



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

Señor
JOSÉ DAVID NAME CARDOZO
Senador
CONGRESO DE LA REPÚBLICA
jname@josename.com
jose.name.cardozo@senado.gov.co
Bogotá D.C.

Asunto: Respuesta al cuestionario anexo a la Proposición No. 185 de 2025, relacionado con "*la efectividad del cargo por confiabilidad*", recibido mediante el radicado UPME No. 20251110182002 del 21 de julio de 2025.

Respetado Señor:

Reciba un cordial y atento saludo por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME.

Mediante la comunicación del asunto, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME recibió el cuestionario anexo a la Proposición No. 185 de 2025, relacionado con "*la efectividad del cargo por confiabilidad*", frente al cual se da respuesta, en el marco de las competencias de esta entidad.

Inicialmente, es importante poner de presente que, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y el Decreto 2121 de 2023, la UPME tiene como objeto "*planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero energéticos, producir y divulgar la información requerida para la formulación de políticas y toma de decisiones y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas*".

En cumplimiento de sus funciones, la UPME elabora diversos planes y estudios que son insumo para el sector minero energético, no obstante, esta entidad no tiene funciones relacionadas con la estructuración o ejecución de proyectos en ninguno de los subsectores (energía, minería, o hidrocarburos).

Con esta precisión, a continuación, encontrará la información requerida:

"1. Cuál es la proyección mensual de demanda de energía firme (en GWh/día) que la UPME estima para los periodos 2026-2035 y 2030-2040, bajo escenarios seco, medio y húmedo, y qué variables clave están consideradas en esa estimación?"

F-DE-03 V.3

15/07/2024

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "**Copia No Controlada**". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 2 de 18



Radicado No.: 20251000116231

Fecha: 04-08-2025

2. Bajo los supuestos actuales del SIN ¿cuál es la proyección anual y mensual del déficit de energía firme (GWh/día y MW) entre 2026 y 2030?"

De acuerdo con lo establecido en el artículo 16 de la Ley 143 de 1994, la UPME tiene entre sus funciones proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y con base en ello, formular el Plan de Expansión de Generación y Transmisión. Es así como el pasado mes de enero de 2025, esta entidad publicó la actualización de la "Proyección de la demanda de Energía eléctrica y Potencia máxima 2024-2038"¹.

En esta nueva Proyección de la Demanda se incorporan los cambios de fecha de puesta de operación – FPO que fueron actualizados y reportados por las empresas y los operadores de red (OR) para diferentes proyectos como Rubiales, EAAR Canoas, Magdalena Ecopetrol y Regiotram asociado a movilidad eléctrica.

La actualización de las proyecciones del escenario medio UPME con corte a diciembre de 2023 muestra una capacidad instalada esperada de 3.308 MW para 2030, es decir, 2,91 veces lo proyectado en la revisión de julio de 2024, y para 2038, se proyecta 6.597 MW de capacidad instalada. Cabe mencionar que, la información histórica presentada es dinámica, ya que los OR aún continúan reportando y actualizando dicha información.

Se resalta la aceleración en la entrada de nueva capacidad solar para autogeneración, considerando que durante el periodo 2023 la capacidad instalada de generación distribuida solar aumentó en un 88% con respecto a 2022. Adicionalmente se prevé que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica incluyendo Grandes Consumidores Especiales -GCE, Movilidad Eléctrica -ME sea del 2,59% anual.

Los modelos para la proyección de demanda de energía eléctrica utilizan como variables explicativas: la demanda histórica de electricidad, el PIB real histórico, las proyecciones del PIB real estimadas por la UPME para el periodo 2024 - 2038, la población y la temperatura.

La proyección de demanda de energía eléctrica cuenta con cuatro componentes: (i) la estimación del consumo de Sistema Interconectado Nacional SIN, (ii) el reporte de consumo de grandes cargas que han anunciado a la UPME su intención de conectarse en el futuro cercano, (iii) la estimación del consumo de vehículos eléctricos, según las proyecciones del Plan Energético Nacional 2022-2052, y (iv) las reducciones de demanda resultantes de la aceleración en la entrada de generación distribuida.

¹ https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 3 de 18



Radicado No.: 20251000116231

Fecha: 04-08-2025

Además, esta actualización del documento presenta un escenario medio con un crecimiento de la demanda entre un 1,53% y un 4,30% anual, y una demanda media 0,24% menor a la proyectada con corte a julio de 2024. Para el período eléctrico 2027-2028, la revisión con corte a diciembre de 2024 estima una demanda media anual de 92.508 GWh-año, es decir, 252,75 GWh-día, mientras que la revisión de julio de 2024 preveía un promedio de 254,69 GWh-día.

Las fuentes de información utilizadas para la proyección de la demanda de energía eléctrica se presentan a continuación:

Tabla 1. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de energía eléctrica 2024- 2038

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda histórica de Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2024M09	GWh-mes	XM
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2024Q3	Miles de millones de pesos – Precios Constantes Año Base 2015	DANE
	Proyección Trimestral: 2024Q4 – 2038Q4		UPME- Fedesarrollo
Población	Histórico Anual: 1994 – 2019	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2020 – 2038		DANE
Temperatura Media. Áreas geográficas del SIN	Histórico Mensual: 1994M01 - 2024M09	Grados centígrados (°C)	IDEAM
	Proyección Mensual: 2024M10 - 2038M12		IDEAM

Fuente. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024 UPME

En el documento “Proyección de la demanda de Energía eléctrica y Potencia máxima 2024-2038”, la UPME presenta una proyección de demanda de energía eléctrica por áreas, discriminadas como sigue: Caribe, Oriente, Suroccidente, Antioquia y Nordeste. Sobre este punto, es importante informar que el SIN se encuentra dividido en cinco (5) áreas operativas, que corresponden al conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que define el operador del sistema -OR: (XM), para operar de forma segura el sistema, de acuerdo con lo definido en el numeral 1.3 del Código de Operación establecido mediante Resolución CREG 025 de 1995, y para las cuales se realizan los análisis eléctricos para identificar y entregar las señales operativas más relevantes a tener en cuenta para garantizar una operación del SIN confiable, segura y económica.

