aplicable a la Resolución UPME 157 de 2025, impugnada bajo el CPACA, ya que se trata de un típico procedimiento administrativo, y que la UPME vulneró su derecho al debido proceso al no aplicar las reglas estipuladas en el CPACA.

"(...) Por lo expuesto, y en consideración con que el artículo séptimo de la Resolución 000157 de 2025 resolvió que su contenido es objeto de los recursos de los artículos 74 y siguientes del CPACA, se ratifica en este punto que, como es evidente, este acto administrativo fue expedido en el marco de un procedimiento especial de evaluación para la asignación de capacidad de un proyecto, pero también debe observarse por la UPME los principios procedimentales que se consagraron en normas de rango superior para garantizar unos mínimos esenciales en el curso de una actuación administrativa.(...)"

Ante los argumentos anteriormente expuestos, la UPME reconoce la importancia del debido proceso como garantía fundamental (art. 29 Constitución Política) y su desarrollo en la Ley 1437 de 2011 y la jurisprudencia de la Corte Constitucional (Sentencias T-010 de 2017 y C-029 de 2021). Es por esto que la Resolución UPME 157 de 2025 se expidió en el marco del procedimiento especial definido por la Resolución CREG No. 075 de 2021, la Resolución UPME No. 528 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, cumpliendo con las etapas previstas para la evaluación y asignación de capacidad de transporte. Y, si bien, las disposiciones previstas para la actuación administrativa contempladas en el CPACA son importantes, las mismas no pueden ser interpretadas en desconexión. En ese sentido, una lectura sistemática de la Ley 1437 de 2011 tendrá en cuenta lo previsto en el artículo 34 del CPACA, según el cual:

"[L]as actuaciones administrativas se sujetarán al procedimiento administrativo común y principal que se establece en este Código, sin perjuicio de los procedimientos administrativos regulados por leyes especiales".

Por lo anterior, no le es dado a esta Unidad desconocer lo previsto en el Procedimiento de Evaluación de la Circular UPME No. 057 de 2022. En efecto, esta Unidad siguió con apego el procedimiento de asignación de capacidad de transporte allí contenido, analizando los criterios ya conocidos por los interesados en el segundo ciclo de asignación. Adicionalmente, para cumplir con las disposiciones previstas en el CPACA para garantizar el derecho al debido proceso administrativo que les asiste a los promotores, se proveyeron las instancias que la misma ley prevé para que dichos administrados pudieran pronunciarse sobre las decisiones tomadas por esta Unidad durante el

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

procedimiento de asignación de capacidad. Esto incluyó la plena observancia del artículo 7 de la Resolución UPME 157 de 2025, que expresamente concedió a los interesados los recursos previstos en los artículos 74 y siguientes del CPACA. Dicha oportunidad procesal aseguró que los solicitantes, pudieran controvertir la decisión y ejercer sus derechos de manera efectiva. Fue precisamente en esta etapa procesal que los interesados tuvieron oportunidad de participar, contradecir y aportar las pruebas que consideraran necesarias en su pronunciamiento en relación con las decisiones de esta Unidad.

Adicionalmente, esta Unidad también ha garantizado la transparencia de las decisiones, tanto técnicas como jurídicas, tomadas a través de las publicaciones de información para el procedimiento de asignación de capacidad en el presente ciclo. Esto incluyó los análisis realizados teniendo en cuenta los criterios previstos en la Circular Externa UPME 057 de 2022, como se evidencia en la misma página web de la UPME <https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno-2023-2024.aspx>. Por tanto, no es de recibo el argumento según el cual la resolución recurrida se emitió con falta de publicidad y transparencia.

Los recurrentes también se refirieron a una supuesta violación al debido proceso, porque no se les permitieron otras etapas probatorias durante el procedimiento de asignación de capacidad. Específicamente, los recurrentes afirmaron que la Unidad quebrantó lo dispuesto en el artículo 29 de la Constitución Política y los artículos 3 y 40 del CPACA que rigen y orientan el curso correcto de la función administrativa, puntualmente, los principios de igualdad, imparcialidad y contradicción, toda vez que, afirmaron que la Unidad no garantizó que los promotores pudiesen aportar las pruebas correspondientes, como tampoco permitió ni propició una instancia probatoria o de contradicción, como garantía mínima del procedimiento administrativo, así:

"(...) La UPME quebrantó el artículo 209 de la Constitución Política y los artículos 3 y 40 del CPACA que rigen y orientan el curso correcto de la función administrativa, puntualmente, los principios de igualdad, imparcialidad y contradicción, toda vez que no garantizó que el Promotor del Proyecto pudiese aportar las pruebas correspondientes, como tampoco permitió ni propició ninguna instancia probatoria o de contradicción, una garantía mínima esencial en cualquier procedimiento administrativo.

(...)

Conforme lo expuesto, se ratifica que durante este procedimiento de evaluación la UPME no propició ninguna etapa probatoria que le permitiese al Promotor aportar pruebas en coherencia con la envergadura de la decisión objeto de reposición, lo cual, hubiese sido fundamental para haber proferido una decisión conforme la Ley procesal y las garantías mínimas de los solicitantes. (...)."

Respecto de lo anterior, la Unidad garantizó las garantías de participación, contradicción y aporte de pruebas durante el procedimiento que culminó con la Resolución UPME 157 de 2025. Toda vez que, de acuerdo con la normatividad vigente, le corresponde al interesado proporcionar todas las pruebas necesarias para que la Unidad pueda realizar un debido análisis de las solicitudes de conexión presentadas. En ese sentido, la Unidad no está obligada a abrir una etapa probatoria adicional cuando los solicitantes han tenido la oportunidad de presentar toda la documentación necesaria durante la radicación de la solicitud de asignación de capacidad. El procedimiento para el conocimiento de los interesados protegió, en todo momento, los derechos de los interesados al debido proceso, la defensa y la contradicción de los interesados.

Al respecto, cabe señalar que la normativa vigente aplicable al procedimiento de asignación de capacidad de transporte (compuesta por la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021, la Circular Externa UPME 057 de 2022 y sus normas complementarias) no contempla la actualización de los estudios de conexión por parte de los promotores durante la etapa de evaluación de las solicitudes. En esta etapa únicamente se prevé un proceso de aclaraciones, mediante el cual los promotores o transportadores pueden responder a requerimientos formulados por la UPME. No obstante, este mecanismo está restringido a aclarar aspectos de la información ya

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

presentada, y no permite modificar ni sustituir los estudios de conexión originalmente entregados con la solicitud. Lo anterior, en la medida en que se le presentaron las oportunidades necesarias, junto con la información suficiente para que pudieran corroborar el desarrollo del procedimiento de priorización de los proyectos para la asignación de capacidad. Por este motivo, los argumentos aquí propuestos no están llamados a prosperar.

Así las cosas, esta Unidad desvirtúa el argumento de los recurrentes frente a una supuesta vulneración al debido proceso y reafirma que la actuación administrativa correspondiente se desarrolló con estricto apego a los principios de publicidad, celeridad e imparcialidad establecidos en el artículo 3 del CPACA.

4.12.1.2. De la supuesta dilación injustificada y transgresión los principios de celeridad, eficiencia y publicidad del procedimiento administrativo con la expedición de la Resolución UPME 157 de 2025

Los recurrentes sostuvieron que la UPME incurrió en una dilación injustificada al no cumplir con los plazos establecidos, así:

"(...) La UPME transgredió lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021 (modificado por el artículo 3 de la Resolución 101-17 de 2023) y los numerales 4 y 5 del artículo 17 de la Resolución UPME 528 de 2021, toda vez que no se cumplió con los plazos establecidos en los incisos 5 y 6, es decir, la UPME no asignó la posición correspondiente al Proyecto dentro de los términos dispuestos, como tampoco se emitió el concepto de conexión para proyectos fila 1 en el respectivo año calendario.

Este retardo se configura como una dilación injustificada en el proceso de evaluación afectando la estabilidad operativa y financiera del solicitante. Se cita: Incisos 5 y 6 del artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021, con la aclaración que el plazo fue modificado por el artículo 3 de la Resolución 101-17 de 2023,

(...)

- La UPME NO publicó la respectiva posición asignada a cada proyecto en las filas 1 y 2 en el término oportuno, es decir, el 5 de abril de 2024 tal como lo estableció la norma citada.

- Aún más grave, siendo conscientes de la relevancia que representa para cualquier proyecto de energía, en este caso, para el Proyecto, identificar cuál fue la fila que le fue asignada, la UPME incumplió el plazo previsto en el literal b del artículo 3 de la Resolución 101-17 de 2023 y no publicó ninguna asignación de filas (1 o 2), lo cual generó 2 efectos de suma gravedad:

(...)

En síntesis, de lo expuesto, la UPME atentó contra el derecho fundamental del debido proceso del Promotor del Proyecto, en la medida en que no publicó la asignación de la fila 1 y 2 en el momento oportuno, sin justificación alguna y, además, eso ocasionó que el Promotor no fuese oído durante toda la actuación, se presentara una dilación injustificada y no se ejercieron los derechos de defensa y contradicción, garantías mínimas que debe cumplir cualquier procedimiento administrativo. (...)."

Como se ha mencionado, en relación con los argumentos del recurrente sobre la dilación supuestamente injustificada y el incumplimiento de plazos regulatorios, es menester recordar que esta Unidad debía realizar el análisis de fondo de todos y cada uno de los estudios realizados en las más de 1700 solicitudes recibidas por esta Unidad para el ciclo 2 de asignación. Lo anterior excedió la capacidad operativa de la UPME. Por esto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 101 071 de 2025, suspendió el calendario anual de radicación para el ciclo 3 de solicitudes de asignación de capacidad de transporte y otorgó, máximo, doce meses para culminar el procedimiento actual.

Además, debe recordarse que los términos dispuestos para llevar el procedimiento de asignación de capacidad son perentorios, pero no preclusivos. Esto es, los mismos no

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

restringen la competencia con la que cuenta la UPME para tomar las respectivas decisiones sobre las solicitudes de conexión presentadas por los interesados. Esto es así, teniendo en cuenta que la asignación de capacidad de transporte es un procedimiento cíclico, así como lo previó la Resolución CREG No. 075 de 2021. Esto significa que es necesario terminar la asignación de un ciclo antes de iniciar la evaluación de las solicitudes allegadas en el siguiente ciclo.

Cabe reiterar que dichos retrasos no obedecen a una actuación arbitraria o caprichosa por parte de la Entidad, sino más a la serie de ajustes en las capacidades técnicas, operativas y de recurso humano que se han tenido que hacer para cumplir con el proceso de asignación de capacidad. Prueba de ello es que, en más de una oportunidad, el regulador ha accedido a modificar los plazos del cronograma, conscientes de las dificultades que han rodeado los procesos de asignación. Así las cosas, contrario a lo afirmado por el promotor, las dilaciones experimentadas en el proceso de asignación de capacidad del ciclo 2 no son injustificadas y en todo caso aquello no es óbice para modificar la decisión adoptada objeto de reproche en el presente asunto.

Frente a lo anterior, cabe aclarar que, la Unidad garantizó el derecho al debido proceso de los promotores. Esta Unidad no vulneró los principios enunciados, toda vez que, la emisión de un concepto sin capacidad asignada está contemplada en el procedimiento cuando los proyectos no cumplen los criterios técnicos para la asignación en la primera o segunda etapa. Así, tampoco se evidencia una mezcla indebida de etapas, ya que el proceso fue secuencial y fundamentado, pues aquellos proyectos que no hicieron parte de la solución más idónea para el sistema desde la primera etapa prevista en el procedimiento de asignación de capacidad contemplado en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022 debían recibir un concepto sin capacidad aprobada. En todo caso, esta decisión fue puesta a consideración de los interesados a quienes se les garantizó su derecho a la contradicción y la defensa mediante los recursos previstos en los artículos 74 y siguientes del CPACA.

Ahora, el hecho de que el procedimiento de asignación de capacidad no terminara con la emisión de la Resolución UPME 157 de 2025, no significó violación alguna por parte de esta Unidad al procedimiento previsto en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022. En todo caso, cabe resaltar que la emisión de un concepto sin capacidad asignada es válida conforme a dicha circular, cuando los proyectos no cumplen los requisitos técnicos para la asignación en las etapas previstas. Esta Unidad actuó dentro de sus facultades al emitir la Resolución UPME 157 de 2025, basándose en criterios técnicos objetivos, sin incurrir en arbitrariedad, por lo que no son de recibo los argumentos aquí propuestos por los recurrentes.

4.12.1.3. De la supuesta violación al debido proceso en relación con las propuestas de expansión presentadas por los promotores

Aunado a lo anterior, los promotores afirmaron que la UPME, supuestamente, transgredió el artículo 209 de la Constitución que rige la función administrativa, toda vez que, según ellos, no publicó ni evidenció en ninguno de los documentos técnicos que hacen parte y fundamentaron la Resolución UPME 157 de 2025 y los análisis técnicos relacionados con la misma.

Para sustentar su argumento afirmaron lo siguiente:

"(...) Sin embargo, como se evidencia en la parte motiva de la Resolución UPME No. 000157 de 2025 y en cada uno de sus insumos técnicos que fueron publicados en la página oficial de la UPME, la entidad NO publicó las propuestas de expansión para determinar que el Proyecto requería obras de expansión y, además, omitió por completo exponer el análisis que permite entrever por qué el Proyecto requiere obras de expansión.

En ese sentido, una de las etapas clave del proceso de clasificación solicitudes, como lo es la asignación de filas 1 y 2, que además no se publicó de acuerdo con el plazo establecido, adolece también de falta de información y publicidad, en la medida en la que el Promotor del

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Proyecto, hasta este punto, desconoce cuál fue el análisis que realizó la UPME para determinar su asignación en fila 1. (...)."

Conforme lo anterior, esta Unidad responde a lo afirmado por los promotores, refiriéndose a lo establecido en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021:

"(...) Para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:

- a) Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.*
- b) Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN."*

En este contexto, los proyectos clasificados en Fila 1 corresponden a aquellos que, bajo las condiciones actuales del sistema y que, con las obras de expansión aprobadas, sobrepasan las restricciones identificadas por la UPME, lo que impide su conexión debido al agotamiento de la capacidad disponible. Además, no existen actualmente obras de expansión aprobadas que permitan mitigar esta situación. Con el objetivo de reducir dichas restricciones, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024, lo que posibilita la incorporación en el proceso de asignación de las obras estructurales aprobadas mediante la Resolución UPME 727 de 2024, que establece el primer paquete de obras urgentes, así como las actualizaciones reportadas por los transportadores.

Por lo tanto, todos los proyectos clasificados en Fila 1 son considerados, en la actualidad, no viables, ya que no existen proyectos aprobados que permitan su conexión al SIN.

También afirmaron lo siguiente:

"(...) Sin embargo, al detallarse cada uno de los insumos técnicos que hacen parte de la Resolución objeto de reposición, NO se evidencia en ninguno de ellos el cumplimiento del procedimiento o los análisis requeridos en el numeral 6.4.2. de la Circular Externa No. 000057 de 2022. (...)."

En relación con las obras de expansiones presentadas por el interesado y que no fueron evaluadas por la UPME, se hace necesario traer a colación lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 075 de 2021:

"ARTÍCULO 6. ESTUDIO DE CONEXIÓN Y DE DISPONIBILIDAD DE ESPACIO FÍSICO. El interesado en la asignación de capacidad de transporte para un proyecto clase 1 deberá realizar un estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico, en el que se analicen diferentes alternativas para conectarse al SIN. Si dentro de las alternativas de conexión identificadas por el interesado está la de expandir activos de uso del sistema, el interesado deberá incluir, por lo menos, una alternativa que considere conectar el proyecto a una subestación existente. (...)."

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 las expansiones del SIN:

"Anexo: Parámetros técnicos y eléctricos. Incluye los parámetros técnicos y eléctricos de los activos de conexión requeridos en el proyecto, tales como longitudes, capacidades, impedancias, pérdidas y demás elementos necesarios para la simulación, en sus unidades reales. Adicionalmente, en caso de que el proyecto proponga expansiones en el SIN, se deben reportar las características básicas de dichos activos de uso."

De lo anterior se desprende que, si bien los interesados pueden considerar y presentar expansiones en el SIN necesarias para la conexión de un proyecto, la potestad de la Unidad para ejecutar una expansión en el SIN está sujeta a las reglas establecidas en la regulación. En este sentido, dicha potestad solo podrá ejercerse en los siguientes escenarios: (i) aprobación del plan de inversiones presentado ante la CREG por el Operador de Red, (ii) manifestación de interés del Operador de Red en ejecutar la obra o

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

(iii) proceso de selección a través de convocatoria pública realizada por la UPME para proyectos del STR y/o STN. 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:

"3.2.2 Responsabilidad del OR en la planeación de su sistema: El 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."

Considerando lo anterior, la expansión propuesta por los interesados no pudo ser tenida en cuenta en el análisis realizado por la UPME, 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 cumplían con los parámetros normativos establecidos para ser consideradas válidas en el proceso. Es así como, contrario lo dicho por los promotores, no hubo una falta de análisis e información técnica relevante, toda vez que el fundamento técnico se basó en un análisis técnico riguroso, sin vulnerar derechos ni exceder las competencias de la Unidad.

