



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Señores

COMISIÓN SEXTA-CÁMARA DE REPRESENTANTES CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Calle 10 No. 7-50

comision.sexta@camara.gov.co

Bogotá D.C.

Asunto: Respuesta a la proposición 049 de 2025 trasladada parcialmente por el Ministerio de Minas y Energía relacionada con "*seguridad energética como política de estado*", recibido mediante radicado UPME No. 20251110217242

Respetados representantes

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

Mediante comunicación con radicado UPME No. 20251110217242, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recibió, por traslado del Ministerio de Minas y Energía, la proposición 049 de 2025 relacionada con "seguridad energética como política de estado", en particular, las preguntas: 6, 7, 8, 9, 12 y 23.

Para dar respuesta, en primer lugar, es importante señalar 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, en el marco de las competencias de esta entidad.

Con relación con los temas del subsector energía eléctrica:



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 2 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

"6. ¿Puede explicar cómo pretende el Gobierno garantizar la seguridad energética del país, cuando proyectos de generación renovable no convencional no entran en las fechas propuestas o han sido cancelados por sus desarrolladores?"

Inicialmente, es importante señalar que la generación de energía eléctrica es una actividad de libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85 de la Ley 143 de 1994, por lo tanto, son los desarrolladores quienes asumen las responsabilidades asociadas en cuanto a tecnología, financiación, permisos, ejecución y operación de los proyectos. En consecuencia, las competencias de la UPME se limitan a la asignación de capacidad de transporte, de conformidad con lo establecido en los artículos 4 y 16 del Decreto 2121 de 2023.

En línea con esto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 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 101 020 de 2023, entre otras, 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), estableciendo a la UPME como responsable de la asignación de capacidad de transporte para proyectos Clase 1¹.

En este sentido, es preciso indicar que, para garantizar la utilización de la capacidad de transporte asignada a un proyecto, el artículo 24 de la Resolución CREG 075 de 2021 establece que:

"ARTÍCULO 24. GARANTÍA PARA RESERVA DE CAPACIDAD. Con el propósito de garantizar la utilización de la capacidad de transporte asignada para proyectos clase 1, el interesado deberá otorgar una garantía para reserva de capacidad que cumpla con los requisitos establecidos en el Anexo 'Condiciones de las garantías'. Esta garantía deberá entregarse al ASIC conforme al plazo definido en el artículo 28. La entrega deberá ser en físico, mientras el ASIC diseña un sistema de garantías que no requiera su entrega por ese medio.

El valor de la cobertura de la garantía para reserva de capacidad se calcula en pesos colombianos, multiplicando diez (10) dólares de los Estados Unidos de América por el número de kW de la capacidad de transporte asignada, establecido en el concepto de conexión, y por la tasa de cambio representativa del mercado, TRM, vigente el lunes de la semana anterior a la fecha de emisión de la garantía. Este valor debe actualizarse cada vez que se cumpla un nuevo año desde la fecha de emisión de la garantía, con la variación anual de la serie Oferta Interna del Índice de Precios del

¹ Proyecto clase 1: proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 3 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Productor, IPP, publicada por el DANE a comienzos del mes de enero del año en el que se hace la actualización. La garantía con el valor actualizado debe entregarse al ASIC quince (15) días hábiles antes de que se cumpla un nuevo año desde la primera fecha de emisión de la primera garantía (...)".

Asimismo, el artículo 32 de la citada Resolución dispone que:

"ARTÍCULO 32. AJUSTES POR INCUMPLIMIENTO DE LA CURVA S. Cuando se evidencie el incumplimiento de alguna de las fechas establecidas para los hitos descritos en el artículo 29, identificados en la curva S de referencia de un proyecto clase 1, se procederá de la siguiente forma:

- a) Cuando se incumpla por primera vez un hito de la curva S, el interesado deberá actualizar el valor de cobertura de la garantía para reserva de capacidad, multiplicando por dos (2) el monto garantizado al momento del incumplimiento.*
- b) Cuando se dé un segundo incumplimiento, el interesado deberá actualizar el valor de cobertura de la garantía para reserva de capacidad multiplicando por dos (2) el monto garantizado al momento de evidenciar este incumplimiento.*
- c) Si se llega a un tercer incumplimiento, se procederá a la ejecución de la garantía para reserva de capacidad, y se aplicará lo previsto en el artículo 33 en cuanto a la liberación de la capacidad de transporte asignada (...)"*.