F-DE-03 V.3

15/07/2024

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **“Copia No Controlada”**. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 4 de 18



Radicado No.: 20251000116231

Fecha: 04-08-2025

Tabla 2. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario medio (GWh-año)

	SIN (GWh-año)				
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste
2024	19.743	17.807	15.993	11.101	8.464
2025	20.381	18.139	16.107	11.184	8.557
2026	21.087	18.783	16.473	11.276	8.870
2027	21.988	19.192	16.662	11.402	9.187
2028	22.897	19.529	16.843	11.553	9.477
2029	23.869	19.793	17.015	11.707	9.746
2030	24.925	20.020	17.196	11.868	10.014
2031	25.864	20.341	17.465	12.090	10.301
2032	26.982	20.559	17.657	12.259	10.576
2033	28.158	20.745	17.840	12.423	10.846
2034	29.430	20.986	18.060	12.614	11.149
2035	30.698	21.225	18.272	12.799	11.455
2036	32.016	21.448	18.474	12.979	11.760
2037	33.421	21.726	18.707	13.182	12.097
2038	34.808	21.979	18.914	13.368	12.426

Fuente. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024 UPME

Ahora bien, respecto a la atención de esta demanda de energía, la UPME formula el Plan de Expansión de Generación que es de carácter indicativo, y en donde se identifican los requerimientos de energía eléctrica del país ante diferentes escenarios, sin determinar los proyectos a ejecutar ya que la generación es una actividad de libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85² de la Ley 143 de 1994, por lo cual, las decisiones de inversión en proyectos de generación son de la empresa privada, quien asume las responsabilidades asociadas con aspectos como el tipo de tecnología a usar, financiación, permisos, ejecución, puesta en marcha y operación de los proyectos de generación.

Los análisis desarrollados para el Plan Indicativo de Expansión de Generación -PIEG, se fundamentan en las fuentes y potenciales disponibles y en las iniciativas de desarrollo de los proyectos de generación, bien porque estén inscritos en el Registro de Proyectos de Generación de la UPME o cuenten con conexión aprobada a la red de transporte.

² Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 5 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

El pasado mes de abril de 2024, la UPME publicó la actualización del Plan de Expansión de Generación 2023-2037, en el que se proponen cuatro escenarios de oferta de energía que se describen a continuación:

- **Escenario 1 de oferta (Libre + Ituango Fase II):** se considera que para diciembre de 2026 entre en operación la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), así como la entrada en operación de los proyectos asociados a la Colectora I (1,050 MW) para enero de 2027, y Colectora II (3,000 MW) para 2032-2033.
- **Escenario 2 (Libre - Ituango Fase II):** en este escenario, no se considera la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), con el fin de determinar y analizar los requerimientos en capacidad y tipos de recursos necesarios que permitan cumplir con la confiabilidad del sistema. Las demás condiciones son las mismas que fueron definidas para el Escenario 1.
- **Escenario 3 (Libre - Ituango Fase II + Mod. FPO Colectoras):** En este escenario se incluye el aplazamiento de las fechas de puesta en operación en dos años para los proyectos que hacen parte de Colectora I y Colectora II, excluyendo de la matriz el proyecto de generación hidroeléctrica Ituango en su Fase II.
- **Escenario 4 (Transición Energética Justa):** En este escenario se toman las condiciones planteadas para el escenario No. 1, adicionando los siguientes aspectos:
 - i) Salida de plantas térmicas y reconversión de plantas a combustibles líquidos a partir de 2028
 - ii) Ingreso progresivo de FNCER al sistema (7,891 MW)
 - iii) Ingreso de la capacidad de generación eólica asociada al proyecto de transmisión Colectora II, configurada temporalmente como capacidad disponible a partir de 2032.

Con base en estos escenarios de oferta de energía eléctrica, la UPME analizó el balance de energía firme frente a la proyección de demanda media de energía eléctrica publicada por esta misma entidad en julio de 2023 (cuyos resultados en el escenario medio presentan una diferencia de entre 2.7% y 3.4% por encima a la revisión de julio de 2024 mencionada anteriormente), y que se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 1. Proyección demanda de energía escenario medio revisión julio 2023