4.12.2. Argumentos técnicos

4.12.2.1. De la supuesta ausencia de un análisis específico del proyecto por parte de la UPME y consideraciones técnicas omitidas

Los promotores argumentan en este punto lo siguiente:

"(...) La UPME no ha presentado un análisis detallado y particular sobre el Proyecto en cuestión. En su evaluación, ha considerado como premisa fundamental la importación de 450 MW desde Ecuador, un supuesto que, si bien es posible, resulta poco viable en el contexto actual y en los años de horizonte del Proyecto. Esta hipótesis de importación masiva de energía genera una saturación en las líneas de transmisión y transformadores, lo que impacta directamente en las restricciones identificadas. (...)."

En el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte, la Unidad como entidad responsable de dicho proceso en el SIN, ha puesto a disposición del público general la información técnica que respalda la evaluación realizada en el segundo ciclo de asignación.

Como parte de este ejercicio de transparencia, se publicaron los siguientes documentos:

- 1 Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones del área Antioquia – 2024.
- 2 Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia-Chocó – 2025.
- 3 Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024.
- 4 Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó – B3 – 2024, compuesto por cuatro partes.

De manera particular, en los documentos de clasificación se presenta una descripción detallada de cada solicitud evaluada, incluyendo su impacto sobre las variables de capacidad por barra, capacidad por zona y capacidad remanente de cortocircuito. Esta información permite a cada promotor conocer los motivos técnicos por los cuales su proyecto fue o no priorizado por el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC).

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Los promotores afirmaron también que, supuestamente, existieron inconsistencias en la evaluación de la Unidad, por tanto, solicitaron la revisión y reconsideración del análisis realizado, en el cual se garantizaran:

- "(...)
- *La aplicación de criterios uniformes y consistentes con estudios previos.*
 - *La eliminación de supuestos poco realistas, como la importación masiva de energía desde Ecuador, que distorsionan el análisis técnico.*
 - *La ponderación de los beneficios ambientales y económicos de permitir la generación renovable en la región, evitando decisiones que favorezcan el uso de tecnologías más contaminantes. (...).*"

Al respecto, la priorización de los proyectos se realizó por medio de un modelo de optimización lineal entero mixto (MILP, por sus siglas en inglés) que, para el caso del proceso de asignación de capacidad de transporte de la UPME, fue el MACC. La función objetivo de este modelo es maximizar los beneficios del sistema sujeto al cumplimiento de las siguientes tres restricciones técnicas:

- (i) capacidad por barra
- (ii) capacidad de cortocircuito excedente
- (iii) capacidad por zona

En referencia a lo anterior, un proyecto solo se considera viable si cumple con estas tres restricciones. No obstante, es importante señalar que el MACC no se basa exclusivamente en el cumplimiento de estas restricciones técnicas para asignar capacidad de conexión. Según el procedimiento establecido por la UPME, el MACC tiene como función objetivo maximizar los beneficios netos para el SIN, considerando aspectos, tanto técnicos como económicos. Esto implica que, cuando varios proyectos cumplen con los requisitos técnicos, la priorización se realiza con base en los beneficios netos que cada proyecto aporta al sistema, calculados a partir de lo siguiente:

- Beneficios por emisiones evitadas de CO₂
- 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
- Beneficio por estado de los trámites ambientales

En este contexto, los beneficios ambientales también son tenidos en cuenta dentro del proceso de asignación, al considerar el impacto positivo de los proyectos de generación en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, como el CO₂, lo cual está alineado con los objetivos de política energética y sostenibilidad del país. Por lo tanto, las solicitudes aquí propuestas por los promotores ya se tuvieron en cuenta por esta Unidad, lo cual resultó en las decisiones tomadas en la resolución recurrida.

4.12.2.2. Peticiones presentadas

Finalmente, los promotores solicitaron:

"PRIMERA. REPONER lo resuelto en la Resolución UPME No 000157 de 2025 y determinar como proyecto priorizado (...)

SEGUNDA. Que la UPME no desestime la Alternativa radicada por el Promotor, y en consecuencia aplique el Modelo de lo Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) al Proyecto bajo las mismas premisas en las que se evaluaron los demás proyectos presentados (Capacidad de barra, capacidad de zona, aportes de cortocircuito a las mismas subestaciones y pérdidas reportadas) y en consecuencia DETERMINE el presente Proyecto priorizado para la asignación de transporte del área Antioquia-Chocó.

(...)

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

CUARTA. En subsidio se CONCEDA el RECURSO DE APELACIÓN ante el inmediato superior administrativo o funcional, el Director General de la UPME, con el mismo propósito del recurso de reposición."

Al respecto, no es posible acceder a la solicitud presentada por el recurrente, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del proceso de asignación de capacidad de transporte (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), así como en el presente acto administrativo, esta Unidad ha actuado conforme a la normativa vigente, en consecuencia, no se repondrá la resolución por las razones esgrimidas por los recurrentes contra la Resolución UPME 157 de 2025; sin embargo, se concederá el recurso de apelación impetrado.

4.13. Análisis de los recursos interpuestos por el promotor del siguiente proyecto

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
LEDAÑA 8	200 MW	20251500043212

El promotor expuso su inconformidad en tres argumentos, como se muestra a continuación:

4.13.1. Argumentos presentados en el recurso

4.13.1.1. Sobre la capacidad excedente de cortocircuito

El promotor alegó que, de acuerdo con su estudio de conexión presentado ante la UPME la alternativa SC_2668_A1 su proyecto no supera la capacidad nominal de cortocircuito en las subestaciones Sogamoso y Primavera 230 kV, con aportes de corriente de 0.0kA, así:

"(...) Conforme a lo indicado en el estudio de conexión y presentado con la Alternativa 1 (A1), correspondiente a la solicitud SC_2668_A1, con los aportes de corriente de cortocircuito del proyecto no se sobrepasa la capacidad nominal de cortocircuito en las subestaciones Sogamoso 230 kV y Primavera 230 kV, los aportes de corriente de cortocircuito del proyecto en estas subestaciones son de 0,0 kA.

Es importante resaltar que los valores máximos de cortocircuito tienen en cuenta el despacho coincidente de todas las plantas de generación operativas a partir del año 2028 y considera que las fallas simuladas y los resultados obtenidos se presentan en barras de subestaciones y a partir de este punto las corrientes de cortocircuito se dividen o se distribuyen a través de los diferentes circuitos, ramales y/o diámetros de las subestaciones; por lo anterior las corrientes que circularán a través de los equipos de potencia (Interruptores, seccionadores, PT y CT) no superarían las capacidades de cortocircuito de los mismo.

Así mismo, se debe considerar que la planta Fotovoltaica Ledaña 8 solo estará en operación durante los periodos de demanda media, en los cuales no estarán aportando corriente de cortocircuito todas las plantas de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional y que solo lo podrían hacer en periodos de demanda máxima. (...)."

Como se puede observar en la Tabla 16 del informe general, titulada "Resultados cortocircuito subestaciones a 115 kV, 230 kV y 500 kV en el área de influencia [kA]" y, contrario a lo manifestado por el recurrente, la conexión del proyecto identificado con el código SC_2668, bajo su alternativa uno, genera un impacto técnico en los niveles de cortocircuito de la subestación Primavera 230 kV, específicamente en el valor del cortocircuito trifásico, el cual se incrementa de 28.92 kA a 29.02 kA. Dado que la subestación Primavera 230 kV presenta agotamiento en su capacidad remanente de cortocircuito, conforme a los análisis de la UPME con corte al 20 de agosto de 2024, cualquier incremento adicional representa una afectación directa sobre una restricción estructural del sistema.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Finalmente, cabe señalar que, 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.

En consecuencia, la alternativa de conexión propuesta no puede ser considerada técnicamente viable dentro del proceso de asignación de capacidad de transporte, al incumplir con la restricción de cortocircuito establecida en el MACC.

4.13.1.2. Sobre la capacidad por barra y por zona

El promotor afirmó que, en el análisis y comparación de la capacidad de transporte solicitada por la alternativa de conexión SC_2668_A2 y la capacidad de barra y zona en la subestación Primavera 230 kV, se debe considerar que por tratarse de un proyecto de generación fotovoltaico, este inyectará energía al sistema únicamente en el escenario de demanda media, en los otros escenarios de demanda no podrá generar por no disponer del recurso solar y que no dispondrá de ningún sistema de acumulación de energía. Además, afirmó:

"(...) Por otra parte, no obstante y en caso que el Transportadores que representa la subestación Sogamoso hayan manifestado que no es viable la conexión del proyecto debido a que no existe espacio disponible al interior de la subestación para las ampliaciones a 500 kV y 230 kV, se sugiere tener en cuenta lo indicado en el Informe de Viabilidad Física aportado con la solicitud de capacidad, en cual se confirma que existen predios alrededor de la subestación disponibles y gestionables para realizar las obras de expansión, soportado en la información publicada por los transportadores en el repositorio de la UPME. (...)."

Al respecto, cabe señalar que, conforme a lo dispuesto en la Tabla 108 del "Informe de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones de la subárea Antioquia – 2024", en la cual se consignan los "Datos de capacidad por barra resultante de Primavera 220 para cada año del horizonte de planeación", la capacidad de transporte de dicha subestación se encuentra limitada a alrededor de 10 MW a partir del año 2027, debido a las restricciones identificadas en el escenario de generación G0 con demanda media. En ese sentido, la alternativa de conexión SC_2668_A2 propone la conexión de 200 MW de nueva generación a una subestación cuya capacidad de transporte disponible es del orden de 10 MW, situación que incrementaría de manera significativa las restricciones previamente identificadas bajo las condiciones de despacho y demanda analizadas.

Respecto a la indisponibilidad de espacio físico en la subestación Sogamoso 500/220 kV, manifestada por el transportador en los comentarios remitidos mediante el Sistema Único de Usuarios (SUU), es importante aclarar que la Resolución UPME No. 157 de 2025, objeto del presente recurso, únicamente resolvió la solicitud de asignación de capacidad de transporte para el proyecto identificado con el código SC_2668 bajo la alternativa uno, la cual contempla su conexión a la subestación Primavera 500 kV.

En este sentido, los comentarios sobre la subestación Sogamoso y los escenarios de entrega de energía por parte de la planta no son procedentes en el marco de este recurso, toda vez que dicha alternativa fue analizada en otra área operativa y no hizo parte de la decisión adoptada en la resolución recurrida.

4.13.2. Peticiones presentadas

Finalmente, el promotor solicitó:

"PRIMERA: Realizar la revisión y ajustes requeridos al documento "Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

de Conexión (MACC) para el área Antioquia-Choco" soportado en las justificaciones aportadas en el numeral IV Justificación del Recurso.

SEGUNDA: Modificar o dar alcance a la Resolución No. 000157 del 12 de febrero de 2025 con radicado UPME No. 20251020001575 incluyendo las solicitudes SC_2668_A1 y SC_2668_A2, asociadas al proyecto Ledaña 8, en el Artículo Segundo de la citada resolución como PROYECTO PRIORIZADO para la asignación de capacidad de transporte en la subárea Antioquia-Chocó, como consecuencia de la prosperidad de los argumentos expuestos en la sustentación del recurso de REPOSICIÓN."

Al respecto, no es posible acceder a las solicitudes presentadas por el recurrente, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del proceso de asignación de capacidad de transporte (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), así como lo expuesto en este acto administrativo, esta Unidad ha actuado conforme a la normativa vigente, por lo que no resulta procedente modificar la Resolución UPME 157 de 2025 en las maneras propuestas por el recurrente.

4.14. Análisis de los recursos interpuestos por promotores de los siguientes proyectos

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
PCH YEGUAS	5,2 MW	20251500043472

4.14.1. Argumentos presentados

El recurrente argumentó que la Resolución UPME 157 de 2025, supuestamente, contiene vicios en la motivación del acto administrativo al no concebir de manera idónea, frente a la parte interesada, los parámetros bajo los cuales se adoptó el MACC para el área Antioquia-Chocó, pues el promotor, afirmó que otros aspectos relevantes antes de la aplicación de este modelo. Adicional a lo anterior, el promotor hizo una explicación de la aplicación de varios conceptos jurídicos para fundamentar su inconformidad, los cuales pueden agruparse de la siguiente manera:

4.14.1.1. Sobre la supuesta falsa motivación del acto administrativo

El recurrente alegó que la Resolución UPME 157 de 2025 incurrió en una supuesta falsa motivación al basarse en información imprecisa del MACC, configurando vicios de nulidad, de acuerdo con su inconformidad en hechos inexistentes, indebidamente apreciados, irrelevantes o inconducentes, y afectando la validez del acto.

Esta Unidad refuta este argumento, destacando que el acto recurrido está debidamente motivado, conforme el artículo 42 del CPACA, entre otros, con el "Informe de resultados obtenidos en la primera fase del análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el MACC para el área Antioquia-Chocó", en el cual se detallaron los criterios técnicos aplicados, incluyendo la capacidad de barra y los niveles de cortocircuito excedente. Como se evidenció allí, para la solicitud SC_2023_5199, ambas alternativas (Abejorral 13,2 kV y Santa Bárbara 44 kV) fueron evaluadas y no cumplieron los criterios de capacidad de barra (0 MW disponibles tras priorización) ni de cortocircuito excedente, según el "Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones del área Antioquia - 2024" y el "Reporte de capacidad cortocircuito excedente SIN 2023-2024". Estos resultados se basan en hechos reales, relevantes y conducentes, derivados de un análisis técnico conforme al Anexo 1 de la Circular UPME 057 de 2022, desvirtuando las causales de falsa motivación invocadas.

4.14.1.2. Sobre la supuesta violación del debido proceso y principios de seguridad jurídica y confianza legítima

El recurrente sostuvo que la UPME vulneró el debido proceso al no garantizar publicidad y al aplicar el MACC con datos imprecisos, afectando la confianza legítima del promotor, quien esperaba la asignación de conexión tras cumplir los requisitos de completitud.

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

La UPME aclaró que se respetó el debido proceso, conforme al artículo 3 de la Ley 1437 de 2011. La Resolución 157 de 2025 fue notificada el 13 de febrero de 2025, dentro de los términos legales, y los resultados del MACC fueron publicados en los memorandos con radicados UPME No. 20251520008803 y No. 20251520010993, garantizando el principio de publicidad. El recurrente tuvo acceso a estos informes y ejerció su derecho de defensa al presentar este recurso, considerando que a los interesados se les ha garantizado la oportunidad de pronunciarse sobre cada decisión tomada por esta Unidad en el proceso de asignación de capacidad, incluso solicitando completitudes de solicitudes a ciertos promotores. Esto sin mencionar que la Unidad también ha publicado los valores asociados a los criterios que tiene en cuenta el MACC para la evaluación de cada solicitud para cada área eléctrica. En ese sentido, se les ha proporcionado a todos los interesados la información necesaria para que puedan ejercer plenamente su derecho al debido proceso, como, en efecto, lo hicieron.

Respecto a la confianza legítima, dicho principio legal prevé que la administración no le cambie las condiciones a los administrados respecto a sus solicitudes y/o trámites. Cabe aclarar que la Unidad se ha ceñido a los criterios dispuestos en la Resolución CREG 075 de 2021 y la Circular Externa UPME 057 de 2022 para el procedimiento de asignación de capacidad de transporte. En ese sentido, no ha cambiado las reglas del juego para los interesados en ningún momento y ha velado, como es su deber, por la seguridad y confiabilidad del sistema teniendo en cuenta su estado actual. No por esto se puede entender que se le ha violentado de manera alguna al recurrente su derecho a la garantía del principio de la confianza legítima. Esto, teniendo en cuenta que el hecho de que haya presentado una solicitud completa no significa que tenga un derecho adquirido de recibir asignación de transporte. Como se ha expuesto anteriormente, la priorización de proyectos depende de la evaluación técnica competitiva del MACC, conforme a la Resolución CREG 075 de 2021. Así las cosas, la UPME actuó con base en información actualizada del SIN, optimizando la asignación de capacidad en beneficio del interés general, sin vulnerar los principios de seguridad jurídica ni buena fe.

Por lo anterior, estos argumentos presentados por los recurrentes no son de recibo.

4.14.1.3. Sobre la nulidad por falta de publicidad

El recurrente argumenta que la falta de publicidad en los parámetros del MACC constituye un vicio de nulidad, afectando la validez del acto administrativo. Al respecto, esta Unidad reitera que los parámetros y resultados del MACC son públicos, conforme al principio de publicidad del artículo 209 de la Constitución Política. Los informes técnicos detallan las capacidades de barra, los niveles de cortocircuito y los criterios de priorización, disponibles en la ventanilla única de la UPME. Además, la Circular Externa UPME 057 de 2022 no exige la divulgación de datos confidenciales de otros promotores, pero garantiza la reproducibilidad del modelo mediante parámetros generales y resultados agregados. El recurrente no demostró cómo la supuesta falta de publicidad afectó su derecho de contradicción, dado que tuvo acceso a la información relevante para sustentar su recurso.