De este modo, es preciso indicar que la finalidad de la "garantía para reserva de capacidad" es respaldar el compromiso de los proyectos que aceptan la capacidad de transporte asignada por la UPME, de manera que, en caso de incumplimiento, se haga efectiva la ejecución de los recursos constituidos como garantía. Este mecanismo no solo fortalece la seriedad de las propuestas y desincentiva prácticas que puedan afectar la eficiencia y transparencia del proceso, sino que también contribuye a evitar que los proyectos desistan de su ejecución o inicien operaciones en fechas distintas a las aprobadas, salvo en aquellos casos en los que medien razones debidamente acreditadas y justificadas, conforme a lo previsto en el artículo 17 de la Resolución CREG 075 de 2021, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 101 049 de 2024.

Ahora bien, por su parte, en lo referente a la seguridad energética, es oportuno destacar que el artículo 65 de la Resolución CREG 071 de 2006, establece que:

"Anualmente la CREG evaluará la diferencia entre las Obligaciones de Energía Firme adquiridas para un año en particular y la proyección de demanda de energía más reciente calculada por la UPME. Con base en esta evaluación ordenará la realización de una Subasta de Reconfiguración para la compra o para la venta de Obligaciones de Energía Firme, según sea el caso, de conformidad con lo establecido en esta resolución".



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 4 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Así las cosas, la ejecución de las citadas subastas garantiza la seguridad energética del país, al mantener en equilibrio las Obligaciones de Energía Firme (OEF) con la proyección de la demanda, lo que permite mitigar riesgos de desabastecimiento y preservar la confiabilidad del sistema eléctrico.

"7. ¿Existen planes reales y ciertos que puedan constatare en relación con el desarrollo de nuevos proyectos de generación convencional, o la apuesta del Gobierno es sólo respecto de proyectos intermitentes? ¿Cómo evitar que algo como lo ocurrido en España no nos pase en el mediano plazo?"

"8. El estudio de flexibilidad presentado por XM indica que, un ingreso de 16 GW de energía renovable genera que 24 de los 25 indicadores de seguridad del sistema se estén en riesgo. ¿Cómo evalúa el Gobierno solventar esos riesgos de flexibilidad, capacidad de transporte seguridad?"

En este aspecto, se dará respuesta conjunta a las preguntas 7 y 8 en los siguientes términos:

De conformidad con 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 Indicativo de Expansión de Generación (PIEG). El PIEG es de carácter **indicativo**, en él se identifican los requerimientos de energía eléctrica del país ante diferentes escenarios, sin determinar los proyectos a ejecutar, ya que como se mencionó anteriormente, la generación es una actividad de libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85 de la Ley 143 de 1994, por lo tanto, la UPME en el PIEG únicamente determina unas alternativas de expansión de la generación, pero las decisiones de inversión en proyectos de generación son de los inversionistas (no necesariamente con referencia al PIEG), quienes asumen la responsabilidad por aspectos como su diseño, ejecución, tipo de tecnología a usar, ubicación geográfica, financiación, permisos, puesta en marcha y operación.

En línea con esto y en cumplimiento del objetivo nacional de *"abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector de electricidad"*, la UPME publicó en abril de 2024, la actualización del PIEG 2023-2037, con base en la información disponible para el mes de noviembre de 2023. Esta actualización incorpora un análisis de prospectiva de generación orientado a establecer las señales de expansión y los requerimientos necesarios para garantizar, a largo plazo, la atención de la



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 5 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

demanda de energía y potencia del país mediante una matriz diversificada, en coherencia con la hoja de ruta de la Transición Energética Justa.

Los análisis desarrollados para el 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 porque cuenten con conexión aprobada a la red de transporte. En el PIEG 2023-2037 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. La salida de plantas térmicas y avance en el proceso de reconversión de las plantas de 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.

En el PIEG 2023-2037, se analizan escenarios de expansión de la generación considerando la información de entrada (proyección de demanda de energía, precios de combustibles, proyectos de generación con compromisos del Cargo por Confiabilidad -CxC y Subastas de Contratos de Largo Plazo de Energía -CLPE, y con concepto de conexión aprobado), información sobre el entorno económico, político y ambiental, cambios o señales



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 6 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

regulatorias, avances tecnológicos, supuestos que implican cambios en la matriz de generación del país en un marco de descarbonización, entre otros.

Asimismo, en la construcción de los escenarios de expansión se consideran criterios como el atraso en las Fechas de puesta en operación -FPO de los proyectos, con el propósito de analizar cómo estas eventualidades podrían afectar la conformación futura de la matriz de generación y el desempeño del sistema. Resaltando que, dentro de los criterios para definir los escenarios indicativos está el cumplimiento de indicadores de confiabilidad VERE y VEREC, de tal forma que en ninguno de los escenarios se presente déficit en el abastecimiento de la demanda.