Unidad de Planeación Minero Energética



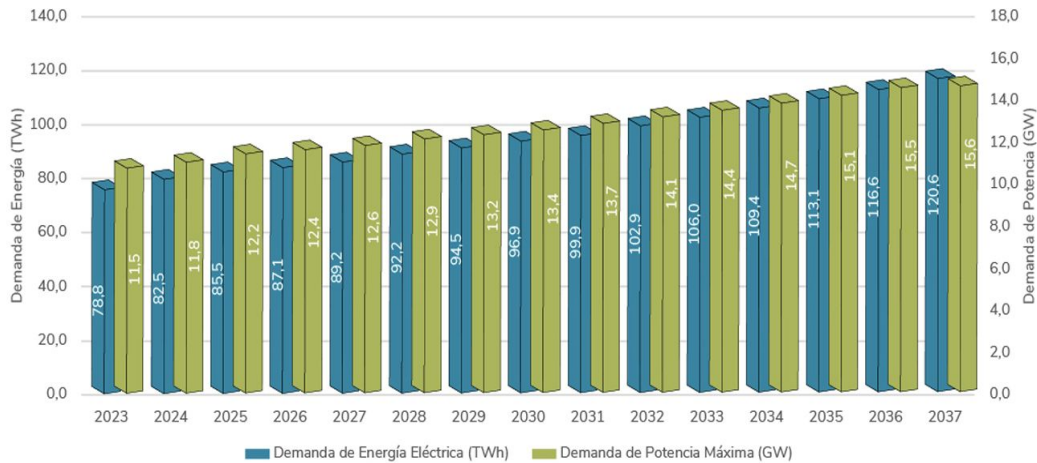
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 6 de 18



Radicado No.: 20251000116231

Fecha: 04-08-2025



Fuente. UPME. Actualización del Plan de Expansión Generación 2023 – 2037

El balance de energía firme comparó la proyección de demanda del sistema versus la Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad – ENFICC, está última estimada según la siguiente ecuación:

$$ENFICC = CEN \times \mu_i \times 24h$$

Donde:

ENFICC: Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad [GWh día]

CEN: Capacidad Efectiva Neta de la Tecnología [GW]

μ : Factor de ENFICC

i: Tecnología considerada

h: HORA

Considerando los siguientes factores de ENFICC:

Tabla 3. Demanda de energía UPME (julio 2023)

TECNOLOGÍA	FACTOR μ	TECNOLOGÍA	FACTOR μ
Hidráulica Filo de Agua	0.15	Solar	0.13
Térmica a gas	0.90	PCH	0.12
Eólica	0.14	Biogás/Biomasa	0.7
Eólica Offshore	0.35		

Fuente. UPME. Actualización del Plan de Expansión Generación 2023 – 2037

Tomando en cuenta únicamente la ENFICC verificada para el período 2023-2024, la ENFICC estimada a los proyectos que entraron en operación hasta octubre 2023 y que no tienen compromisos con el sistema, y la ENFICC estimada a los proyectos con compromisos del CxC y CLPE, se observa que, en el mes de septiembre de 2026, la



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 7 de 18

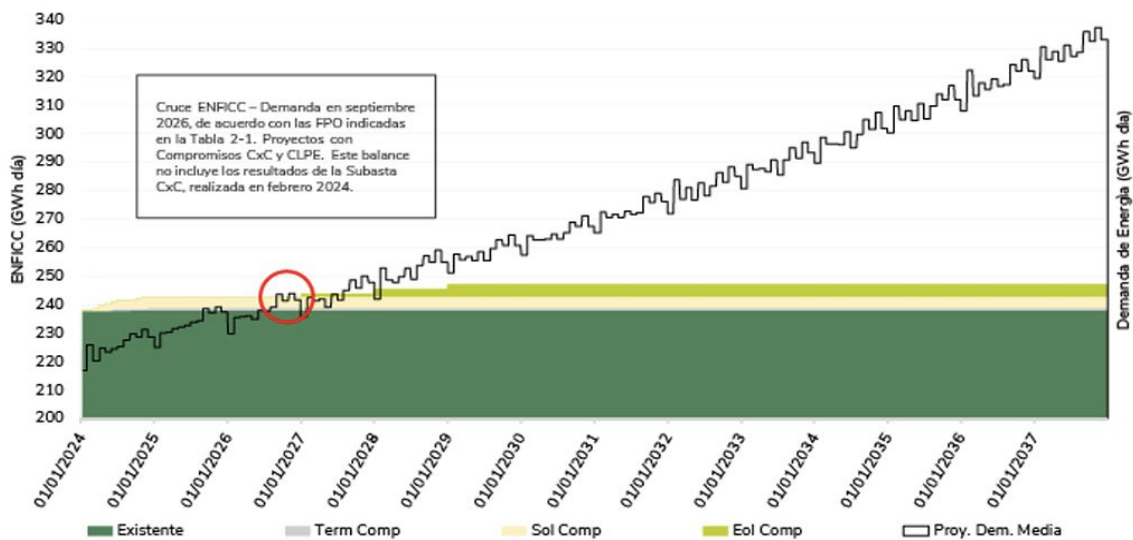


Radicado No.: 20251000116231

Fecha: 04-08-2025

demanda de energía proyectada en el escenario medio, supera la ENFICC del sistema, como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 2. Balance energía firme vs demanda de demanda – Caso Base



Fuente. UPME. Actualización del Plan de Expansión Generación 2023 – 2037

Es de mencionar que, se tiene prevista la publicación para comentarios de la versión preliminar de la nueva versión del Plan Indicativo de Expansión de Generación (PIEG), para el mes de agosto del presente año (2025).

Adicionalmente, se reitera que la UPME en su Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) únicamente determina unas alternativas de expansión de la generación, pero las decisiones de inversión en proyectos de generación son de iniciativa privada.

"3. ¿Qué porcentaje de la nueva capacidad agregada al SIN en los últimos cinco años fue adjudicada a través del CxC versus mecanismos alternativos (mercado libre, contratos bilaterales)?

4. ¿Qué impacto han tenido las subastas del Cargo por Confiabilidad en la incorporación de nuevas tecnologías renovables (como solar y eólica), en comparación con tecnologías hidroeléctricas y térmicas, en términos de capacidad adjudicada, entrada efectiva al sistema y cumplimiento de cronogramas?"