4.14.1.4. Sobre la viabilidad técnica de la Alternativa A2

El recurrente afirmó que el estudio de conexión demuestra que la Alternativa A2 (Santa Bárbara 44 kV) es viable sin requerir obras de expansión en el SIN, solicitando su reclasificación en Fila 2.

"(...)1. De acuerdo con el sustento técnico presentado, se concluye que el Proyecto PCH Yeguas de 5.2 MW Alternativa (2), se puede conectar a la Subestación Santa Bárbara, sin que se sobrepase el nivel de cortocircuito máximo de la misma y sin requerir obras de expansión en el SIN.

2. Por lo tanto, el Proyecto Yeguas, se debe reclasificar en la Fila 2: "Proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN. (...)."

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

En este punto, cabe recordar que, esta Unidad, como planificador del SIN, tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico colombiano. En cumplimiento de esta función, la UPME realiza sus propios estudios técnicos para validar que todas las solicitudes de conexión cumplan con los lineamientos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995). Además, el artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021 aclara que:

"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."

Esta disposición tiene como objetivo asegurar una única interpretación técnica oficial, en aquellos casos donde puedan presentarse diferencias entre los resultados obtenidos por los promotores, los transportadores y la UPME.

Ahora bien, para el caso concreto, es importante señalar que los comentarios técnicos del transportador Empresas Públicas de Medellín (EPM), reportados a través del Sistema Único de Usuarios (SUU), coinciden en identificar restricciones asociadas a la conexión del proyecto. En el documento remitido se argumenta que:

"(...) Para la alternativa de conexión a la subestación Santa Bárbara, no se cuenta con espacio utilizable para la conexión del proyecto sin intervenir la totalidad de la subestación. Por otra parte, EPM no ha contemplado dentro de su plan de inversiones la normalización de la subestación Santa Bárbara a nivel de 44 kV para posibilitar la conexión de una nueva bahía. Por tal motivo no se acepta la conexión a Santa Bárbara 44 kV. (...)."

Estos escenarios son consistentes con los identificados por la UPME en su evaluación técnica del sistema, lo que refuerza que la no priorización del proyecto PCH Yeguas de 5,2 MW se fundamenta en restricciones reales del sistema bajo condiciones de operación crítica. En consecuencia, no se configura contradicción entre los análisis de la UPME y los del transportador. Por el contrario, ambos coinciden en que la conexión del proyecto, en las condiciones actuales, no es técnica ni operativamente viable.

Es importante precisar lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021, el cual establece que:

"(...) Para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:

- a) Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.*
- b) Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN."*

En este contexto, los proyectos clasificados en Fila 1 corresponden a aquellos que, bajo las condiciones actuales del sistema y con las obras de expansión aprobadas, sobrepasan las restricciones identificadas por la UPME, lo que impide su conexión debido al agotamiento de la capacidad disponible. Cabe aclarar que, con el objetivo de reducir dichas restricciones, esta Unidad aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024, lo que posibilita la incorporación en el proceso de asignación de las obras estructurales aprobadas mediante la Resolución UPME 727 de 2024, que establece el primer paquete de obras urgentes, así como las actualizaciones reportadas por los transportadores. No obstante, no existen actualmente obras de expansión aprobadas que permitan mitigar esta situación.

De la misma manera, esta Unidad niega la petición hecha por el recurrente, toda vez que, con el recurso no se aportan en la solicitud elementos nuevos o pruebas suficientes que desvirtúen los resultados del análisis técnico ni justifiquen la reclasificación del proyecto en la Fila 2, considerando las condiciones actuales del SIN y los requisitos para la priorización en el área de Antioquia-Chocó.

4.14.2. Peticiones Presentadas

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitó el promotor:

"Teniendo en cuenta lo expuesto, amablemente solicitamos a la Subdirección de Energía Eléctrica de la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME-, REPONER, en el sentido de modificar, aclarar y/o adicionar la Resolución UPME No. 000157 del 12/02/2025 y, como consecuencia de ello, proceder con reclasificar en la Fila 2: 'Proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN', con el fin de viabilizar y priorizar la conexión de generación del proyecto PCH Yeguas de 5,2 MW, asociada a la solicitud SC_2023_5199_A (2), con fecha de completitud del 2023-11-22 15:01:00, localizada en el municipio de Abejorral, departamento de Antioquia."

Por lo expuesto en este capítulo, no se concederá la solicitud de reponer la Resolución UPME 157 de 2025 en los términos solicitados por el recurrente.

4.15. Análisis del recurso interpuesto por el promotor del siguiente proyecto

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
AURES ALTO	9,9 MW	20251500044362

4.15.1. Argumentos del recurso

4.15.1.1. Sobre la supuesta motivación indebida

El recurrente afirmó que la Resolución UPME 157 de 2025 incurrió en una en falsa motivación, al basarse, según la consideración del recurrente, en hechos no probados o erróneamente interpretados, particularmente, en relación con la capacidad de barra de la subestación Sonsón 110 kV y la capacidad de cortocircuito excedente, sobre los cuales se fundamentó no corresponden con la realidad técnica de las restricciones del SIN.

Así mismo, planteó lo siguiente:

"(...) Lo anterior es argumentado por la UNIDAD, la cual expresa que no existe capacidad de barra en la subestación Sonsón 110 kV para el horizonte de planeación del proyecto. Este argumento no es suficiente, puesto que, no indica a qué obedece la falta de capacidad de la barra; además, no brinda los motivos que sustentan el análisis que da como resultado la NO VIABILIDAD, materializando así la falta de motivación del acto administrativo.

Aunado a la anterior, al revisar el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia - Chocó - B3 - 2025 - P2" el cual hace parte de la Resolución UPME 000157 de 2025, se encuentra que para la subestación Sonsón 110 kV se presentaron cuatro (4) alternativas de conexión de las cuales no se priorizó ninguna por el estado de capacidad de la barra.

Lo anterior, basado en el siguiente argumento: 'En el caso anterior se observa que la capacidad por barra es igual a 0 dado que, desde los comentarios presentados por transportador, se identificó que la subestación Sonsón 110 kV no cuenta con disponibilidad de espacio físico para la conexión de nuevos proyectos.'

La UNIDAD para realizar el análisis de capacidad de barra debió tener en cuenta el 'Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones de la subárea Antioquia - 2024', toda vez que en él se indica que la capacidad de barra en la subestación Sonsón 110 kV para el año 2027 es de 19.50 MW, mientras que el proyecto PCH Aures Alto es de 9,9MW, y en ese orden de ideas la barra cuenta con capacidad.

(...)

Como consecuencia de lo anterior, lo argumentado por la UNIDAD, la cual expresa que no existe capacidad de barra en la subestación Sonsón 110 kV para la planeación del proyecto, no es suficiente, puesto que, dicho argumento no indica a qué obedece la falta de capacidad de la barra, por lo tanto, no existe soporte para la decisión tomada por la UNIDAD. Esta falta de motivación de la Resolución vulneró el derecho al debido proceso y el derecho de defensa de Hidroeléctricas del Rio Aures S.A E.S.P. Se hace imperativo entonces que para evaluar la solicitud de conexión de la PCH Aures Alto de 9,9 MW, la UPME subsane las deficiencias en

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

materia de argumentación, pues en el acto administrativo no se encuentra el detalle de cómo se determinó la no existencia de capacidad en barra. Simplemente la UNIDAD se limita a decir NO SATISFACE, siendo esto una razón insuficiente pues no es clara en sí misma. (...)."

Respecto de lo anterior, el proceso de asignación de capacidad de transporte contempla la presentación de dos estudios por parte de los promotores: (i) el estudio de conexión, en el cual se evalúa la viabilidad técnica de conectar el proyecto al SIN; y (ii) el estudio de disponibilidad de espacio físico, que expone las condiciones de infraestructura en la subestación propuesta para la conexión. De acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la Resolución CREG 075 de 2021, dichos estudios deben elaborarse considerando la información disponible en la Ventanilla Única (VU), con base en los datos más actualizados del sistema.

Como parte del procedimiento de asignación de capacidad de transporte, se adelanta una etapa de revisión por parte de los transportadores involucrados, quienes son los responsables de verificar y pronunciarse sobre la información técnica contenida en los estudios presentados por los promotores. Es precisamente en esta etapa que los transportadores tienen la facultad de manifestar si los resultados presentados en el estudio de disponibilidad física son válidos o no, en función de la realidad técnica de los activos bajo su administración. Es importante resaltar que los transportadores del SIN son los responsables de la operación y mantenimiento de las subestaciones del sistema y, en tal sentido, cuentan con información actualizada y de primera mano sobre la disponibilidad de espacio físico en dichas instalaciones. Por tanto, son los actores idóneos para emitir concepto técnico sobre la viabilidad física de nuevas conexiones.

En este contexto, si un transportador informa que no existe espacio disponible en una subestación para la conexión de nuevos proyectos, esta observación debe ser considerada por la UPME, ya que tiene implicaciones directas sobre la posibilidad de asignar capacidad de transporte. En el caso concreto, en cuanto a la evaluación de la disponibilidad de espacio físico, EPM, el transportador afirmó lo siguiente:

"La subestación no cuenta con disponibilidad de espacio físico que permita la conexión en el nivel de tensión de 110 kV, los espacios disponibles se encuentran reservados para la conexión de otros proyectos de generación con capacidad de transporte asignada."

Cuando se le preguntó si al interior de la subestación en evaluación se cuenta con disponibilidad de espacio físico para la conexión del proyecto presentado por el interesado el transportador informó que: *"No se cuenta con espacio. El espacio identificado hace parte de la futura expansión de la subestación y otras conexiones de generación aprobadas por la Unidad."* Así mismo, en relación sobre si se contaba con espacio alrededor de la subestación evaluación el promotor afirmó que: *"El espacio físico alrededor de la subestación está limitado por las condiciones topográficas de los predios circundantes, vías urbanas y por las servidumbres de las líneas eléctricas que llegan a la subestación."* Ignorar esta información podría derivar en la asignación de capacidad en un punto del sistema que no cuenta con condiciones físicas para viabilizar dicha conexión, lo cual negaría el acceso al derecho adquirido por el promotor.

Adicionalmente, cabe aclarar que la afirmación de "NO SATISFACE" está respaldada por los informes técnicos, que son públicos y accesibles, asegurando los principios de transparencia y publicidad. Como parte de este ejercicio de transparencia, se publicaron los siguientes documentos:

- 1 Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones del área Antioquia – 2024.
- 2 Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia-Chocó – 2025.
- 3 Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024.
- 4 Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó – B3 – 2024, compuesto por cuatro partes.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

De manera particular, en los documentos de clasificación se presenta una descripción detallada de cada solicitud evaluada, incluyendo su impacto sobre las variables de capacidad por barra, capacidad por zona y capacidad remanente de cortocircuito. Esta información permite a cada promotor conocer los motivos técnicos por los cuales su proyecto fue o no priorizado por el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). Por lo anterior, no procede el argumento expuesto por el recurrente.

De la misma manera, el promotor también afirmó que:

"(...) La UNIDAD expresa que existe aporte de corriente de cortocircuito del proyecto mediante la alternativa Sonsón 44 kV en las subestaciones anteriormente mencionadas. Al realizar una revisión de la capacidad excedente de cortocircuito (kA) para cada una de estas subestaciones en el documento 'Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)-2024', se evidencia una inconsistencia en los datos, debido a que en el reporte de cálculo de cortocircuito en este documento se exponen los valores con dos cifras decimales; mientras que el documento 'Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia- Chocó - B3 - 2024 - P4' presenta los valores de cortocircuito con tres cifras decimales, generando una variación a la alta en el resultado, lo que afecta negativamente la calificación del proyecto, ya que para determinar la existencia de cortocircuito es necesario que los datos puedan ser comparables, y en ese sentido se debe de tomar la misma cantidad de cifras decimales.

(...)

Así las cosas, no corresponde a un hecho probado por la UPME que exista aporte de corriente de cortocircuito en las subestaciones anteriores, toda vez que el análisis fue realizado con una toma de datos errónea y debe ser realizado nuevamente con los datos correctos, toda vez que el análisis carece de realidad fáctica. Al no contar con un parámetro igual para la validación, podría decirse que está evaluando un escenario que en el momento no existe. (...)."

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. Estos resultados se encuentran documentados en el informe titulado "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - 2024", en el cual se evidencia que, a partir de ciertos años del horizonte de análisis, los niveles de cortocircuito trifásico o monofásico superan la capacidad de interrupción de algunas subestaciones, lo que da lugar a una capacidad remanente nula (0.00 kA).

Cabe precisar que, si bien los resultados de capacidad excedente se presentan con dos cifras decimales, ello no impide realizar una comparación válida con otros valores que tengan un número mayor o menor de decimales. Cuando la capacidad excedente se reporta como 0.00 kA, se considera que la subestación se encuentra en condición crítica, por lo que cualquier valor de aporte del proyecto, por mínimo que sea, genera un incumplimiento del criterio técnico y, por tanto, una restricción estructural dentro del proceso de asignación de capacidad de transporte.

Así, la UPME considera que la decisión está debidamente motivada. El análisis técnico, detallado en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó - B3 - 2024 - P4" y el "Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones de el área Antioquia - 2024", demuestra que la subestación Sonsón 110 kV no cuenta con capacidad disponible para el horizonte de planeación 2024-2037, debido a limitaciones físicas reportadas por el transportador (falta de espacio físico) y a que la capacidad solicitada (9,9 MW) excede la capacidad disponible (0 MW tras priorización). Asimismo, el análisis de cortocircuito excedente indica que el proyecto supera los límites de interrupción en siete subestaciones para ambas alternativas de conexión, conforme al "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

(SIN) - 2024". Estos hechos, basados en datos técnicos verificables, desvirtúan los argumentos relacionados con una supuesta falsa motivación que fueron presentados por el recurrente.

4.15.1.2. Sobre las supuestas diferencias metodológicas en la evaluación de capacidad de transporte

El recurrente sostiene que el proyecto PCH Aures Alto debió clasificarse en fila 2, argumentando que no requiere obras de expansión en el SIN, así:

"(...) Para la asignación de capacidad de transporte en las solicitudes de conexión 2023-2024, la UPME aplicó la metodología IEC 60909-2016 para evaluar la capacidad en la subestación Sonsón 110 kV y 44 kV, lo que resultó en la no aprobación del punto de conexión. Sin embargo, en el Ítem No. 4 del documento de priorización de subestaciones, la misma UPME recalculó los niveles de cortocircuito aplicando la metodología ER G74, lo que mostró una reducción en el agotamiento de capacidad de interrupción en diversas subestaciones.

Esta diferencia en el enfoque metodológico genera un punto de reflexión importante:

- Si la UPME reconoce que la metodología ER G74 es más representativa de la realidad del sistema, ¿sería posible considerarla también para la asignación de capacidad de transporte?*
- La metodología IEC 60909-2016 tiende a ser conservadora y puede sobrestimar las corrientes de cortocircuito, limitando la conexión de nuevos proyectos de generación. (...)."*

Al respecto, cabe recordar que el documento "Informe de evaluación - Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito 2024", publicado por esta Unidad en el año 2024, fue desarrollado con el fin de servir como referencia de comparación respecto a la metodología para el cálculo de los niveles de cortocircuito definida en la norma IEC 60909 - 2016, con respecto a los resultados obtenidos con la implementación de la metodología ER G74 (método completo).

Conforme se establece en la Resolución CREG 047 de 2023, "características y contenido que deben tener los estudios de conexión y de disponibilidad de espacio físico a suministrar con la solicitud de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1", 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 encallamiento posible. En conclusión, la metodología empleada por la UPME en el cálculo de capacidad remanente de cortocircuito garantiza una evaluación rigurosa y alineada con la regulación vigente, contribuyendo a la seguridad, confiabilidad y estabilidad del SIN.

La UPME reitera que la clasificación en fila 1, conforme al numeral 6.3.1.3 de la Circular UPME 057 de 2022 y el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021, es correcta, ya que el proyecto no cumple con los criterios técnicos de capacidad de barra y cortocircuito excedente, lo que implica la necesidad de obras de expansión para garantizar la estabilidad del SIN. El estudio de conexión presentado por el recurrente no demuestra la viabilidad técnica de la conexión sin dichas obras y la evaluación de la UPME se basó en los parámetros establecidos en la normativa vigente.

4.15.1.3. Sobre la supuesta aplicación incorrecta del procedimiento y la supuesta violación de la confianza legítima

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

El recurrente argumentó que la UPME vulneró el principio de confianza legítima al no evaluar el proyecto con base en la información disponible en la ventanilla única al momento de la radicación.