A continuación, en la tabla 1 se presenta la configuración de los escenarios analizados en el PIEG 2023-2037:

Tabla1. Escenarios evaluados y su configuración (Actualización PIEG 2023-2037)

Escenario	Proyección de Demanda	Proyectos con Compromisos CxC-CLPE	Portafolio de Proyectos	Entrada			TEJ
				Colectora 1 (1050 MW)	Colectora 2 (3000 MW)	2da Etapa Ituango (1200 MW)	
Simulación Operativa	Proyección de Demanda UPME, escenario medio	Si	No	ene-27	No	No	-
No 1. Escenario Libre (+) Ituango Fase II		Si	Si	ene-27	2032-2033	dic-26	-
No 2 Escenario Libre (-) Ituango Fase II		Si	Si	ene-27	2032-2033	No	-
No 3. Escenario Libre (-) Ituango Fase II (+) Mod. FPO Colectoras		Si	Si	ene-29	2034-2035	No	-
No. 4. Escenario de Transición Energética		Si	Si	ene-27	2032-2033	dic-26	Salida de plantas térmicas a carbón: 290 MW (2028) 729 MW (2029) 164 MW (2033) 170 MW (2035) 273 MW (2036) Retiro de plantas a líquidos: 988 MW (2028) Entrada FNCER Biomasa: 978 MW (2024 a 2037) Biogás: 1322 MW (2024 a 2037) Eólico: 4500 MW (2028 a 2037) Solar: 727 MW (2028 a 2037) Baterías: 363.5 MW (2028 a 2037) ¹⁹



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 7 de 23



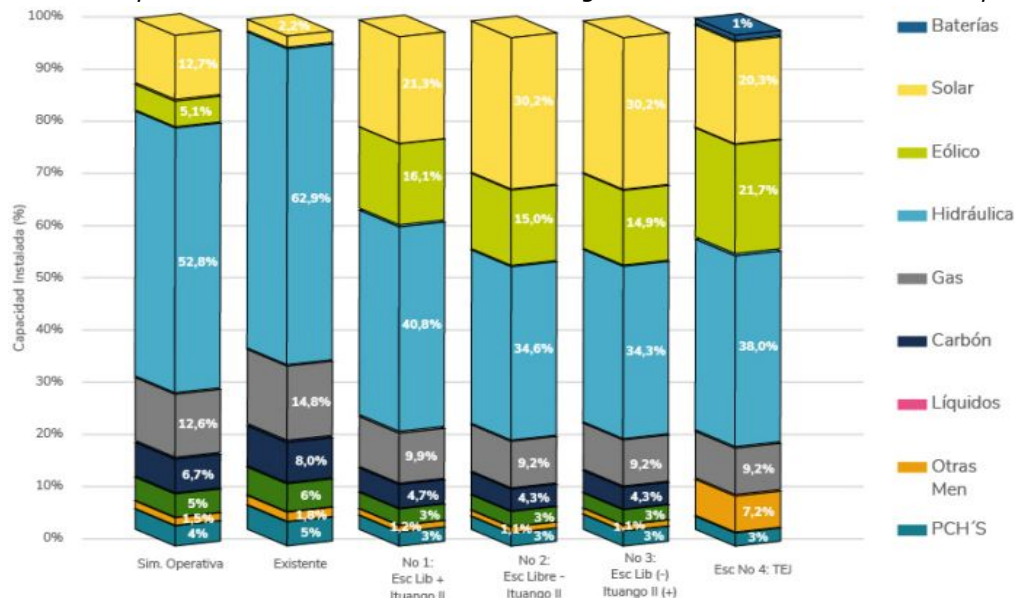
Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Fuente: PIEG 2023 – 2037, UPME.

Adicionalmente, como resultado de los análisis realizados en el PIEG 2023-2037, en la gráfica 1 se muestra el comportamiento proyectado de la matriz eléctrica bajo los distintos escenarios considerados, resaltando que en todos ellos se presenta una complementariedad entre los diferentes recursos de generación. De este modo, no se contempla únicamente la participación de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), sino la integración coordinada de todos los recursos disponibles.

Gráfica 1. Composición Porcentual de la Matriz Energética a 2037 – Escenarios de Expansión



Fuente: PIEG 2023 – 2037, UPME.

Si es de su interés, a través del siguiente enlace puede encontrar, para una consulta más detallada, el PIEG:

https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-la-generacion/#_%C2%BFqu%C3%A9-es?