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 8 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

Estas preguntas no son competencia de la UPME sino de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, toda vez que conforme lo establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 101 024 de 2022: *"La CREG podrá convocar una subasta del cargo por confiabilidad en el momento en que lo considere necesario, cuando para un año $t+p$ la suma de la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación sea menor o igual a la demanda objetivo y/o cuando, a partir del análisis que realice la Comisión, se requiera una subasta para asegurar las condiciones de prestación del servicio en el mediano y largo plazo en el Sistema Interconectado Nacional"*. Por tal motivo, se realizó el traslado a la CREG para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000116201 del 02 de agosto de 2025.

"5. ¿Qué proyectos de transmisión críticos para la Costa Caribe y La Guajira siguen retrasados, y cuál es su impacto estimado en reconciliaciones positivas (COP/año) si no entran a tiempo?"

Para dar respuesta, inicialmente, es preciso poner de presente que en lo que se refiere a la transmisión de energía eléctrica, la UPME, en relación con el Sistema de Transmisión Nacional - STN (redes de transporte a 220, 230 y 500 mil voltios), a través del Plan de Expansión de Transmisión identifica las necesidades de expansión y define los proyectos para la correspondiente adopción del plan por parte del Ministerio de Minas y Energía. Estos proyectos son desarrollados por inversionistas privados seleccionados a través de convocatorias públicas, quienes se encargan de aspectos como la financiación, los diseños, el licenciamiento ambiental, los trazados, la construcción, operación y mantenimiento, bajo los términos establecidos en el artículo 85³ de la Ley 143 de 1994. La remuneración inicia con la puesta en operación de la obra y proviene de la tarifa del servicio pagada por los usuarios.

En línea con lo anterior, en cuanto a *"qué proyectos de transmisión críticos para la Costa Caribe y La Guajira siguen retrasados"*, se presenta a continuación el estado de avance de los proyectos de transmisión que se encuentran en ejecución, y ubicados en la Costa Atlántica:

COLECTORA - CUESTECITAS - LA LOMA – Convocatoria UPME 06-2017

- FPO oficial: 22/jul/25. Resolución del MME 40277 del 02 de agosto de 2022.
- FPO proyectado: 14 de diciembre de 2026.
- Avance total del proyecto con corte a mayo 2025: Se reporta un avance general programado de 95,43% vs un avance ejecutado y avalado por la interventoría de 80,55%.

³ Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 9 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

- GEB solicitó prórroga a la FPO por 572 días calendario. El Ministerio de Minas y Energía aún no se ha pronunciado.

Tramo Colectora - Cuestecitas:

- FPO prevista: 14 de diciembre de 2026.
- Se inició la construcción el 01 de noviembre de 2024 y se estima terminar el 13 de septiembre de 2026, el avance en las actividades es:
 - Línea A: Excavaciones 31 de 257 Torres; Fundaciones 28 de 257 Torres, Montaje 1 de 257.
 - Línea B: Excavaciones 33 de 259 Torres; Fundaciones 33 de 259 Torres.
- Se tiene un avance de construcción de 18%.
- Se avanza en la ejecución del plan de manejo ambiental, y cumplimiento de indicadores. Se cuenta con un avance del 25% en la actividad de aprovechamiento forestal y ahuyentamiento en sitios de torre y vanos.
- GEB adelanta gestiones con CORPOGUAJIRA para formalizar las intenciones de realizar la restauración ecológica del predio San José, ubicado en el municipio de Albania.
- Mininterior emitió concepto de procedencia de consulta para nuevas comunidades mediante Resolución ST 619 del 08 de mayo de 2025 y Resolución 0749 del 29 de mayo de 2025: Comunidades Juyasirrain, Karraluy, Los Indios – Juliachon, Ouyalima, Sakalounsai, Tawoutchon, Pesuachon y comunidad indígena Rafael de la Calle – Napaipa. Es decir que, de las 39 comunidades categorizadas por GEB con riesgo de consulta previa nueve (9) son certificadas con las resoluciones mencionadas anteriormente y catorce (14) comunidades se encuentran en proceso de gestión y visitas de verificación de DANCP. Sobre las demás comunidades el Ministerio no se ha pronunciado. Se avanza en la fase de preconsulta y apertura.
- Para el mes de junio de 2025, GEB reporta seguimiento a los casos de conflictividad. Se identifican nueve (9) por representatividad, cinco (5) por territorio y ancestralidad y cuatro (4) por conflictos interclaniles. Situaciones activas que presentan limitación con el desarrollo del proyecto en infraestructura (sitios de torre y vías de acceso).

Tramo Cuestecitas - La Loma:

- FPO prevista: 28 de febrero de 2026.
- Se iniciaron las actividades de construcción en septiembre de 2023, el avance en las actividades es: Excavaciones: 507 de 511 Torres; Fundaciones: 494 de 511; Montaje 472 de 511.
- Se tiene un avance de construcción de 72,6%.
- Se avanza en la ejecución del plan de manejo ambiental, y cumplimiento de indicadores.
- En el mes de junio de 2025, el equipo biótico de GEB trabajó en el procesamiento de los datos levantados en campo para la caracterización biótica de los predios La

F-DE-03 V.3

15/07/2024



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 10 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

Pradera, Becerril y El Externado. Entre el 11 y 13 de junio de 2025, el equipo biótico de GEB realizó visita para obtener datos primarios, georreferenciación y registro fotográfico de predios localizados en la vereda Los Gorros, corregimiento de Tomarrazón, Riohacha, para la selección de áreas de compensación con comunidades.