Para soportar su argumento, afirmó:

"(...) Particularmente, al analizar los datos publicados por la UNIDAD, los proyectos anteriormente mencionados presentaron viabilidad técnica y por ende priorización para la asignación de capacidad. Se identifica en primera instancia, que la evaluación no se realizó bajo los mismos criterios que para el proyecto PCH Aures Alto de 9,9 MW, toda vez que solo evalúan 6 subestaciones en las cuales se analiza el cumplimiento del criterio de capacidad excedente de cortocircuito. Es por ello, que se puede concluir que no se aplicó correctamente el procedimiento de evaluación, ya que, según el FORMATO V3 es obligatorio reportar las subestaciones mínimas de la subárea Antioquia-Choco; en este orden de ideas, todos los proyectos debieron ser analizados por la UNIDAD, tomando las subestaciones mínimas de la subárea Antioquia-Choco y no 6, como se ve en los cuatro proyectos que se ilustraron anteriormente. (...)."

En cuanto a la información empleada por la UPME y proporcionada por los interesados en cada proyecto, es necesario destacar lo establecido en el artículo 55 de la Resolución CREG 075 de 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 acuerdo con lo anterior, la responsabilidad de presentar información conforme a las características exigidas por la regulación recae sobre los interesados. Adicionalmente, respecto a la información sobre aportes de cortocircuito utilizada por esta Unidad en los análisis de solicitudes de asignación de capacidad de transporte, es relevante lo señalado en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022:

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

Sin perjuicio de lo anterior, la Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Si bien algunos interesados no reportaron la totalidad de las subestaciones en las que su proyecto genera aportes de cortocircuito, ello no significa que el proceso de asignación sea desigual. A partir de la normativa citada, se concluye que esta entidad realizó los análisis correspondientes de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte bajo el supuesto de que cada una de ellas contenía información veraz y confiable.

Además, el recurrente afirmó lo siguiente:

"(...) Es así como, el proyecto PCH Aures Alto de 9,9 MW no debió ser clasificado en Fila 1, toda vez que en el momento de la radicación y de acuerdo con los resultados del estudio, no se indicó que este requiriera expansiones en el SIN. Por lo tanto, este proyecto debió estar en fila 2. (...)."

Es importante precisar lo establecido en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021:

"(...) Para efectos de aplicar el procedimiento, el responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de sus análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:

- a) Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.*
- b) Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN."*

En este contexto, los proyectos clasificados en Fila 1 corresponden a aquellos que, bajo las condiciones actuales del sistema y que, con las obras de expansión aprobadas, sobrepasan las restricciones identificadas por la UPME, lo que impide su conexión debido al agotamiento de la capacidad disponible. Como se ha dicho, con el objetivo de reducir dichas restricciones, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024, lo que posibilita la incorporación en el proceso de asignación de las obras estructurales aprobadas mediante la Resolución UPME 727 de 2024, que establece el primer paquete de obras urgentes, así como las actualizaciones reportadas por los transportadores. No obstante, no existen actualmente obras de expansión aprobadas que permitan mitigar esta situación. Por lo tanto, todos los proyectos clasificados en Fila 1 son considerados, en la actualidad, no viables, ya que no existen proyectos aprobados que permitan su conexión al SIN.

Esta Unidad aclara que la evaluación se realizó con estricta sujeción a la información técnica proporcionada por el recurrente y los datos actualizados del SIN, conforme a los principios de transparencia y reproducibilidad establecidos en la Circular UPME 057 de 2022. La información de la ventanilla única es dinámica y se actualiza periódicamente para reflejar las condiciones reales del sistema, lo que no constituye un cambio súbito de reglas, sino una aplicación razonable de la normativa. Por ende, no se configura una violación de la confianza legítima, ya que el recurrente tuvo acceso a los mismos criterios y procedimientos aplicados a todos los solicitantes.

4.15.2. Peticiones Presentadas

El promotor solicitó:

"1. REPONGA la Resolución en el sentido de revocar la decisión de no priorización del proyecto; y, en consecuencia,

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

- 2. EXPIDA una Resolución en la cual se evalúe el proyecto PCH Aures Alto de 9,9 MW con elementos fácticos reales e información de subestaciones de la zona de influencia del proyecto., tomando los datos reportados en Anexo 7, que son los mismo que están en el estudio de conexión.
- 3. En subsidio, EXPIDA la Resolución con la decisión de priorización del proyecto PCH Aures Alto de 9,9 MW."

No es posible acceder a las solicitudes presentadas por el recurrente, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del proceso de asignación de capacidad de transporte (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), así como lo expuesto en el presente acto administrativo, esta Unidad ha actuado conforme a la normativa vigente.

4.16. Análisis del recurso interpuesto por el promotor del siguiente proyecto

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
GUINEO	5	20251110044852

4.16.1. Sobre los motivos técnicos de inconformidad

El recurrente presentó sus motivos de inconformidad de la siguiente manera:

"(...) De acuerdo con el documento Resolución No. 000157 de 2025 de la Subárea Antioquia - Chocó (Radicado: 20251020001575), en relación con la Solicitud de Conexión SC_5031, específicamente en la alternativa 2 (SC_5031_A2). Se dispone en dicha resolución que está alternativa conecta a la Subestación Nueva Colonia 110 kV y por tanto es evaluada en el área Antioquia-Chocó; sin embargo, esta alternativa fue presentada para la Subestación Puerto Antioquia 13.2 kV, siendo esta última subestación evaluada dentro del área Córdoba - Sucre. (...)."

Frente a lo anterior, esta Unidad considera que la Resolución CREG 075 de 2021 y la Resolución UPME 528 de 2021 contemplan el análisis de solicitudes de asignación de capacidad de transporte con conexión al SIN a través de activos privados (conexiones compartidas y embebidas), con el fin de entregar o consumir energía del sistema eléctrico colombiano. Dado que este tipo de solicitudes no se conectan directamente a la subestación del SIN a la cual pretenden asociarse para el consumo o entrega de energía, durante el segundo ciclo de asignación de capacidad, la UPME decidió realizar los análisis asumiendo que toda la capacidad solicitada se conecta en dicha subestación del SIN. Esta condición fue registrada explícitamente en los diferentes informes técnicos elaborados como soporte del análisis de cada solicitud y de la resolución recurrida.

A modo de ejemplo:

- Punto de conexión:** Oriente 110 (Conexión embebida a la subestación Rio Piedras 110 kV)
- Punto de conexión:** Primavera 500 (Conexión compartida - Proyecto Cimitarra de 200 MW)

En relación con el proyecto objeto del presente recurso de reposición, una vez realizada la validación correspondiente en las bases de datos de la UPME, se identificó que no se indicó expresamente que el punto de conexión de la segunda alternativa de la solicitud de asignación de capacidad de transporte con código SC_5031 fue analizada bajo el supuesto de que la entrega de energía se realizaría en la subestación Nueva Colonia 110 kV, es decir:

- Punto de conexión:** Nva Colonia 110 (conexión embebida a la subestación Puerto Antioquia 13,2 kV)

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Por lo anterior, no procede este argumento expuesto por el promotor.

El recurrente también presentó el siguiente, argumento:

"(...) De la formulación del MACC, establecida en la Circular UPME 057 de 2022, al no tener todos los estudios de conexión disponibles, los promotores no podemos verificar que información que la UPME incluyó en el MACC corresponden con aquellas que los demás promotores reportaron en sus estudios de conexión. Más importante aún, no es posible verificar que las metodologías implementadas por los promotores para calcular la información tienen un fundamento técnico sólido o razonable al desconocerse también las fuentes primarias de información utilizada por la Subdirección para realizar sus análisis, lo que contraría el principio de replicación del modelo MACC dispuesto en la mencionada Circular 057. (...)."

Al respecto, la responsabilidad de presentar información conforme a las características exigidas por la regulación recae sobre los interesados. Si bien esto podría implicar que algunos interesados no reporten la totalidad de las subestaciones en las que su proyecto genera aportes de cortocircuito, ello no significa que el proceso de asignación sea desigual. Adicionalmente, respecto a la información sobre la información utilizada por esta Unidad en los análisis de solicitudes de asignación de capacidad de transporte, es relevante aclarar lo señalado en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022:

"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, 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. A partir de la normativa citada, se concluye que esta entidad realizó los análisis correspondientes de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte bajo el supuesto de que cada una de ellas contenía información veraz y confiable.

En todo caso, la Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

De acuerdo con lo anterior, se reitera que la Unidad verificó la información necesaria para determinar los impactos de cada proyecto, garantizando igualdad en el proceso de asignación. Por lo anterior, no procede el argumento expuesto por el promotor.

4.16.2. Sobre los motivos jurídicos de inconformidad

El recurrente hace una pequeña explicación del carácter particular y concreto del acto administrativo, por lo que es susceptible de recursos en vía gubernativa en los numerales del primero al décimo, por lo que sustenta el presente recurso de la siguiente manera:

4.16.2.1. Sobre la supuesta violación del debido proceso

El recurrente sostuvo que la Resolución UPME 157 de 2025 vulnera el debido proceso al no justificar por qué el proyecto no fue priorizado. Para sostener esta afirmación cita las sentencias C-089 de 2011, C-980 de 2010 y C-341 de 2014 de la Corte Constitucional, y la sentencia No. 00064 de 2018 del Consejo de Estado. Estas tratan sobre el debido proceso es un derecho fundamental, que debe ser protegido en el marco de cualquier actuación, sea esta administrativa o judicial. En especial centró su argumentación en la importancia del derecho a la defensa, por lo que afirmó lo siguiente:

*"(...) **SÉPTIMO:** El derecho de defensa, puntualmente, se centra en la posibilidad de que el administrado conozca y tenga la posibilidad de hacer parte del procedimiento que lo involucra y, a partir de ahí, exponer su posición y debatir la de la entidad correspondiente por medio de los recursos y medios de control dispuestos para el efecto. Por su parte, el derecho de contradicción tiene énfasis en el debate probatorio, implica la potestad de presentar pruebas, solicitarlas, "participar efectivamente en [su] producción" y en "exponer los argumentos en torno a lo que prueban los medios de prueba".*

(...)

Conforme lo anterior y de acuerdo con la jurisprudencia de la Corte, y los principios que rigen las actuaciones administrativas, entre ellos el debido proceso, el concepto sin capacidad, emitido en virtud de la Resolución No. 000157 de 2025, y cuyo término para interponer recursos del que trata el artículo 74 del CPACA, contados a partir del 15 de febrero de 2025, es susceptible de los recursos de la vía gubernativa y que infringe uno de los principios del debido proceso, según lo sustentado. (...)."

Frente a lo afirmado por el recurrente, se puede evidenciar que los argumentos esbozados por el recurrente denotan un reproche al acto administrativo que establece las reglas para la asignación de capacidad de transporte, debido a una supuesta vulneración el debido proceso, el derecho de defensa y el principio de contradicción, al no permitirle ser oído, presentar pruebas, controvertir decisiones ni participar activamente en el procedimiento.

Es por esto por lo que, cabe decir que, esta Unidad garantizó los principios del debido proceso, defensa, y contradicción en el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, conforme los artículos 29 de la Constitución Política, y los artículos 3 y 74 del CPACA, y la Resolución CREG No. 075 de 2021. Esto en tanto que, el procedimiento incluyó las oportunidades de ser oído al momento de presentar solicitudes y estudios de conexión, los cuales fueron evaluados. El recurrente tuvo la oportunidad de interponer recursos, de reposición y apelación) para controvertir la decisión, como lo establece el artículo 74 del CPACA, y la notificación de la Resolución UPME 157 de 2025 fue debidamente realizada.

Así mismo, respecto del derecho de contradicción, aunque el recurrente alegó falta de etapas probatorias adicionales, el procedimiento técnico se basó en los estudios aportados por los solicitantes y transportadoras, los cuales fueron suficientes para la evaluación. La ausencia de etapas probatorias adicionales no vulnera el debido proceso, ya que las garantías varían según la naturaleza de la actuación, esto conforme, la sentencia T-010 de 2017 de la Corte Constitucional. Las pruebas presentadas con el recurso fueron consideradas, cumpliendo con los principios de transparencia y buena fe.

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

La Resolución UPME 157 de 2025 está lo suficiente motivada, conforme al criterio del Consejo de Estado, que establece que la motivación incluye no solo el texto del acto, sino también los antecedentes fácticos y jurídicos (por ejemplo, estudios, informes, etc.). Estos permitieron al recurrente conocer las razones de la no priorización de su proyecto y controvertirlas.

La UPME cumplió con las garantías constitucionales y legales del debido proceso, derecho de defensa y principio de contradicción en el procedimiento que culminó con la Resolución UPME 157 de 2025. Los argumentos del recurrente no son procedentes, ya que no se evidencia vulneración de los principios alegados, y la decisión administrativa está debidamente motivada y ajustada a la normativa vigente.

4.16.2.2. Sobre la acumulación de expedientes

El recurrente planteó la necesidad de acumular en un solo expediente todas las solicitudes de conexión de proyectos que compiten por la capacidad de transporte en una misma área operativa del SIN, conforme el marco normativo vigente en Colombia, para garantizar el derecho al debido proceso, la contradicción y la impugnación de los actos administrativos por parte de los promotores, para esto, afirmó lo siguiente:

*"(...) **NOVENA:** Todas las solicitudes de conexión deben formarse como un mismo expediente, como garantía del derecho del Promotor a controvertir e impugnar el Acto Administrativo. En los lineamientos de la política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores del Sistema Interconectado Nacional "SIN", se definió en el numeral 4 del artículo 3º de la Resolución MME 40311 de 2020, el "Hacer eficientes, efectivos y unificados los procesos, procedimientos y actividades asociadas a la asignación de la capacidad de transporte a las redes del Sistema Interconectado Nacional". Atendiendo este precepto, el artículo 11 de la Resolución CREG 75 de 2021 ordenó llevar a cabo un procedimiento anual para la asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1, que debe ser definido por la UPME, en calidad de responsable de la asignación. (...)."*

Esta Unidad, se permite aclarar que el artículo 36 del CPACA permite la acumulación de expedientes solo cuando sea necesario para evitar decisiones contradictorias. En este caso, cada solicitud de conexión se evalúa de manera independiente bajo el MACC, pero en un marco competitivo que considera todas las solicitudes del área.

Los resultados agregados del MACC, publicados en los memorandos mencionados, permiten a los promotores conocer el orden de priorización y los proyectos, respetando el derecho de contradicción. La acumulación de todos los expedientes no es práctica ni necesaria, ya que los datos relevantes (capacidad asignada, criterios técnicos) son públicos y accesibles, conforme la Resolución MME No. 40311 de 2020, la Resolución CREG No. 075 de 2021, la Resolución UPME No. 528 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022. El recurrente no demuestra cómo la no acumulación afecta su derecho de defensa, dado que tuvo acceso a los informes técnicos y pudo presentar sus argumentos.

4.16.2.3. Sobre la supuesta falta de motivación

El argumento presentado por el recurrente se centra en la falta de motivación adecuada por parte de esta Unidad, al proferir la decisión de no asignar capacidad de transporte a las alternativas propuestas por el promotor, que, a su parecer, vulnera el principio de publicidad y el derecho fundamental al debido proceso, para soportar esto afirma lo siguiente:

*"(...) **DÉCIMA:** Falta de motivación. Como se señaló, la Subdirección de Energía no presenta en ninguna motivación que justifica de fondo porque las alternativas del Promotor no fueron seleccionadas, la UPME no presenta sino el resultado de la aplicación del algoritmo MACC para todas las solicitudes y no la información utilizada para dichos análisis y su fuente, de forma que el Promotor pueda replicar el modelo, no menciona cuales son la otras alternativas asignadas, tampoco el análisis que realizó a los estudios de conexión y*

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

disponibilidad de espacio físico de los otros proyectos, y en general no justifica porque descartó las alternativas de los diferentes promotores.

(...)

En el caso sub examine la UPME no cumple con la carga argumentativa de exponer las razones que le llevaron a concluir que las alternativas presentadas por el Promotor no hacen parte de la solución óptima del MACC, el mencionar escuetamente que las alternativas participaron con otras y por ende no fueron seleccionadas, no da razón plena de un proceso lógico y jurídico que debió seguir para tomar esta decisión, de acuerdo con el marco normativo aplicable a la asignación de conexión, que impone un estricto análisis eléctrico y económico que define un orden de asignación de capacidad de transporte a los proyectos que compiten por el mismo punto de conexión.

Esta carencia de motivación de la decisión de no asignar capacidad de transporte a las alternativas de conexión presentadas por el Promotor, deviene en una evidente falta de motivación del acto administrativo violatoria del principio de publicidad y en una afectación al derecho fundamental al debido proceso del Promotor, que debe ser restablecida mediante la entrega del soporte probatorio que se solicita en el apartado 3º de este recurso de reposición y el concederle al Promotor la oportunidad de presentar su valoración de estas pruebas. (...)"

En este punto, cabe recordar que, para la configuración de la falsa motivación de la resolución recurrida, esta Unidad debió haber omitido información probada que fuera sustancialmente necesaria para la toma de la decisión o debió haber tenido en cuenta información que no estuviera suficiente probada. Este no es el caso, dado que, como se ha ilustrado suficientemente, se dio a conocer la regulación aplicable al procedimiento de asignación de capacidad de manera previa al inicio de la ejecución del procedimiento de asignación de capacidad, así como todos los resultados arrojados de la aplicación del algoritmo MACC, necesarios para los análisis y validaciones técnicas en aras de garantizar a los interesados el soporte suficiente para recurrir como es del caso.