- La comunidad del Corregimiento de Villa Martín y el Consejo comunitario Francisco El Hombre solicita a ENLAZA la construcción de una infraestructura nueva para la ocupación del cauce OC 152, la cual se encuentra en malas condiciones. El 13 de junio se realizó una visita al sitio por parte de un experto estructural, un geotecnista, un geólogo y comunidad para formular un diagnóstico que permita establecer la solución técnica, ambiental y legal.

Subestaciones

- **SE Colectora,**

- **GEB** informa que la movilización para la construcción de la **SE Colectora** comenzó el 1 de marzo de 2025, las actividades de construcción, que incluyen obras, descapote, corte de terreno e ingreso de maquinaria, darán inicio en junio de 2025, la vía de acceso a la **SE Colectora** está siendo adecuadamente preparada para garantizar el paso de equipos, camionetas y volquetas, a la vez que se mantienen las restricciones ambientales y sociales establecidas en la licencia ambiental. Todas las comunidades se encuentran socializadas, la interventoría estima que finaliza la construcción el 14 de diciembre de 2026.

- **SE Cuestecitas,**

- **GEB**, inició la construcción el 03 de mayo de 2024 y tenía previsto terminar el 22 de diciembre de 2025, sin embargo, para esa fecha no se habrán instalado los equipos de la interfaz **GIS-AIS-GIS**, ya que se ha retrasado la fecha de inicio de la fabricación de estos equipos, la cual se había reprogramado para el 17 de abril de 2025. En consecuencia, el montaje de los equipos de la interfaz se llevará a cabo a partir del 22 de diciembre de 2025, la interventoría estima que la finaliza la construcción el 28 de febrero de 2026.
- En relación con la contratación directa con Siemens, fábrica en China, se solicitó una nueva verificación de los tiempos de fabricación de los suministros, pruebas FAT, transporte, y demás aspectos logísticos para asegurar que no se presentarán problemas en la ruta crítica y GEB está evaluando la posibilidad de transportar los equipos por vía aérea con el objetivo de reducir los tiempos de entrega y optimizar la fecha de energización y puesta en servicio de la SE Colectora.

- **SE La Loma,**

F-DE-03 V.3

15/07/2024



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 11 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

- La fecha de energización de La Loma prevista para abril de 2025 no se pudo cumplir, teniendo en cuenta que XM solicitó el cumplimiento del acuerdo 1937 emitido por el CNO el 28 de febrero de 2025 (Acuerdo 1937 por el cual se aprueba la actualización del "Procedimiento para la declaración de entrada en operación comercial de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional-STN y STR"). Este acuerdo del CNO cambió el procedimiento para la energización de proyectos y por lo tanto la aprobación de las nuevas fechas para la energización de La Loma estarán condicionadas al cumplimiento del nuevo Acuerdo. Antes se tomaba en cuenta la FPO del proyecto para la puesta en servicio, ahora se toman en cuenta las pruebas para la puesta en servicio.
- Para el mes de mayo de 2025 se encuentra nuevamente en curso la gestión con XM para fecha de FIPPS para definición de la nueva fecha de puesta en servicio. GEB informó que de acuerdo con los nuevos procedimientos establecidos en el acuerdo 1937 del CNO, se tiene prevista la energización de La Loma para el mes de agosto de 2025. La interventoría estima que la construcción terminará el 31 de agosto de 2026.

2DO CIRCUITO CUESTECITAS / LA LOMA 500 kV. (Ampliación)

- Se firmó el acta de inicio de construcción el 29 de junio de 2023, Avance ejecutado reportado por el inversionista del 87,9%.
- Continúan actividades de cierre de pendientes de la bahía en la SE La Loma 500 kV y construcción de obras civiles en la SE Cuestecitas.
- Continúa construcción del tramo cuestecitas – la loma continúa actividades de ejecución de obras civiles, con 507 excavaciones, 511 cimentaciones finalizadas y 472 torres montadas.
- El inversionista radicó solicitud de prórroga el pasado 02 de noviembre de 2023, el MME dio respuesta a la solicitud de prórroga mediante Resolución 40736 de 15 de diciembre de 2023, resuelve que la nueva fecha de puesta en operación es el 27 de junio de 2026.

COPEY CUESTECITAS - COPEY FUNDACIÓN – Convocatoria UPME 09-2016

- Mediante Resolución 40335 del 23 de agosto de 2024 de MME modifica la FPO del proyecto, en un término de 362 días calendario, por lo que la nueva FPO es el 22 de agosto de 2025.
- Durante el mes de julio de 2025, se informa por parte de ISA-ITCO que se energiza el proyecto y se están realizando pruebas de operación, para que pueda ser declarado en operación comercial por parte de XM al finalizar el mes.
- Avance global del proyecto a corte de 30 de junio de 2025 reportado y avalado por el interventor es 96.07%

F-DE-03 V.3

15/07/2024



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 12 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

- Gestión líneas de transmisión: El avance global en la gestión líneas a corte de 30 de junio de 2025 reportado y avalado por el interventor es 98.91%.

COPEY- NUEVA CUESTECITAS 500 KV. (TRAMO 1 Y TRAMO 2)

- **Tramo 1:** 236 torres y una longitud de 105 km. Avance de actividades: Replanteo 236 (100%), en obra civil 91 (100%), montaje 236 (100%), aptas para carga 236 (100%), tendido de cable conductor 104.69 km (100%), regulación del cable conductor 104.69 km (100%), instalación de separadores 231 (98.73%), entrega final 234 (99.15%)
 - **Tramo 2:** 254 torres y una longitud de 117 km. Replanteo 254 (100%), en obra civil 117 (100%), montaje 254 (100%), aptas para carga 254 (100%), tendido de cable conductor 113.81 km (100%), regulación de cable de conductor 113.81 km (100%), instalación de separadores 254 (100%), entrega final 254 (100%)
 - ISA informa que para los 5 sitios de torre del predio Bethania por el tipo de suelo (rocoso) las actividades de excavación y cimentación pueden tardar hasta 6 meses.
 - **Copey - Fundación 230 kV: entró en operación el 16 de noviembre de 2024. fueron declarados los activos que hacen parte de la línea Copey Fundación 220 kV y subestaciones asociadas.** LT COFU 220 kV (133 apoyos: 132 torres y un poste). Longitud = 50 km aproximadamente.
 - **Copey - Nueva Cuestecitas 230 kV:** 9 torres y una longitud de 2 km. Inicio contrato de construcción 18 de abril 2022. Replanteo 9 (100%), en obra civil 9 (100%) montaje 9 (100%), revisión para carga 9 (100%). No se registra avance para el periodo, a la espera de firmar acuerdo técnico-operativo entre AIRE e ISA.
- **Gestión de Subestaciones.** El avance global en la gestión de subestaciones a corte de 30 de junio de 2025 reportado y avalado por el interventor es de 92.37%.

Copey 500 kV. Adecuación de terreno 100%, sistema de puesta a tierra 100%, Montaje de equipos de potencia 99%, caseta de relés 100%, cárcamos y ductos 100%, cableado y conexiónado 95%, pruebas individuales a equipos de potencia 100%, pruebas funcionales 88%, pruebas servicios auxiliares 100%.

Copey 230 kV. entró en operación bahía de línea Fundación el 15 de noviembre de 2024. Se mantiene en desarrollo actividades de tipo civil que hacen parte del alcance de los pliegos de la convocatoria UPME 09-2016, entre ellas: adecuación de terreno 100%, sistema de puesta a tierra 100%, Montaje de equipos de potencia 100%, montaje equipos secundarios 100%, caseta de relés



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 13 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

100%, cárcamos y ductos 100%, pruebas individuales a equipos de potencia 100%, cableado y conexión 100%. Pendiente finalización de actividades civiles reporta interventoría que no afectan la puesta en servicio.

Nueva cuestecitas 500/230 kV. Adecuación de terreno 100 %, montaje de equipos de potencia 500 kV 97%, montaje de equipos de potencia 220 kV 97%, montaje equipos secundarios 500 kV 100%, montaje equipos secundarios 220 kV 100%, caseta de relés 500 kV 100%, cárcamos y ductos 99%, cableado y conexión 220 kV 98%, cableado y conexión 500 kV 94%, pruebas funcionales 500 kV 40%, pruebas funcionales 220 kV 76%.

Fundación 220 kV. entró en operación la bahía de línea Copey 230 kV el 16 de noviembre de 2024. En desarrollo de algunas actividades civiles acabado de Patio 100%, Cerramiento en Mampostería 100% valores reportados por la interventoría a corte de 30 de junio de 2025, en general la subestación según lo reportado por la interventoría está en 100%.

Cuestecitas 230 kV Existente. Adecuación de terreno 100%, caseta de relés 100%, malla de puesta a tierra 100%, cárcamos y ductos 100%, cimentación de equipos de potencia 100%, montaje de equipos de potencia 100%, cableado y conexión 85%.

2DO CIRCUITO COPEY - CUESTECITAS 500 kV. (Ampliación)

- FPO Oficial: 22 de agosto de 2025.
- En Construcción, aplica el mismo reporte presentado para UPME 09-2016 Copey- Cuestecitas, en cuanto a situaciones de orden social, ambiental y predial.
- Avance global reportado por el inversionista a 30 de junio: 94.91%

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS ATLÁNTICO – Convocatoria UPME STR 01-2021.

- Proyecto presenta un avance del 43,6% - FPO oficial 22 de junio de 2025.
- El inversionista solicitó modificación de FPO ante el Ministerio de Minas y Energía, se espera pronunciamiento. Desde la UPME se envió concepto de prórroga al Ministerio de Minas y Energía el día 06 de febrero de 2025 mediante radicado UPME 20251530017791.
- Mediante resolución MME 40163 del 09 de abril de 2025, el ministerio otorgó 78 días de prórroga colocando la nueva fecha oficial de operación para el 22 de junio de 2025

F-DE-03 V.3

15/07/2024



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 14 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

- No se ha activado por parte del inversionista el contrato EPC (que Incluye ingeniería de detalle para la Línea de transmisión e ingeniería de detalle para la subestación SAEB).
- No se ha realizado por parte del inversionista los trámites necesarios para la legalización del lote de la Subestación SAEB.
- El inversionista no ha activado la orden de compra de los equipos SAEB.
- Se cuenta con los siguientes instrumentos y permisos ambientales aprobados: Aprovechamiento Forestal (En curso una solicitud de prórroga radicada el 21 de octubre de 2024 ante Barranquilla Verde), Fichas de Manejo y Plan de Manejo Ambiental de Residuos de Construcción y Demolición.
- El 26 de noviembre de 2024 se realizó una socialización en el área de influencia del proyecto con el propósito de dar cumplimiento al trámite solicitado por parte de la Secretaría de Planeación de Barranquilla.
- Mediante la Resolución No. 40285 del 20 de junio de 2025, el Ministerio de Minas y Energía otorgó una prórroga para la Fecha de Puesta en Operación, la cual fue extendida hasta el 9 de julio de 2026.