De igual forma, se observa que los hechos en los que se fundamentó el resultado de no asignar capacidad al proyecto en el acto administrativo recurrido estuvieron debidamente probados y en ningún momento se omitió información o hechos que pudieran arrojar un resultado diferente. Así las cosas, en el presente caso no están dadas las condiciones para que los recurrentes afirmen que la Resolución UPME 157 de 2025, adolece de indebida motivación. Adicionalmente, la Unidad garantizó, en todo momento, la publicidad y transparencia de la información que fundamentó las decisiones tomadas en el acto administrativo recurrido. Así mismo, se le presentaron al recurrente las oportunidades necesarias, junto con la información suficiente para que pudiera corroborar el desarrollo del procedimiento de priorización de los proyectos para la asignación de capacidad. Por este motivo, los argumentos aquí propuestos no están llamados a prosperar.

4.16.2.4. Peticiones Presentadas

Solicitó el promotor:

"1. Ejecutar nuevamente el algoritmo de Asignación MACC para el área de Antioquia-Choco, sin tener presente el proyecto SC_5031 "Guineo" alternativa A2.

2. Ejecutar el algoritmo de Asignación MACC para el área de Córdoba – Sucre., teniendo presente el proyecto SC_5031 "Guineo" alternativa A2.

3. Que en consecuencia de lo anterior se de claridad de las metodologías implementadas por la UPME y se publique la información correspondiente para que el promotor pueda verificar de forma técnica los proyectos presentados.

SUBSIDIARIA: Que, en caso de no concederse la petición principal por parte de la Subdirección de Energía Eléctrica, se conceda el recurso de APELACIÓN, para que el Director de la Unidad en calidad de superior jerárquico de la Subdirección de Energía Eléctrica, proceda a resolver la petición realizada en los numerales 1, 2 y 3 anteriores."

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Dado lo anteriormente expuesto, no es posible acceder a las solicitudes presentadas por el recurrente, toda vez que, conforme a los argumentos expuestos en los documentos soporte del acto administrativo recurrido (los cuales se encuentran disponibles en la Ventanilla Única (VU), así como lo expuesto en esta resolución, esta Unidad ha actuado conforme a la normativa vigente.

Cabe señalar que el recurso de reposición el cual nos ocupa fue presentado en el marco de la Resolución UPME 157 de 2025, "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones.", en ese sentido, no es posible atender a la solicitud de "Ejecutar el algoritmo de Asignación MACC para el área de Córdoba – Sucre., teniendo presente el proyecto SC_5031 "Guíneo" alternativa A2.", puesto que la solicitud hace referencia a otra área operativa del sistema eléctrico colombiano.

En todo caso, por encontrarlo procedente, se concederá el recurso de apelación interpuesto.

4.17. Análisis del recurso interpuesto por el promotor del siguiente proyecto:

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
PCH AKUA 3	4,99	20251110056982

Expuso el recurrente:

"Por lo anterior, solicitamos que se sirva tener en cuenta la Solicitud de Conexión No. SC_2898 Alternativa 1 (Conexión a la Subestación Salgar a 44 kV) del proyecto PCH AKUA 3 de 4.99 MW que permitirá darle mayor viabilidad al proyecto, debido a que su longitud de conexión es considerablemente menor que a la subestación Bolombolo 44 kV disminuyendo pérdidas eléctricas, además, la restricción de la Alternativa 1 es conocida por el Operador de Red y puede mitigarse con el ajuste operativo del transformador del SDL, y finalmente considerando la proyección energética del país, es de mayor interés un proyecto que pudiese conectarse más rápido al sistema."

Al respecto debe señalarse que el MACC, una herramienta de optimización contemplada en el procedimiento descrito en la Circular Externa UPME 057 de 2022, se utilizó para el análisis correspondiente a esta solicitud de conexión. Como se ha mencionado, este modelo evalúa todas las alternativas técnicas presentadas por cada promotor, bajo criterios uniformes. En el caso del proyecto PCH Akua 3 de 4,99 MM, ambas alternativas (Salgar y Bolombolo 44 kV) fueron evaluadas. El MACC prioriza automáticamente la alternativa que cumple con todas las restricciones técnicas (capacidad por barra, cortocircuito y capacidad por zona) y que, además, maximiza los beneficios netos para el sistema.

Como resultado, la Alternativa 2 (Bolombolo 44 kV) fue la única que cumplió con estos criterios y fue, por tanto, priorizada en la Resolución UPME 157 de 2025. En este sentido, debe resaltarse que el procedimiento vigente no contempla la modificación posterior de la alternativa priorizada por el modelo MACC. Por lo expuesto, no se encuentra procedente la solicitud del recurrente en este caso.

4.18. Análisis del recurso interpuesto por el promotor del siguiente proyecto:

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
PCH LA MIRANDA	12,4	20251110083392

4.18.1. Argumentos del Recurso

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4.18.1.1. Falta de acceso a la información para la elaboración del proyecto

Manifestó el recurrente:

"La solicitud de conexión se presentó bajo la consideración de la información publicada en la Ventanilla Única por parte de TRANSPORTADORES, OPERADORES DE RED y planes de expansión adoptados a la fecha realización del estudio de conexión y viabilidad física de EL PROYECTO, entendiendo que no se evidencia ninguna restricción de tipo operativo por cortocircuito en el área de influencia del proyecto La Miranda."

Al respecto debe señalarse que el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico y evoluciona constantemente debido a los cambios en las fechas de puesta en operación, la entrada o liberación de proyectos de generación o carga, y modificaciones estructurales del sistema. Por ello, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la seguridad del sistema eléctrico colombiano, es fundamental analizar el impacto de los nuevos proyectos bajo las condiciones actuales del sistema.

En este sentido, todos los proyectos son evaluados bajo condiciones estructurales uniformes, tomando como referencia el corte de información realizado al 20 de agosto de 2024. Este corte permitió considerar todos los proyectos de generación y carga liberados, aprobados y en firme, así como las obras de expansión aprobadas por la Unidad, incluyendo el primer paquete de obras urgentes publicado mediante la Resolución UPME 727 de 2024. Por lo tanto, no es técnicamente coherente evaluar las solicitudes bajo condiciones que ya no representan el estado actual del sistema eléctrico.

Además, expuso el recurrente:

"Si bien en el antecedente identificado como numeral 6 de este recurso se señala que existe un agotamiento de la capacidad de interrupción en la Subárea Antioquia, dicha información no fue puesta en conocimiento del PROMOTOR sino con posterioridad a la radicación de la solicitud de conexión. Esta omisión genera una inconsistencia sustancial en la información utilizada para la evaluación, dejando al PROMOTOR y al proyecto de conexión en una situación de total vulnerabilidad y riesgo, al no contar con condiciones claras y previsibles para la toma de decisiones a la hora de realizar la solicitud de conexión."

Respecto de lo expuesto, debe señalarse que el procedimiento de asignación de capacidad de transporte contempla la presentación de dos estudios por parte del promotor:

- (i) un estudio de conexión, que evalúa la viabilidad técnica del proyecto frente a las condiciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y
- (ii) un estudio de disponibilidad de espacio físico, que detalla las condiciones de infraestructura en el punto de conexión propuesto.

En este marco, es responsabilidad del promotor identificar las posibles restricciones existentes o futuras del sistema, con base en los resultados técnicos que arroje su propio estudio de conexión. Esta obligación está establecida en la Resolución CREG 075 de 2021 y en la Circular CREG 058 de 2022, la cual exige que se evalúen no solo los escenarios mínimos publicados por la UPME, sino también otros escenarios críticos que puedan representar limitaciones técnicas para la conexión.

Adicionalmente, es importante reiterar que el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico y está sujeto a cambios derivados de la entrada o salida de proyectos de generación, ajustes en fechas de puesta en operación, y la evolución de las obras de expansión. Por este motivo, y conforme a la Circular UPME 057 de 2022, todas las solicitudes fueron evaluadas bajo condiciones estructurales homogéneas al corte oficial del 20 de agosto de 2024, el cual se aplicó de forma uniforme para garantizar la equidad técnica entre proyectos.

En consecuencia, la existencia de restricciones posteriores a la fecha de radicación de la solicitud no constituye una omisión por parte de la UPME, sino una manifestación natural

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

de la evolución del sistema, la cual debe ser considerada por el promotor como parte del riesgo inherente al proceso de conexión al SIN. Por lo expuesto, este argumento no será de recibo.

4.18.1.2. Agotamiento de la capacidad de interrupción en las subestaciones Guatapé 220 kV y primavera 220 kV

Adicionalmente, dijo el promotor:

"La Unidad fundamenta la no priorización del proyecto La Miranda, con una capacidad de 12,4 MW, en el supuesto agotamiento de la capacidad de interrupción en las subestaciones Guatapé 220 kV y primavera 220 kV. Sin embargo, se debe precisar lo siguiente:

- 1. La condición mencionada corresponde a una restricción estructural preexistente del Sistema de Transmisión Nacional (STN), por lo que no puede ser atribuida como una consecuencia directa de la solicitud de conexión del proyecto.*
- 2. Aunque se reconoce que la conexión del proyecto genera un aporte marginal al nivel de cortocircuito en dichas subestaciones, los valores calculados son del orden de 0,07% para Guatapé 220 kV y 0,009% para primavera 220 kV.*
- 3. Estos porcentajes, por su orden de magnitud, pueden considerarse técnicamente despreciables y no representan una afectación real a la capacidad de interrupción existente.*

En consecuencia, no existe justificación técnica suficiente para denegar la priorización del proyecto, y por el contrario, se configura un escenario que permite sustentar la viabilidad técnica de la alternativa de conexión SC_4930_A1."

Debe tenerse en cuenta que en la Circular UPME 057 de 2022, en la sección "4.2 Premisas", la UPME basa el desarrollo del proceso de asignación, entre otros, en la veracidad de la información que se allega con cada una de las solicitudes.

Por otro lado, en las condiciones actuales del Sistema Interconectado Nacional (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, 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 la Circular UPME 057 de 2022, en la sección "5.2.2 Restricción de capacidad de cortocircuito en barras:", no se define una desviación o error considerado dentro de la ponderación de la restricción, por lo que cualquier valor por encima de la capacidad de cortocircuito excedente de una barra, se considerará como restricción. Por ello, no es de recibo para la UPME el argumento presentado por el promotor.

4.18.1.3. Peticiones Presentadas

Finalmente, solicitó el recurrente:

"En virtud de lo anterior, se concluye que la decisión de no priorizar el proyecto La Miranda se sustenta en supuestos técnicos que, al ser analizados con rigurosidad, no representan una afectación significativa al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y que Las restricciones asociadas a la capacidad de interrupción en las subestaciones Guatapé 220 kV y Primavera 220 kV corresponden a condiciones estructurales preexistentes, no imputables a la conexión del proyecto, cuyo impacto sobre los niveles de cortocircuito es técnicamente irrelevante, con aportes del orden del 0,07% y 0,009% respectivamente.

Adicionalmente, se resalta que dicha información no fue comunicada al PROMOTOR al momento de la radicación de la solicitud, generando una vulneración al principio de confianza legítima y afectando la previsibilidad y transparencia del proceso de evaluación. Por lo anterior, solicitamos respetuosamente que:

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

- 1. Se reevalúe la decisión de no priorización del proyecto La Miranda mediante la viabilidad técnica de la alternativa de conexión SC_4930_A1, teniendo en cuenta la baja incidencia técnica real sobre las condiciones del STN y conforme a los análisis expuestos.
- 2. Se garantice al PROMOTOR el acceso a información técnica completa y oportuna en futuras etapas del proceso, en cumplimiento del principio de buena fe y del derecho al debido proceso"

Como ya se expuso, frente a las razones presentadas por el promotor en su recurso, debe tenerse en cuenta que la existencia de restricciones posteriores a la fecha de radicación de la solicitud corresponde a una manifestación natural de la evolución del sistema. Además, no es posible flexibilizar la capacidad excedentaria de cortocircuito porque se comprometería la seguridad de la operación del SIN, por ello, no es de recibo la solicitud del promotor de priorizar el proyecto La Miranda de 12,4 MW.

Acerca de la solicitud de garantizar el acceso a la información técnica completa y oportuna, la UPME ha publicado de manera sistemática y permanente toda la información relacionada con el proceso de asignación de capacidad de transporte. Esto incluye la metodología aplicada, los criterios de evaluación, los resultados obtenidos y los actos administrativos emitidos, por lo que no se han afectado los principios de buena fe y del debido proceso.

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 al principio de confianza legítima, afectando la previsibilidad y transparencia del proceso de evaluación, por la no comunicación al promotor de la información. Esto, teniendo en cuenta que es responsabilidad del promotor identificar las posibles restricciones existentes o futuras del sistema, con base en los resultados técnicos que arroje su propio estudio de conexión, por lo que no serán de recibo las peticiones presentadas en el recurso.

4.19. Análisis del recurso interpuesto por el promotor del siguiente proyecto:

PROYECTO	CAPACIDAD	RADICADO
TILESIA	100	20251110086572

4.19.1. Argumentos del recurso

4.19.1.1. Vulneración al principio de confianza legítima y seguridad jurídica

Considera el recurrente que se han vulnerado los principios de confianza legítima y seguridad jurídica por los siguientes hechos:

"En este contexto, mediante la Resolución No. 000157 del 12 de febrero de 2025, la UPME negó la capacidad de transporte del proyecto "TILESIA". Esta decisión se fundamentó en el supuesto agotamiento de la capacidad del elemento La Sierra - San Carlos 1 230 kV, ante la contingencia La Sierra - Primavera 1 230 kV. No obstante, al momento de la presentación del estudio de conexión del proyecto, la información publicada por la propia UPME indicaba que existía capacidad disponible para su conexión. A pesar de ello, en la evaluación técnica posterior, la entidad concluyó que no había capacidad suficiente, afectando directamente la integración de proyectos de generación con fuentes renovables como 'TILESIA'".

Al respecto, es importante precisar que los valores de capacidad por barra consultados por el recurrente al momento de presentar su solicitud corresponden a los publicados en el marco del primer ciclo de asignación de capacidad y no a los utilizados en el análisis

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

del segundo ciclo, objeto de la Resolución UPME 157 de 2025. De acuerdo con el procedimiento definido en la Circular Externa UPME 057 de 2022, los valores iniciales de capacidad por barra, zona y cortocircuito remanente se publican únicamente previo a la ejecución del MACC y son válidos únicamente para el ciclo correspondiente. La UPME no publica nuevos valores de capacidad por barra con posterioridad al cierre de cada ciclo, ya que dichos resultados dependen de múltiples variables del sistema y de la evaluación integral de todas las solicitudes concurrentes.

En este sentido, la información considerada por el recurrente no reflejaba el estado actualizado del SIN al momento de ejecutar el análisis del segundo ciclo, ya que no incluía los efectos de las solicitudes aprobadas durante el primer ciclo de asignación, las cuales modificaron las condiciones de carga, generación y topología del sistema, reduciendo la capacidad remanente disponible. Ahora bien, el análisis realizado por la UPME con corte al 20 de agosto de 2024 garantizó una evaluación técnica actualizada, uniforme y conforme a las condiciones reales del sistema, en línea con lo dispuesto en el procedimiento vigente. Por lo anterior no es de recibo el argumento expuesto por el recurrente.

Asimismo, expuso el recurrente:

"Esta diferencia de tratamiento evidencia una evaluación desigual, pues mientras proyectos con un aporte despreciable de cortocircuito fueron priorizados, como el caso del SC_4052_A1, el proyecto "TILESIA" 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 IBV SOLAR COLOMBIA, en su calidad de promotor del Proyecto, confió en que la UPME aplicaría un criterio uniforme en la evaluación del aporte de corriente de cortocircuito. En efecto, en el Reporte de cálculo de capacidad de cortocircuito excedente para la subárea GCM - 2023 —que, si bien no aplica directamente para la subárea Antioquia-Chocó—, la UPME publicó expresamente la flexibilización aplicada a proyectos cuyo aporte no superaba el 0.5%, lo cual permitió su priorización y viabilidad en dicha subárea. En contraste, en el caso de la subárea Antioquia-Chocó, tal consideración no fue publicada, desconociéndose oficialmente el criterio técnico aplicado para priorizar unos proyectos sobre otros. En consecuencia, se genera incertidumbre respecto de la equidad en el tratamiento de los proyectos y se afecta la confianza legítima del Promotor en el proceso de evaluación.

La decisión adoptada por la UPME respecto del proyecto TILESIA 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 TILESIA, la UPME aplicó un criterio más restrictivo y no justificado, al no reconocer como despreciable el aporte de corriente de cortocircuito de las conexiones SC_4928_A1 y SC_4928_A2, 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_4052_A1—, 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."

De acuerdo con el artículo 55 de la Resolución CREG 075 de 2021 la responsabilidad de presentar información conforme a las características exigidas por la regulación recae

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

sobre los interesados. Adicionalmente, respecto a la información sobre aportes de cortocircuito utilizada por esta Unidad en los análisis de solicitudes de asignación de capacidad de transporte, es relevante aclarar lo señalado en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022:

"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, 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."