SUBESTACIÓN CARRETO 500 kV – UPME 06 -2021

- El proyecto cuenta con ingeniería básica y de detalle para la línea de transmisión y subestación. Presentando un avance total del 16,53%.
- En lo referente a la presentación del diseño para la conexión y reconfiguración de la línea Chinú - Carreto - Sabanalarga 500 kV ante ISA, CELSIA se encuentra a la espera de comentarios y observaciones por parte de ISA.

Componente Socioambiental

- En relación al componente socioambiental del proyecto, teniendo en cuenta que ANLA emitió auto de inicio N° 001152 del 28 de febrero de 2025 y posterior a la visita de evaluación, el 11 de abril CELSIA adelantó con la autoridad, reunión de solicitud de información adicional. A la fecha el inversionista se encuentra atendiendo los 45 requerimientos efectuados al EIA, por lo cual, de acuerdo a la solicitud de prórroga efectuada por parte del inversionista, la presentación de los ajustes al EIA se dará con fecha máxima al 10 de junio de 2025.
- El proyecto cuenta con Resolución No. ST-1275 del 7 de octubre de 2024, mediante el cual se otorga el concepto de no procedencia de consulta previa emitida por el DANCP, no obstante, el inversionista radicó ante DANCP solicitud de actualización del concepto, como consecuencia del requerimiento efectuado por ANLA. A través de la Resolución No. ST-0686 del 14 de mayo de 2025, DANCP reitera la no procedencia de consulta previa para el proyecto.
- ICANH remite observaciones a la fase de campo de arqueología, se estima inicio de prospección a partir del 03 de junio en el marco del programa de arqueología preventiva.

F-DE-03 V.3

15/07/2024

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 15 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

SUBESTACIÓN PASACABALLOS 220 kV – Convocatoria UPME 05 -2021

- El proyecto cuenta con ingeniería básica para la línea de transmisión y subestación.
- Presenta un avance del 19.7%
- Se realizó por parte de la UPME aprobación de cambio de Diagrama Unifilar de la subestación previo concepto de interventor.

Componente Socioambiental

- El 31 de diciembre de 2024, ISA presentó ante la ANLA, mediante el radicado No. 20246201538472, la tercera versión del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA). Posteriormente, el 22 de enero de 2025, la ANLA confirmó que la Verificación Preliminar de Documentación (VPD) fue considerada conforme. En consecuencia, el 21 de febrero de 2025, ISA formalizó la presentación del DAA ante la ANLA, siendo notificado de que la visita de evaluación se llevaría a cabo entre el 10 y el 14 de marzo de 2025. Posteriormente, el 3 de abril de 2025, mediante el radicado No. 20253100212061, la ANLA informó a ISA sobre la necesidad de una reunión para solicitar información adicional dentro del proceso administrativo de evaluación del DAA. Según el Acta No. 20 del 7 de abril de 2025, en dicha reunión se realizaron siete requerimientos de información adicional.
- El 9 de junio de 2025, la ANLA notificó a ISA el Auto No. 4491, fechado el 6 de junio de 2025, mediante el cual se selecciona la Alternativa A en el trámite correspondiente al Diagnóstico Ambiental de Alternativas presentado.
- Se encuentra en elaboración el EIA, para ser radicado ante ANLA.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN LA LOMA – SOGAMOSO 500 kV – Convocatoria UPME 04-2019

- **Subestaciones Sogamoso 500 kV y La Loma 500 kV:** Las actividades de obra civil finalizaron en mayo de 2024. En la SE Sogamoso se realizan actividades en reactores con supervisión de HITACHI. En la SE La Loma, se realizan mesas de trabajo con GEB para retomar solicitudes de consignaciones para intervención de cárcamos y conexión de servicios auxiliares.
- **LT La Loma - Sogamoso:** En febrero de 2025, ISA inició la etapa de construcción de la línea de transmisión, autorizada mediante las Resoluciones 2182 del 2 de octubre de 2024 y 2872 del 23 de diciembre de 2024. La construcción de la línea se dividió en tres tramos; cada tramo será ejecutado por tres contratistas diferentes:
 - Tramo 1: Pórtico SE La Loma - T318: Ya ha avanzado en replanteo, marcación y excavación de torres

F-DE-03 V.3

15/07/2024



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 16 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

- Tramo 2: T319 - T462V: Ya ha avanzado en replanteo de torres.
- Tramo 3: T463V - pórtico SE Sogamoso: No ha iniciado actividades de construcción. Avanza en formalización de contrato y verificación de la red geodésica.

Se han reportado situaciones de orden público en la región en la que se desarrolla el proyecto, por lo tanto; en los tres tramos se reportan dificultades de ingreso por riesgos asociados al conflicto armado y a bloqueos de gremios de conductores, esto ha dificultado el avance de obra y el avance en junio fue casi nulo.