A partir de la normativa citada, se concluye que esta entidad realizó los análisis correspondientes de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte bajo el supuesto de que cada una de ellas contenía información veraz y confiable. De acuerdo con lo anterior, si bien un promotor puede omitir un resultado eléctrico en su estudio de conexión, la Unidad puede hacer la correspondiente verificación. Sin perjuicio de lo anterior, como se expone en la Circular UPME 057 de 2022, en la sección "4.2 Premisas", la UPME basa el desarrollo del proceso de asignación, entre otros, en la veracidad de la información que se allega con cada una de las solicitudes.

En todo caso, cabe aclarar que la Unidad verificó los aportes de cortocircuito de las alternativas, así como los valores reportados en materia de pérdidas y 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.

La Unidad también realizó una revisión de los insumos requeridos por el MACC para el área Antioquia – Chocó. 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 identificaron algunas inconsistencias que conllevaron a que algunas solicitudes se les asignaran aportes de cortocircuito y beneficios por reducción de pérdidas iguales a cero (0). En cuanto a la verificación de la información aportada en materia de pérdidas, se corrigieron los valores inicialmente contemplados.

Adicionalmente, 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 cuando ningún proyecto es considerado viable. El detalle de este análisis puede encontrarse en el Anexo 1 del concepto técnico de la Subdirección de Energía Eléctrica que se adjunta y hace parte integral de esta resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, en las condiciones actuales del Sistema Interconectado Nacional (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, 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.

Continuación de la Resolución: *"Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."*

Como se muestra en la Circular UPME 057 de 2022, en la sección "5.2.2 Restricción de capacidad de cortocircuito en barras:", no se define una desviación o error considerado dentro de la ponderación de la restricción, por lo que cualquier valor por encima de la capacidad de cortocircuito excedente de una barra, se considerará como restricción.

Además, expresó el recurrente:

"Por último, resulta contradictorio e incoherente que la UPME sí haya considerado, dentro de su análisis, condiciones técnicas sobrevinientes no previstas en la información publicada al momento de la solicitud, como la restricción derivada del agotamiento de capacidad del elemento La Sierra-San Carlos 1 230 kV, ante la contingencia La Sierra-Primavera 1 230 kV; pero al mismo tiempo, ignore otros hechos igualmente sobrevinientes y relevantes, como: (i) la liberación de capacidad de transporte por el retiro oficial de varios proyectos en el área (ver Hecho Décimo Tercero), y (ii) la propuesta de nuevas obras contenidas en el Plan Maestro de Modernización del Sistema de Transmisión, formulada por la misma UPME, orientada precisamente a superar las restricciones técnicas en la subestación Guatapé 220 kV.

Esta actuación vulnera el principio de seguridad jurídica y de imparcialidad, al aplicar de forma selectiva hechos posteriores al momento de la solicitud. Si la UPME decide incorporar elementos sobrevinientes en su análisis, debe hacerlo de manera integral, equilibrada y transparente, incluyendo tanto aquellas circunstancias que afectan negativamente la capacidad disponible, como aquellas que amplían o corrigen las condiciones del sistema, como lo son la liberación de capacidad y la planificación de obras de expansión. Evaluar únicamente los eventos que desfavorecen al solicitante distorsiona la equidad del proceso y desnaturaliza el ejercicio de planificación técnica que debe regir estas decisiones."

Al respecto debe mencionarse que el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico y evoluciona constantemente debido a cambios en las fechas de puesta en operación, la entrada o liberación de proyectos de generación o carga, y modificaciones estructurales del sistema. Por ello, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la seguridad del sistema eléctrico colombiano, es fundamental analizar el impacto de los nuevos proyectos bajo las condiciones actuales y futuras del sistema. En este sentido, todos los proyectos son evaluados bajo condiciones estructurales uniformes, tomando como referencia el corte de información realizado al 20 de agosto de 2024. Este corte permitió considerar todos los proyectos de generación y carga liberados, aprobados y en firme, así como las obras de expansión aprobadas por la Unidad, incluyendo el primer paquete de obras urgentes publicado mediante la Resolución UPME 727 de 2024. Por lo tanto, no es técnicamente coherente evaluar las solicitudes bajo condiciones que ya no representan el estado actual del sistema eléctrico.

Finalmente, en relación con lo señalado por el recurrente respecto al "Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica", es importante aclarar que dicho documento constituye un instrumento indicativo, elaborado por la UPME en su rol de planeador del sistema eléctrico colombiano, con el propósito de orientar la discusión técnica y la formulación de propuestas de expansión. No obstante, las obras incluidas en este documento no han sido formalmente aprobadas ni por la UPME ni por el Ministerio de Minas y Energía (MME) mediante su adopción en el Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión (PERGT) o a través de los mecanismos definidos en la regulación vigente. En consecuencia, estas obras no pueden ser consideradas dentro de los análisis técnicos del proceso de asignación de capacidad de transporte, toda vez que no existe certeza regulatoria sobre su ejecución, cronograma o impacto real sobre la capacidad disponible del SIN.

Considerando lo expuesto, esta entidad no vulneró los principios de confianza legítima y seguridad jurídica. Por el contrario, durante la actuación administrativa, la Unidad veló por la garantía de estos principios, así como el de transparencia, para asegurar el derecho de participación que tienen los interesados

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

4.19.1.2. Falta de motivación del acto administrativo y vulneración al principio de igualdad

Manifestó el recurrente:

"El acto administrativo impugnado adolece de nulidad por ausencia de motivación, ya que ni la Resolución No. 000157 del 12 de febrero de 2025, expedida por la UPME, mediante la cual se niega la capacidad de transporte al proyecto "TILESIA", ni su concepto técnico explican de forma clara, detallada y particular las razones técnicas que impedían que el Proyecto sea viable.

La Resolución No.000157 del 12 de febrero de 2025 al ser una resolución que resuelve la viabilidad de todas las solicitudes de conexión presentadas para el área Antioquia-Chocó, no es clara, puntual y suficiente al momento de justificar la decisión que no otorga capacidad de transporte para el Proyecto 'TILESIA.'"

Al respecto debe señalarse que, en el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte, la UPME, como entidad responsable de dicho proceso en el SIN, ha puesto a disposición del público general la información técnica que respalda la evaluación realizada en el segundo ciclo de asignación. Como parte de este ejercicio de transparencia, se publicaron los siguientes documentos:

1. Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones del área Antioquia – 2024.
2. Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Antioquia-Chocó – 2025.
3. Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024.
4. Informe de clasificación de solicitudes de conexión del área Antioquia-Chocó – B3 – 2024, compuesto por cuatro partes.

De manera particular, en los documentos de clasificación se presenta una descripción detallada de cada solicitud evaluada, incluyendo su impacto sobre las variables de capacidad por barra, capacidad por zona y capacidad remanente de cortocircuito. Esta información permite a cada promotor conocer los motivos técnicos por los cuales su proyecto fue o no priorizado por el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC).

Como se ha mencionado, al ser la UPME la entidad encargada de realizar la planeación del SIN, ello implica que debe garantizar la seguridad del sistema eléctrico colombiano, por lo que se requiere analizar el impacto de los nuevos proyectos en las condiciones actuales del sistema. Bajo esta premisa, la aplicación de este criterio de evaluación está reglamentada en el procedimiento descrito en la Circular UPME No. 057 de 2022, en la cual se define la función objetivo que optimiza la asignación de capacidad de transporte. Conforme a dicho procedimiento. Este enfoque permitió valorar de manera integral el impacto de cada proyecto en el SIN y garantizar la eficiencia en la asignación de capacidad de transporte.

En razón de lo anterior, no es a voluntad o por capricho de la Unidad que algunos de los proyectos no sean priorizados, dichas decisiones tienen sustento en el proceso que ha sido adoptado como fundamento esencial en el MACC, el cual ha sido diseñado para garantizar la igualdad de condiciones en la asignación de capacidad de transporte dentro del Sistema Interconectado Nacional. Dicho modelo busca asegurar que todos los proyectos de generación sean evaluados bajo los mismos criterios técnicos y metodológicos, sin ventajas arbitrarias o tratamientos diferenciados, garantizando así el principio de igualdad.

Por otro lado, acerca de la motivación de los actos administrativos, el Consejo de Estado ha señalado que ella constituye un elemento fundamental del debido proceso, contenido en el artículo 29 de la Constitución Política; precisando que la motivación del acto no sólo

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

la construye el tenor literal del acto en cuestión, sino que además se integra a ella la exteriorización de la voluntad de la administración mediante estudios, informes y otros que soporten el entendimiento de la determinación tomada, así:

*"Los motivos son entonces el soporte fáctico y jurídico que justifican la expedición del acto administrativo y el sentido de su declaración y, por lo general, cuando por disposición legal deben ponerse de manifiesto, aparecen en la parte considerativa del acto. En todo caso, aunque no se mencionen expresamente los motivos, **debe existir una realidad fáctica y jurídica que le brinde sustento a la decisión administrativa, que normalmente está contenida en los 'antecedentes del acto' representados por lo general en distintos documentos, como estudios, informes, actas, etc.**"¹⁴ (Énfasis fuera del texto).*

En este orden de ideas, a partir de lo señalado por el alto tribunal de la jurisdicción de lo contencioso administrativo, la Unidad puede reiterar que la Resolución UPME 157 de 2025 tiene la motivación suficiente para que el promotor cuyo proyecto no fue priorizado, pudiera conocer las causas que dieron origen a tal decisión y controvertirla. Pues, como bien lo describe la jurisprudencia, los cimientos de la resolución y los procedimientos establecidos por la CREG y la UPME permitieron armonizar los argumentos expuestos para llegar a la conclusión de finalizar de manera anticipada el procedimiento administrativo como sucedió con el proyecto clase 1 en cuestión.

4.19.2. **Peticiones presentadas**

Finalmente, solicitó el recurrente:

"Con fundamento en lo dispuesto en el artículo 74 de la Ley 1437 de 2011, respetuosamente solicito:

Petición Principal: Que se revoque el acto administrativo Resolución No. 000157 del 12-02-2025 expedida por la UPME por medio del cual se niega la solicitud de capacidad de transporte para El Proyecto "TILESIA" Capacidad 100 MW. Puntos de Conexión: Pto Nare 110 kV y Cocorna 110 kV, Códigos SC_4928_A1 y SC_4928_A2.

Primera Petición Consecuencial: Que la UPME reevalúe técnicamente la solicitud de capacidad del proyecto TILESIA con base en los argumentos y hechos expuestos"

Por lo expuesto en este acápite, en la que no fueron acogidos los argumentos presentados por el recurrente, la unidad no concederá la petición principal de revocar el acto administrativo, ni la consecuencial de reevaluar la solicitud de capacidad del proyecto Tilesia de 100 MW.

Por lo expuesto, el Subdirector (E) de Energía Eléctrica de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME,

R E S U E L V E:

ARTÍCULO PRIMERO: REPONER PARCIALMENTE en el sentido de **MODIFICAR** la Resolución UPME 157 de 2025, con radicado UPME No. 20251020001575 de 12 de febrero de 2025, cuya parte resolutoria quedará así:

"ARTÍCULO PRIMERO: DETERMINAR el listado de solicitudes de asignación de capacidad de transporte del área operativa eléctrica de Antioquia– Chocó 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:

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2023_5141_A2	Tairona II	3	1	18/11/2023 9:57
SC_2023_5158_A2	Embera	3	1	11/11/2023 15:56
SC_2023_5191_A1	PROYECTO DE GENERACIÓN SOLAR	3	1	02/11/2023 11:15

¹⁴ Consejo de Estado. Sección Segunda - Subsección A. Sentencia rad. 0685-2010 del 05 de julio de 2018. C.P. Gabriel Valbuena Hernández

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2023_5191_A2	FOTOVOLTAICA EL BALSO PROYECTO DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EL BALSO	3	1	02/11/2023 11:15
SC_2023_5199_A1	PCH YEGUAS	3	1	22/11/2023 15:01
SC_2023_5199_A2	PCH YEGUAS	3	1	22/11/2023 15:01
SC_2023_5215_A1	Salamandras	3	1	03/11/2023 15:34
SC_2023_5215_A2	Salamandras	3	1	03/11/2023 15:34
SC_2023_5217_A1	Abedules	3	1	02/11/2023 8:04
SC_2023_5217_A2	Abedules	3	1	02/11/2023 8:04
SC_2023_5219_A1	El Portal	3	1	09/11/2023 16:35
SC_2023_5219_A2	El Portal	3	1	09/11/2023 16:35
SC_2023_5225_A1	Albatroz	3	1	20/10/2023 15:42
SC_2023_5225_A2	Albatroz	3	1	20/10/2023 15:42
SC_2023_5237_A1	PGF Chamí	3	1	15/11/2023 9:09
SC_2023_5237_A2	PGF Chamí	3	1	15/11/2023 9:09
SC_2023_5256_A1	Nasa	3	1	14/11/2023 19:32
SC_2023_5260_A1	Guayaberos	3	1	11/11/2023 16:17
SC_2023_5260_A2	Guayaberos	3	1	11/11/2023 16:17
SC_2023_5270_A1	Central Hidronare	3	1	22/11/2023 15:47
SC_2023_5270_A2	Central Hidronare	3	1	22/11/2023 15:47
SC_2023_5274_A1	Cimitarra Solar 4	3	1	19/11/2023 6:44
SC_2023_5274_A2	Cimitarra Solar 4	3	1	19/11/2023 6:44
SC_2023_5275_A1	Cimitarra Solar 5	3	1	19/11/2023 6:45
SC_2023_5275_A2	Cimitarra Solar 5	3	1	19/11/2023 6:45
SC_2023_5276_A1	Cimitarra Solar 6	3	1	19/11/2023 6:45
SC_2023_5276_A2	Cimitarra Solar 6	3	1	19/11/2023 6:45
SC_2023_5277_A1	Cimitarra Solar 7	3	1	19/11/2023 6:46
SC_2023_5277_A2	Cimitarra Solar 7	3	1	19/11/2023 6:46
SC_2023_5278_A1	Cimitarra Solar 8	3	1	19/11/2023 6:46
SC_2023_5278_A2	Cimitarra Solar 8	3	1	19/11/2023 6:46
SC_2023_5279_A1	Cimitarra Solar 9	3	1	19/11/2023 6:52
SC_2023_5279_A2	Cimitarra Solar 9	3	1	19/11/2023 6:52
SC_2023_5281_A1	PCH Coco Hondo	3+	1	30/10/2023 15:45
SC_2023_5281_A2	PCH Coco Hondo	3+	1	30/10/2023 15:45
SC_2023_5337_A1	Amanecer	3	1	19/11/2023 17:34
SC_2023_5338_A1	PCH Marteja	3	1	18/11/2023 15:48
SC_2023_5377_A1	ESTUDIO DE CONEXIÓN DE LA CH CUERQUIA DE 68 MW	3	1	22/11/2023 16:12
SC_2023_5377_A2	ESTUDIO DE CONEXIÓN DE LA CH CUERQUIA DE 68 MW	3	1	22/11/2023 16:12
SC_2023_5378_A1	Proyecto Solar Pi - Erco Caucasia	3	1	18/11/2023 7:49
SC_2023_5393_A1	Auriga Solar	3	1	18/11/2023 17:01
SC_2023_5393_A2	Auriga Solar	3	1	18/11/2023 17:01
SC_2023_5417_A1	La Cassia	3	1	20/10/2023 17:28
SC_2023_5423_A1	Cimitarra Solar 10	3	1	21/11/2023 6:47
SC_2023_5423_A2	Cimitarra Solar 10	3	1	21/11/2023 6:47
SC_2023_5425_A1	Cimitarra Solar 11	3	1	21/11/2023 6:47
SC_2023_5425_A2	Cimitarra Solar 11	3	1	21/11/2023 6:47
SC_2023_5427_A1	Cimitarra Solar 13	3	1	21/11/2023 6:48
SC_2023_5427_A2	Cimitarra Solar 13	3	1	21/11/2023 6:48
SC_2023_5428_A1	Cimitarra Solar 14	3	1	21/11/2023 6:48
SC_2023_5428_A2	Cimitarra Solar 14	3	1	21/11/2023 6:48
SC_2023_5429_A1	Cimitarra Solar 15	3	1	21/11/2023 6:49
SC_2023_5429_A2	Cimitarra Solar 15	3	1	21/11/2023 6:49
SC_2023_5430_A1	Proyecto Biogás La Pradera 9,9 MW	3	1	16/11/2023 8:16
SC_2023_5430_A2	Proyecto Biogás La Pradera 9,9 MW	3	1	16/11/2023 8:16
SC_2023_5474_A1	Cañaverales	3	1	12/10/2023 11:08
SC_2023_5474_A2	Cañaverales	3	1	12/10/2023 11:08
SC_2023_5475_A1	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	3	1	24/10/2023 15:08
SC_2023_5475_A2	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	3	1	24/10/2023 15:08
SC_2023_5475_A3	Proyecto Central Hidroeléctrica Campamento	3	1	24/10/2023 15:08
SC_2023_5487_A1	SICILIA 60 MW	3	1	16/09/2023 15:15
SC_2023_5505_A1	La Rivera	3	1	15/11/2023 14:36
SC_2023_5505_A2	La Rivera	3	1	15/11/2023 14:36
SC_2023_5510_A1	Planta Solar Orión	3	1	16/09/2023 16:51
SC_2023_5510_A2	Planta Solar Orión	3	1	16/09/2023 16:51
SC_2023_5511_A1	PROYECTO FOTOVOLTAICO LOS GUAYACANES DE 200 MW	3+	1	25/10/2023 15:43
SC_2023_5511_A2	PROYECTO FOTOVOLTAICO LOS GUAYACANES	3+	1	25/10/2023 15:43