- Debido a las restricciones establecidas en la licencia ambiental, ISA ha radicado desde febrero/2025, siete solicitudes de cambio menor, de las cuales dos relacionadas con accesos a sitios de torre continúan se han resuelto parcialmente por parte de la ANLA. Actualmente, ANLA negó el cambio menor para el 75% de los accesos solicitados (aproximadamente 600).
- Adicionalmente, se deben realizar ajustes al trazado de las líneas motivados en las restricciones de la licencia ambiental otorgada, lo que implica la elaboración de dos modificaciones de licencia, las cuales serán radicadas en julio y agosto de 2025. Así mismo, se contempla la posibilidad de radicar una tercera modificación, asociada al concepto emitido por la Aeronáutica Civil respecto a la solicitud de evaluación de obstáculos y radiointerferencia por la instalación de torres en cercanías del aeropuerto Hacaritama, en Aguachica, recibido el 17 de febrero de 2025.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN RÍO CÓRDOBA - BONDA 220 kV – Convocatoria UPME 10-2019

- **LT Tramo I:** Finalizadas las actividades de construcción.
- **LT Tramo II:** La ANLA se pronunció sobre la solicitud de **Licencia Ambiental** mediante la Resolución 002775 del 13 de diciembre de 2024, notificada el 17 de diciembre de 2024 y en firme el 23 de diciembre de 2024.

En febrero de 2025, los pueblos indígenas Ette Ennaka y Wiwa interpusieron dos acciones de tutela, solicitando el reconocimiento de su derecho fundamental a la Consulta Previa en el marco del licenciamiento ambiental de los tramos 1 y 2, respectivamente. El Juzgado Primero Penal del Circuito de Santa Marta resolvió ambas tutelas, ordenando a la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) realizar un nuevo estudio que considere los argumentos presentados por los pueblos Ette Ennaka y Wiwa, con el fin de determinar si procede la consulta previa. El fallo fue notificado el 25 de febrero de 2025. Ante lo anterior, GEB presentó un recurso de impugnación, por lo que el 10 de abril de

F-DE-03 V.3

15/07/2024



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 17 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

2025 se decretó nulidad por el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Santa Marta- Sala Penal. Sin embargo, el 5 de mayo de 2025, el Juzgado Primero Penal del Circuito de Santa Marta profirió un nuevo fallo de primera instancia bajo las mismas consideraciones del primer fallo, y GEB impugnó este fallo nuevamente el 19 de mayo de 2025. El 17 de junio de 2025, se recibió la sentencia de segunda instancia emitida por el Tribunal Superior de Santa Marta, que confirmó el fallo de primera instancia y dejó sin efectos las resoluciones previas, ordenando a la DANCP realizar un nuevo estudio del componente étnico y poblacional para evaluar la procedencia de la consulta previa.

GEB inició actividades de construcción en el Tramo 2 en enero de 2025, con corte a junio/2025, de un total de 45 sitios de torre, se ha reportado avance en 44 sitios de torre.

Se ha presentado imposibilidad de acceder al sitio de la torre N.29, debido a que la comunidad Ette Ennaka ha formulado requerimientos adicionales en el marco del cumplimiento de los acuerdos establecidos en la consulta previa, relacionados específicamente con las actividades de rescate arqueológico. En consecuencia, se han programado actividades de armonización y ejecución del rescate para el mes de julio de 2025.

- **Subestaciones:** GEB finalizó actividades de obras civiles en marzo de 2024. Está pendiente la ejecución de las pruebas End to End, frente a lo cual GEB informa que habrá un cambio en la estrategia de energización del proyecto, la cual se realizará en una única etapa que incluye la energización de las Subestaciones y la línea de transmisión. Durante el mes de junio de 2025, GEB finalizó pruebas FAT, inició tendido de cableado en la SE Río Córdoba e inició gestiones para inicio de cableado en la SE Bonda.

TERCER TRANSFORMADOR BOLÍVAR 500/220 kV – Convocatoria UPME 05 - 2023

- A corte de junio de 2025, el avance programado es de 30,53% y el avance ejecutado, avalado por la interventoría, es del 23,55%. La FPO proyectada por parte de la interventoría es el 30 de junio de 2026, la cual coincide con la FPO establecida en pliegos para el proyecto.
- ENLAZA-GEB avanza con los proveedores de equipos primarios el desarrollo de la ingeniería, así como los trámites para adquisición de suministros de los equipos primarios, sistemas secundarios y obras civiles. Durante el periodo, avanzaron los trámites entre ITCO (propietario de la subestación Bolívar 220 kV) y ENLAZA-GEB para la conexión del autotransformador con la bahía GIS a 220 kV, a corte de junio de 2025 no se ha definido entre ambos agentes este aspecto.

F-DE-03 V.3

15/07/2024



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 18 de 18



Radicado No.: **20251000116231**

Fecha: 04-08-2025

- En cuanto al avance ambiental, aún se está a la espera de la revisión y visto bueno por parte de ITCO del documento de cambio menor de la licencia ambiental remitido por ENLAZA - GEB. Surtida esta etapa, será radicada ante la Autoridad Ambiental.

En los anteriores términos se considera atendida integralmente su solicitud, en el marco de competencias de esta entidad.

Atentamente,

Manuel Peña Suarez
Director General Encargado
Dirección General

Copia a:
JOSÉ DAVID NAME - (jname@joseiname.com) - Congreso de la República - BOGOTA - D.C.

Elaboró: LEIDY BRIGITH VERA RUNCERIA
Revisó: JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS, JOHANA CAROLINA BASTIDAS BURGOS, JUAN CAMILO SÁNCHEZ SALAZAR, MATEO SEVERINO RODRIGUEZ, Manuel Peña Suarez, YENNY CAROLINA BARRERA RODRÍGUEZ, KAROL ENRIQUE CIFUENTES THORRENS
Aprobó: Manuel Peña Suarez