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
	DE 200 MW			
SC_2023_5557_A2	PROYECTO FOTOVOLTAICO FRESNOS DE 180 MW	3	1	17/11/2023 16:16
SC_2023_5567_A1	Langosta	3	1	28/10/2023 16:48
SC_2023_5576_A1	Faraones	3	1	21/10/2023 11:13
SC_2023_5603_A1	El Tapir Solar	3	1	28/09/2023 0:14
SC_2023_5628_A2	NDS Cimitarra 70 MW	3	1	22/11/2023 18:13
SC_2023_5630_A2	NDS La Cristalina II	3	1	21/11/2023 21:31
SC_2023_5654_A1	Cimitarra Solar 2	3	1	08/11/2023 21:21
SC_2023_5654_A2	Cimitarra Solar 2	3	1	08/11/2023 21:21
SC_2023_5655_A1	Cimitarra Solar 3	3	1	09/11/2023 6:44
SC_2023_5655_A2	Cimitarra Solar 3	3	1	09/11/2023 6:44
SC_20245814_A2	Tairona I	3	1	02/11/2023 10:39
SC_2024_5749_A1	El Umbral	3	1	18/11/2023 16:55
SC_2024_5749_A2	El Umbral	3	1	18/11/2023 16:55
SC_2024_5942_A1	PGF Katío I	3	1	06/10/2023 12:00
SC_2024_5942_A2	PGF Katío I	3	1	06/10/2023 12:00
SC_2024_5968_A1	PCH La Bonita	3+	1	20/10/2023 15:15
SC_2024_5968_A2	PCH La Bonita	3+	1	20/10/2023 15:15
SC_2024_5983_A1	Parque Solar Kin	3	1	17/11/2023 18:37
SC_2024_5983_A2	Parque Solar Kin	3	1	17/11/2023 18:37
SC_2024_5984_A1	Parque Solar Helios	3	1	17/11/2023 18:10
SC_2024_5984_A2	Parque Solar Helios	3	1	17/11/2023 18:10
SC_2024_5985_A1	PGF Los Cangrejos	3	1	17/11/2023 15:51
SC_2024_5985_A2	PGF Los Cangrejos	3	1	17/11/2023 15:51
SC_2024_5998_A1	PCH Aures Alto	3	1	06/10/2023 12:00
SC_2024_5998_A2	PCH Aures Alto	3	1	06/10/2023 12:00
SC_2024_6002_A1	PARQUE SOLAR PRIMAVERA	3	1	25/11/2022 10:38
SC_2024_6002_A2	PARQUE SOLAR PRIMAVERA	3	1	25/11/2022 10:38
SC_2385_A1	Abejorro	3	1	05/04/2023 18:53
SC_2385_A2	Abejorro	3	1	05/04/2023 18:53
SC_2385_A3	Abejorro	3	1	05/04/2023 18:53
SC_2604_A1	MALENA I	3	1	12/06/2023 22:34
SC_2604_A2	MALENA I	3	1	12/06/2023 22:34
SC_2628_A1	Proyecto Hidroeléctrico Palagua	3+	1	07/06/2023 22:22
SC_2628_A2	Proyecto Hidroeléctrico Palagua	3+	1	07/06/2023 22:22
SC_2646_A1	MALENA II	3	1	12/06/2023 23:12
SC_2646_A2	MALENA II	3	1	12/06/2023 23:12
SC_2668_A1	LEDAÑA 8	3	1	17/06/2023 15:07
SC_2668_A2	LEDAÑA 8	3	1	17/06/2023 15:07
SC_2684_A1	Marte	3	1	27/07/2023 0:37
SC_2684_A2	Marte	3	1	27/07/2023 0:37
SC_2714_A1	Batará I	3	1	08/06/2023 16:19
SC_2714_A2	Batará I	3	1	08/06/2023 16:19
SC_2716_A1	Batará II	3	1	08/06/2023 16:46
SC_2716_A2	Batará II	3	1	08/06/2023 16:46
SC_2747_A1	PCH Argelia	3	1	09/06/2023 15:24
SC_2764_A1	PCH Paloma III	3	1	09/06/2023 15:50
SC_2767_A1	PCH Paloma IV	3	1	09/06/2023 16:25
SC_2772_A1	MALENA III	3	1	12/06/2023 23:46
SC_2772_A2	MALENA III	3	1	12/06/2023 23:46
SC_2816_A2	Violeta 99,9 MW	3	1	07/07/2023 10:48
SC_2827_A1	PCH El Limón I	3	1	06/07/2023 15:01
SC_2827_A2	PCH El Limón I	3	1	06/07/2023 15:01
SC_2827_A3	PCH El Limón I	3	1	06/07/2023 15:01
SC_2835_A1	PCH El Limón II	3	1	06/07/2023 15:39
SC_2835_A2	PCH El Limón II	3	1	06/07/2023 15:39
SC_2835_A3	PCH El Limón II	3	1	06/07/2023 15:39
SC_2874_A1	El Cafetal	3	1	02/07/2023 16:21
SC_2874_A2	El Cafetal	3	1	02/07/2023 16:21
SC_2877_A1	Parque Solar Carrieles	3	1	25/06/2023 17:43
SC_2877_A2	Parque Solar Carrieles	3	1	25/06/2023 17:43
SC_2884_A1	PARQUE SOLAR LARES	3	1	12/08/2023 15:17
SC_2884_A2	PARQUE SOLAR LARES	3	1	12/08/2023 15:17
SC_2895_A1	PCH Ovejas	3	1	23/08/2023 8:49
SC_2895_A2	PCH Ovejas	3	1	23/08/2023 8:49
SC_2898_A1	PCH Akua 3	3	1	24/08/2023 10:52
SC_2898_A2	PCH Akua 3	3	1	24/08/2023 10:52

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2905_A1	LEDAÑA SOLAR 7	3	1	03/07/2023 0:26
SC_2919_A1	PCH Salto 3	3	1	24/08/2023 11:17
SC_2919_A2	PCH Salto 3	3	1	24/08/2023 11:17
SC_2923_A1	Pch Calichal	3	1	16/07/2023 14:54
SC_2923_A2	Pch Calichal	3	1	16/07/2023 14:54
SC_2988_A1	CH La Esperanza	3	1	08/09/2023 10:34
SC_2988_A2	CH La Esperanza	3	1	08/09/2023 10:34
SC_3016_A1	PCH Cocorná III	3	1	03/07/2023 21:42
SC_3016_A2	PCH Cocorná III	3	1	03/07/2023 21:42
SC_3054_A1	Amazona	3	1	01/08/2023 13:18
SC_3151_A1	Brillanza	3	1	02/08/2023 18:03
SC_3151_A2	Brillanza	3	1	02/08/2023 18:03
SC_3158_A1	PCH Cocorná I	3	1	30/06/2023 16:49
SC_3158_A2	PCH Cocorná I	3	1	30/06/2023 16:49
SC_3179_A1	Puertos de Santander Solar	3	1	29/08/2023 14:05
SC_3179_A2	Puertos de Santander Solar	3	1	29/08/2023 14:05
SC_3181_A1	Santa Isabel	3	1	08/09/2023 14:04
SC_3181_A2	Santa Isabel	3	1	08/09/2023 14:04
SC_3189_A1	Proyecto Hidroeléctrico Camilo C. Restrepo	3	1	19/08/2023 15:05
SC_3189_A2	Proyecto Hidroeléctrico Camilo C. Restrepo	3	1	19/08/2023 15:05
SC_3202_A1	Proyecto Hidroeléctrico Calamar	3	1	21/08/2023 20:30
SC_3222_A1	PCH Río Sucio I	3	1	30/08/2023 10:55
SC_3228_A1	PCH Río Sucio II	3	1	30/08/2023 22:34
SC_3307_A1	Parque de Generación Fotovoltaico CHAMÍ I	3	1	11/09/2023 11:17
SC_3307_A2	Parque de Generación Fotovoltaico CHAMÍ I	3	1	11/09/2023 11:17
SC_3310_A1	El Alba	3	1	11/09/2023 14:57
SC_3310_A2	El Alba	3	1	11/09/2023 14:57
SC_3315_A1	Arceus	3	1	12/09/2023 15:16
SC_3323_A1	Kyogre	3	1	12/09/2023 18:55
SC_3323_A2	Kyogre	3	1	12/09/2023 18:55
SC_3331_A2	La Reina	3	1	15/09/2023 18:03
SC_3333_A1	Tángara	3	1	14/09/2023 13:47
SC_3333_A2	Tángara	3	1	14/09/2023 13:47
SC_3335_A1	Turpiales	3	1	18/09/2023 14:18
SC_3335_A2	Turpiales	3	1	18/09/2023 14:18
SC_3335_A3	Turpiales	3	1	18/09/2023 14:18
SC_3351_A1	Verderón	3	1	18/09/2023 16:06
SC_3351_A2	Verderón	3	1	18/09/2023 16:06
SC_3364_A1	El Camino	3	1	19/09/2023 18:33
SC_3364_A2	El Camino	3	1	19/09/2023 18:33
SC_3369_A1	Marmatos	3	1	20/09/2023 19:15
SC_3369_A2	Marmatos	3	1	20/09/2023 19:15
SC_3375_A1	Manzanales	3	1	21/09/2023 14:37
SC_3375_A2	Manzanales	3	1	21/09/2023 14:37
SC_3393_A1	Puerto del Sol	3	1	22/09/2023 14:18
SC_3393_A2	Puerto del Sol	3	1	22/09/2023 14:18
SC_3433_A1	Helios Purnio 100MW	3	1	25/09/2023 0:41
SC_3549_A1	PCH LA HUNDIDA	3	1	29/09/2023 11:40
SC_3549_A2	PCH LA HUNDIDA	3	1	29/09/2023 11:40
SC_3630_A1	PSF Caucasia	3	1	02/10/2023 11:10
SC_3651_A1	PSF Puerto Boyacá II	3	1	03/10/2023 14:10
SC_3651_A2	PSF Puerto Boyacá II	3	1	03/10/2023 14:10
SC_3666_A1	Búcaro	3	1	05/10/2023 15:58
SC_3666_A2	Búcaro	3	1	05/10/2023 15:58
SC_3882_A2	Saiga	3	1	04/10/2023 11:21
SC_3923_A1	CSF Caucasia I	3	1	05/10/2023 16:17
SC_3923_A2	CSF Caucasia I	3	1	05/10/2023 16:17
SC_4052_A1	CH Campamento	3	1	05/10/2023 11:31
SC_4052_A2	CH Campamento	3	1	05/10/2023 11:31
SC_4052_A3	CH Campamento	3	1	05/10/2023 11:31
SC_4079_A1	Caucasia II	3	1	06/10/2023 0:06
SC_4079_A2	Caucasia II	3	1	06/10/2023 0:06
SC_4161_A1	Carare II	3	1	05/10/2023 15:29
SC_4161_A2	Carare II	3	1	05/10/2023 15:29
SC_4209_A1	LA DORADA	3	1	06/10/2023 11:22
SC_4209_A2	LA DORADA	3	1	06/10/2023 11:22
SC_4439_A1	CENTRAL HIDROELÉCTRICA ESCUELA DE MINAS	3	1	06/10/2023 13:06

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Proyecto	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_4721_A1	Proyecto Solar Cola Canela	3	1	13/11/2023 15:32
SC_4728_A1	Guanes	3	1	11/11/2023 11:26
SC_4728_A2	Guanes	3	1	11/11/2023 11:26
SC_4744_A1	Proyecto Hidroeléctrico La Floresta	3	1	03/10/2023 15:15
SC_4775_A1	PCH Akua 1	3	1	13/11/2023 10:38
SC_4775_A2	PCH Akua 1	3	1	13/11/2023 10:38
SC_4781_A1	Magdalena	3	1	25/10/2023 16:01
SC_4781_A2	Magdalena	3	1	25/10/2023 16:01
SC_4782_A1	Monumental	3	1	25/10/2023 15:59
SC_4782_A2	Monumental	3	1	25/10/2023 15:59
SC_4783_A1	El Sol	3	1	25/10/2023 15:57
SC_4783_A2	El Sol	3	1	25/10/2023 15:57
SC_4784_A1	Santa María	3	1	25/10/2023 16:20
SC_4784_A2	Santa María	3	1	25/10/2023 16:20
SC_4785_A2	El Guacarí	3	1	25/10/2023 15:44
SC_4787_A1	CSF Arenales	3	1	22/10/2023 0:08
SC_4787_A2	CSF Arenales	3	1	22/10/2023 0:08
SC_4791_A1	El Buey	3+	1	28/10/2023 16:02
SC_4791_A2	El Buey	3+	1	28/10/2023 16:02
SC_4811_A1	PCH Pantágoras	3+	1	21/10/2023 0:06
SC_4811_A2	PCH Pantágoras	3+	1	21/10/2023 0:06
SC_4814_A1	PSFV Arboletes	3	1	23/10/2023 13:44
SC_4814_A2	PSFV Arboletes	3	1	23/10/2023 13:44
SC_4818_A1	El Destino	3	1	25/10/2023 0:29
SC_4841_A1	CALLIANDRA 480 MW	3	1	11/11/2023 15:45
SC_4841_A2	CALLIANDRA 480 MW	3	1	11/11/2023 15:45
SC_4928_A1	TILESIA 100 MW	3	1	20/11/2023 15:48
SC_4928_A2	TILESIA 100 MW	3	1	20/11/2023 15:48
SC_4930_A1	PCH La Miranda	3	1	18/10/2023 17:18
SC_4930_A2	PCH La Miranda	3	1	18/10/2023 17:18
SC_4937_A1	CORYANTHES 100 MW	3	1	10/11/2023 19:10
SC_4937_A2	CORYANTHES 100 MW	3	1	10/11/2023 19:10
SC_4960_A1	Cámbulo	3	1	10/11/2023 14:51
SC_4989_A1	PCH La Miel	3	1	24/10/2023 14:30
SC_4989_A2	PCH La Miel	3	1	24/10/2023 14:30
SC_4989_A3	PCH La Miel	3	1	24/10/2023 14:30
SC_5031_A1	Guíneo	3	1	18/11/2023 15:43
SC_5031_A2	Guíneo	3	1	18/11/2023 15:43
SC_5036_A1	Parque Solar Cocorna	3	1	11/11/2023 16:03
SC_5036_A2	Parque Solar Cocorna	3	1	11/11/2023 16:03
SC_5037_A1	Parque Solar Puerto Nare	3	1	16/11/2023 15:22
SC_5037_A2	Parque Solar Puerto Nare	3	1	16/11/2023 15:22
SC_5087_A1	Parque Solar Dorada	3	1	10/11/2023 16:11
SC_5091_A1	El Reflejo	3	1	31/10/2023 7:33
SC_5091_A2	El Reflejo	3	1	31/10/2023 7:33

"3+": Proyectos que tienen avance en trámites ambientales de la línea o del proyecto

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 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 del área Antioquia - Chocó, acorde con lo expuesto en la parte considerativa de este acto administrativo y que se indican en la siguiente tabla:

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2023_5141_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5158_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5191_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5191_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5199_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5199_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2023_5215_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5215_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5217_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5217_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5219_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5219_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5225_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5225_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5237_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5237_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5256_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5260_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5260_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5270_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5270_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5274_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5274_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5275_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5275_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5276_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5276_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5277_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5277_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5278_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5278_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5279_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5279_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5281_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5281_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5337_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5338_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5377_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5377_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5378_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5393_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5393_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5417_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5423_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5423_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5425_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5425_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5427_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5427_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5428_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5428_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5429_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5429_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5430_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5430_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5474_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5474_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5475_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5475_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5475_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5487_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2023_5505_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5505_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5510_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5510_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5511_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5511_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5557_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5567_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5576_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5603_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5628_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5630_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5654_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5654_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5655_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5655_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_20245814_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5749_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5749_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5942_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5942_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5968_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5968_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5983_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5983_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5984_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5984_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5985_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5985_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5998_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5998_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_6002_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_6002_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2385_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2385_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2385_A3	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2604_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2604_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2628_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2628_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2646_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2646_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2668_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2668_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2684_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2684_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2714_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2714_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2716_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2716_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2747_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2764_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2767_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2772_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2772_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2816_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2827_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2827_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2827_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2835_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2835_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2835_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2874_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2874_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2877_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2877_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2884_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2884_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2895_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2895_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2898_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2898_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2905_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2919_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2919_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2923_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2923_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2988_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2988_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3016_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3016_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3054_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3151_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3151_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3158_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3158_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3179_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3179_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3181_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3181_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3189_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3189_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3202_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3222_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3228_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3307_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3307_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3310_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3310_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3315_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3323_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3323_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3331_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3333_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3333_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3335_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3335_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3335_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3351_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3351_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_3364_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3364_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3369_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3369_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3375_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3375_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3393_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3393_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3433_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3549_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3549_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3630_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3651_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3651_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3666_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3666_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3882_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3923_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3923_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4052_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4052_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4052_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4079_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4079_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4161_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4161_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4209_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4209_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4439_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4721_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4728_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4728_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4744_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4775_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4775_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4781_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4781_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4782_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4782_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4783_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4783_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4784_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4784_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4785_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4787_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4787_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4791_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4791_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4811_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4811_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4814_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4814_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4818_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4841_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4841_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_4928_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4928_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4930_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4930_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4937_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4937_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4960_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4989_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4989_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4989_A3	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5031_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5031_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5036_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5036_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5037_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5037_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5087_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5091_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5091_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

ARTÍCULO CUARTO: DEJAR constancia que el concepto técnico emitido por la Subdirección de Energía Eléctrica con radicado: 20251520084973 del 1 de diciembre de 2025, hacen parte integral del presente acto administrativo e incluyen la fundamentación detallada de las decisiones tomadas por la Unidad en esta resolución. Dicho informe estará publicado para consulta de todos los interesados en la página web de la UPME, al cual se podrá acceder 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/antioquia/>

ARTÍCULO SEGUNDO: NEGAR la práctica de las siguientes pruebas por las razones expuestas en la presente resolución:

2.1. Concepto técnico que incluya la metodología de forma detallada para la evaluación de la capacidad de barra, zona y cortocircuito del proyecto, solicitada por los promotores de los siguientes proyectos:

Radicado	Promotor	Proyecto	Capacidad (MW)
20251110043532	IC ASESORÍAS Y PROYECTOS S.A.S. E.S.P.	PCH La Esperanza	72
20251110043562	GRUPO NARE SAS ESP	Central Hidronare	19,9
20251110043742	ANGULO A.S.A.S	PCH Pantágoras	18,4
20251110043752	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S	PCH Río Sucio II	6,58
20251110043762	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S	PCH Río Sucio I	5,44
20251110044462 20251110045082	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	PCH El Limón I	19,9
20251110044482 20251110045022	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	PCH El Limón II	19,9
20251110046152	-CONSULT S.A.S	PCH La Bonita	6,97

2.2. Cargar el MACC con la modelación de la subzona para validar en que repercuten las subestaciones que no satisfacen en cortocircuito y cómo influye la misma en la S/E Carreiles 110 kV con expansión. Solicitado por el promotor del proyecto PCH La Esperanza de 72 MW, quien presentó el recurso con el radicado UPME No. 20251110043532.

2.3. Que la UPME que aporte los resultados de optimización del Modelo MACC de la Resolución No. 157 de 2025, en el que participaron las alternativas del estudio de

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

conexión y disponibilidad físico que radicó el Promotor. Solicitado por el promotor del proyecto Guineo de 5 MW, quien presentó el recurso con el radicado 20251110044852.

2.4. La apertura de una instancia probatoria de acuerdo con el artículo 40 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, con el objetivo de realizar de nuevo la evaluación respectiva de priorización y determinar de manera motivada y con los insumos técnicos completos si se acepta o se niega la asignación de capacidad al sistema, solicitada por los promotores de los siguientes proyectos:

Radicado	Promotor	Proyecto	Capacidad (MW)
20251500043142	FOTOVOLTAICO EL BALSO S.A.S.	EL BALSO	180
20251500043092	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S.	FRESNOS	180
20251500043182	SOCIEDAD DE GESTION GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.	LOS GUAYACANES	200
20251500043242	DON PEDRO SOLAR S.A.S.	PARQUE SOLAR LARES	9,9

ARTÍCULO TERCERO: CONCEDER, en efecto suspensivo, los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME 157 de 2025, con radicado UPME No. 20251020001575 del 12 de febrero de 2025 presentados por los siguientes promotores y los correspondientes proyectos:

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR
20251110043532	PCH LA ESPERANZA	72	IC ASESORÍAS Y PROYECTOS S.A.S. E.S.P.
20251110043562	CENTRAL HIDRONARE	19,9	GRUPO NARE SAS ESP
20251110043742	PCH Pantágoras	18,4	ANGULO A S.A.S
20251110043752	PCH RIO SUCIO II	6,58	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S
20251110043762	PCH RIO SUCIO I	5,44	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S.
20251110044462 20251110045082	PCH El Limón I	19,9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P.
20251110044482 20251110045022 20251110046152	PCH El Limón II PCH	19,9 6,97	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P. I-CONSULT S.A.S
20251110044622	Cimitarra Solar 2	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044642	Cimitarra Solar 3	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044732	Cimitarra Solar 15	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044742	Cimitarra Solar 14	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044762	Cimitarra Solar 13	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044772	Cimitarra Solar 11	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044812	Cimitarra Solar 10	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044822	Cimitarra Solar 9	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044842	Cimitarra Solar 8	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044862	Cimitarra Solar 7	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044872	Cimitarra Solar 6	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044912 20251110054192	Cimitarra Solar 5	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110044922	Cimitarra Solar 4	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A
20251110045692	Guayaberos	150	JINKO POWER COLOMBIA SAS
20251500036482	PCH COCO HONDO	19,9	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. – EPM
20251500038352	EL BUEY	97	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. – EPM
20251500042632	SALAMANDRAS	80	Crx renewavble energy sas

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

RADICADO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	PROMOTOR
20251500042642	MANZANALES	80	Green falcon sas
20251500042662	LA RIVERA	130	GREEN PANTHER S.A.S
20251500042672	EL REFLEJO	75	MVM GREEN ENERGY S.A.S
20251500042682	EL PORTAL	80	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S
20251500042692	EL UMBRAL	170	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S
20251500042732	EL CAMINO	75	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S
20251500042752	EL ALBA	99,9	EDELMIRA SOLAR SAS
20251500042762	CAÑAVERALES	99,9	Crx renewavble energy sas
20251500042782	ARCEUS	180	DON JESUS SOLAR SAS
20251500042812	ALBATROZ	99	Green falcon sas
20251500042842	ABEDULES	19,9	MVM GREEN ENERGY S.A.S
20251500042902	BRILLANZA	300	DOÑA ROSA SOLAR S.A.S.
20251500042922	KYOGRE	200	DON JESUS SOLAR SAS
20251500042942	LA REINA	200	CMO DEVELOPERS S.A.S
20251500042972	MARMATOS	99	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S
20251500042832	CSF CAUCASIA I	9,9	Empresa de Servicios Públicos Cantayus S.A.S. E.S.P.
20251500042872	CSF ARENALES	5	Ingenierías Aliadas S.A.S
	CSF CAUCASIA II	9,9	
	PCH LA MIEL	19,9	
20251500043092	FRESNOS	180	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S.
20251500043142	EL BALSO	180	FOTOVOLTAICO EL BALSO S.A.S.
20251500043182	LOS GUAYACANES	200	SOCIEDAD DE GESTION GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.
20251500043242	PARQUE SOLAR LARES	9,9	DON PEDRO SOLAR S.A.S.
20251110044852	GUINEO	5	PARQUE SOLAR COLOMBIA XV S.A.S.
20251110086572	TILESIA	100	IBV SOLAR COLOMBIA

PARÁGRAFO. En consecuencia, de lo dispuesto en este artículo, se dará traslado de los expedientes administrativos correspondientes al despacho del Director General de la Unidad de Planeación Minero Energética para los fines pertinentes.

ARTÍCULO CUARTO: 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 los artículos 53A, 56 y 57 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo; conforme la información de la siguiente tabla:

PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	CORREO(S) ELECTRÓNICO(S)
ABEJORRO	4	GENERADORA DE ENERGÍA ABEJORRO S.A.S E.S.P	generadoraabejorro@gmail.com
PCH MARTEJA	2.5	AGUAS DEL SUROESTE S.A.S E.S.P	pagudelor@gmail.com ; contabilidadesge@gmail.com
PCH OVEJAS	9.9	PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OVEJAS S.A.S E.S.P.	contabilidadesge@gmail.com
Amanecer	150	VOLTALIA COLOMBIA S.A.S.	info.colombia@votalia.com
CH LA ESPERANZA	72	IC ASESORÍAS Y PROYECTOS S.A.S. E.S.P.	adriana.botero@ic-asesorias.com ; contactogeneral@ic-asesorias.com ; john.guerra@ic-asesorias.com
CENTRAL HIDRONARE	19.9	GRUPO NARE SAS ESP	upeguijimenezpablo@gmail.com
PCH Pantágoras	18.4	ANGULO A S.A.S	jrodriguez@arlongroup.co
PCH RIO SUCIO II	6.58	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S	tatozuluaga@hotmail.com ; empovil@gmail.com
PCH RIO SUCIO I	5.44	EMPRESA DE PROYECTOS AMBIENTALES Y CIVILES S.A.S. – EMPOVIL S.A.S.	
PCH El Limón I	19.9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	w.m.contadores@hotmail.com ; william.zuluaga@quipux.com
PCH El Limón II	19.9	VAS ENERGIA S.A.S E.S.P	
PCH La Bonita	6.97	I-CONSULT S.A.S	natalia.quiceno@iconsult.co
Cimitarra Solar 2	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	notificaciones@cobra.com.co palmario@cobra.com.co

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	CORREO(S) ELECTRÓNICO(S)
Cimitarra Solar 3	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 15	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 14	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 13	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 11	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 10	105	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 9	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 8	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 7	315	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 6	205	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 5	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
Cimitarra Solar 4	155	COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS SUCURSAL S.A	
PCH Paloma IV	12.7	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	info@genmas.com.co gerencia@genmas.com.co direccionfinanciera@genmas.com.co .
PCH Paloma III	13.45	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	
PCH Argelia	13.6	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P	
Guayaberos	150	JINKO POWER COLOMBIA SAS	ANDREA.PONTES@JINKOPOWER.COM colombia@jinkopower.com
PCH COCO HONDO	19.9	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. –EPM	info@epm.com.co ; juan.vasquez.villa@epm.com.co ; notificacionesjudicialesepm@epm.com.co
EL BUEY	97	Empresas Públicas de Medellín E.S.P. –EPM	info@epm.com.co ; juan.vasquez.villa@epm.com.co ; notificacionesjudicialesepm@epm.com.co
SANTA ISABEL	3	CONVENIANT S.A.S	gerencia@convenient.com
SALAMANDRAS	80	Crx renewavble energy sas	administrativo@kaidesarrollo.com
MANZANALES	80	Green falcon sas	administrativo@kaidesarrollo.com
LA RIVERA	130	GREEN PANTHER S.A.S	administrativo@kaidesarrollo.com
EL REFLEJO	75	MVM GREEN ENERGY S.A.S	administrativo@kaidesarrollo.com
EL PORTAL	80	PANTHERA ENERGY GROUP S.A.S	administrativo@kaidesarrollo.com
EL UMBRAL	170	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	administrativo@kaidesarrollo.com
EL CAMINO	75	SUNWIND CLEAN POWER S.A.S	administrativo@kaidesarrollo.com
EL ALBA	99,9	EDELMIRA SOLAR SAS	administrativo@kaidesarrollo.com
CAÑAVERALES	99,9	Crx renewavble energy sas	
ARCEUS	180	DON JESUS SOLAR SAS	administrativo@kaidesarrollo.com
ALBATROZ	99	Green falcon sas	administrativo@kaidesarrollo.com
ABEDULES	19.9	MVM GREEN ENERGY S.A.S	administrativo@kaidesarrollo.com
BRILLANZA	300	DOÑA ROSA SOLAR S.A.S.	administrativo@kaidesarrollo.com
KYOGRE	200	DON JESUS SOLAR SAS	administrativo@kaidesarrollo.com
LA REINA	200	CMO DEVELOPERS S.A.S	administrativo@kaidesarrollo.com
MARMATOS	99	COLOMBIA GREEN DEVELOPMENT S.A.S	administrativo@kaidesarrollo.com
CSF CAUCASIA I	9.9	Empresa de Servicios Públicos Cantayus S.A.S. E.S.P.	asistente@ingenieriasaliadas.com

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

PROYECTO	CAPACIDAD	PROMOTOR	CORREO(S) ELECTRÓNICO(S)
CSF ARENALES	5	Ingenierías Aliadas S.A.S	asistente@ingenieriasaliadas.com
CSF CAUCASIA II	9.9	Ingenierías Aliadas S.A.S	
PCH LA MIEL	19.9	Ingenierías Aliadas S.A.S	
AMAZONA	80	GREEN ENERGY DS&E SAS	edward.rojas@greenenergydse.com
FRESNOS	180	FOTOVOLTAICO TW RIO DE ORO S.A.S.	cforero@twsolar.com
EL BALSO	180	FOTOVOLTAICO EL BALSO S.A.S.	cforero@twsolar.com
LOS GUAYACANES	200	SOCIEDAD DE GESTION GRUPO TW SOLAR COLOMBIA S.A.S.	cforero@twsolar.com
PARQUE SOLAR LARES	9.9	DON PEDRO SOLAR S.A.S.	cforero@twsolar.com administrativo@kaidesarrollo.com
LEDAÑA 8	200	SOLANO RENOVABLES WAIRA S.A.S.	EGARRIDO@SOLANO20.ES
PCH YEGUAS	5.2	EMPROENERGY S.A.S.	jmcarvajal@une.net.co pacampuzano@centralenergy.com.co
AURES ALTO	9.9	HIDROELÉCTRICA DEL RÍO AURES S.A. E.S.P	info@aures.com.co
GUINEO	5	PARQUE SOLAR COLOMBIA XV S.A.S.	notificaciones@lilanenergy.com
PCH Akua 3	4.99	GENERADORA BUENOS AIRES SAS	contactogeneral@ic-asesorias.com adriana.botero@ic-asesorias.com john.guerra@ic-asesorias.com
PCH La Miranda	12.4	INGENIERIA BASICA S.A.S.	cristinaoliveros.zapata@gmail.com admoningebas@gmail.com hidroelectricasibasica@gmail.com
TILESIA	100	IBV SOLAR COLOMBIA	alejandra.corredor@ibvogt.com
PCH Salto 3	5	Generadora San Lorenzo S.A.S	contactogeneral@ic-asesorias.com
PCH Cocorná I	7.72	TABORDA VELEZ & CIA S.A.S	servicioclientetv@tabordavelez.com
PCH Akua 1	9.9	Generadora Buenos Aires SAS	contactogeneral@ic-asesorias.com
PCH Akua 3	4.99	Generadora Buenos Aires SAS	contactogeneral@ic-asesorias.com
PCH Cocorná III	19.6	TABORDA VELEZ & CIA S.A.S	servicioclientetv@tabordavelez.com
PCH Cocorná I	7.72	TABORDA VELEZ & CIA S.A.S	servicioclientetv@tabordavelez.com
CH Campamento	99.9	SP INGENIEROS S.A.S.	juridica@sp.com.co , contabilidad@sp.com.co jorge.escudero@sp.com.co , sp@epm.net.co
CENTRAL HIDROELÉCTRICA ESCUELA DE MINAS	5	HIDROELÉCTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	notificacionesjudicialeshidralpor@hidralpor.com info@hidralpor.com
PLANTA SOLAR ORIÓN	40	DS COLOMBIA 6 SAS	dvpcolombia@dvpsdar.com

ARTÍCULO QUINTO: 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, (ii) la sociedad XM S.A. E.S.P., a través del correo electrónico info@xm.com.co, (iii) Empresas Públicas de Medellín – EPM ESP, a través del correo electrónico notificacionesjudicialesepm@epm.com.co, (iv) DISPAC ESP, a través del correo electrónico juridica@dispacsaesp.com, (v) ISA INTERCOLOMBIA S.A. ESP, a través del

Continuación de la Resolución: "Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos, contra la Resolución UPME 157 de 2025 "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Antioquia-Chocó clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

correo electrónico notificacionesjudiciales@intercolombia.com, (vi) Empresas Públicas de Boyacá - EBSA documentacion@ebsa.com.co.

ARTÍCULO SEXTO: INFORMAR que contra la presente resolución no proceden recursos.

NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dada en Bogotá, D.C., a 19-12-2025



GUILLERMO HOLGUIN
GARCIA
Subdirector De Energía
Eléctrica (e)
Subdireccion De
Gestion De La
Informacion

Elaboró: PAOLA ANDREA PÁRAMO ARAGÓN

Revisó: JOSÉ DANIEL HURTADO SOLÍS, JORGE MARIO GUEVARA GONZALEZ, LUIS FERNANDO LOPEZ PINEDA,
GUILLERMO HOLGUIN GARCIA DIANA SOFÍA DÍAZ CASTRO

Aprobó: GUILLERMO HOLGUIN GARCIA