Por otra parte, teniendo en cuenta solo los proyectos con capacidad de transporte asignada vigente hasta la fecha, para el año 2033 (última FPO aprobada y vigente para un proyecto de generación) se agregaría al SIN una capacidad **adicional** de generación de 18.59 GW, la cual corresponde al 89.76% de la capacidad instalada actual (20.71 GW). De esta capacidad



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

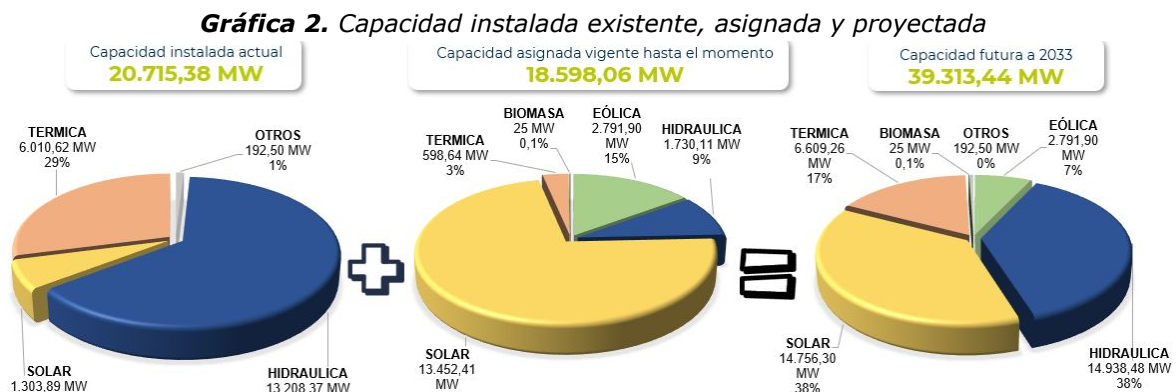
Página 8 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

adicional, 13.45 GW corresponden a proyectos de energía solar, 2.79 GW a proyectos de energía eólica, 1.73 GW a proyectos hidroeléctricos, 0.59 GW a proyectos térmicos y un proyecto de Biomasa con una capacidad de 25 MW. A continuación, la gráfica 2 muestra la proyección de capacidad instalada y asignada de proyectos para el año 2033 en todo el país.



Fuente: Elaboración UPME

En la gráfica 2, también se evidencia cómo la matriz eléctrica tenderá a diversificarse y a favorecer la complementariedad entre los distintos recursos de generación, sin limitarse únicamente a las FNCER. Esta diversificación contribuirá a garantizar un suministro eléctrico seguro y confiable en todo el territorio nacional, asegurando la cobertura de la demanda presente y futura.

No obstante, con la incorporación de fuentes de generación de tipo variable (como lo son la solar y la eólica), resulta importante realizar análisis de flexibilidad que permita evaluar la capacidad del sistema para integrar estos recursos. En este contexto, la participación de otros elementos de la red, como las líneas de transmisión o los compensadores síncronos, se vuelve esencial para fortalecer la operación del sistema y mitigar los efectos asociados a la variabilidad de dichas fuentes.

En concordancia con lo anterior, es conveniente destacar que, de conformidad con el Decreto 848 de 2005, XM, en su calidad de Centro Nacional de Despacho (CND), se encuentra encargado de la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN. En el marco de estas funciones, elabora los estudios de flexibilidad del sistema (a los cuales podrá acceder por medio del siguiente enlace: <https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-estudios-deflexibilidad-del-sin/>)



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 9 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

[resultados-de-estudios-de-flexibilidad-del-sin](#)). Dichos estudios, en sus versiones "2022 - Estudio de Flexibilidad del SIN y Servicios Complementarios (Horizonte 2024-2027)" y "2024 - Estudio de Flexibilidad del SIN y Servicios Complementarios (Horizonte 2029-2030)", identifican, entre otros, los siguientes aspectos:

- Las redes existentes del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), así como la puesta en operación de los proyectos en construcción, son un elemento clave para incorporar las energías renovables y poder transportar la energía desde los puntos de generación hacia los centros de consumo.
- Resulta importante avanzar en la modernización y fortalecimiento del SIN con herramientas de digitalización, automatización y nuevos esquemas de operación y mercado que permitan hacer frente a la variabilidad e incertidumbre introducida por las fuentes renovables no convencionales de energía, y lograr la estabilidad, confiabilidad y economía en escenarios de operación con altos volúmenes de integración de estas tecnologías de producción.
- Para la matriz esperada a 2027, se evidencia la suficiencia energética requerida para abastecer la demanda en escenarios normales y críticos, con una complementariedad entre los recursos eólicos, solares, hidráulicos y térmicos, que permite sortear sin cortes de energía los periodos deficitarios en aportes hídricos o con bajos niveles de radiación solar y de viento, al tiempo que se avanza en la reducción de emisiones de CO₂.
- Dado a que la región Caribe se posiciona como la receptora del mayor volumen de fuentes renovables no convencionales, el estudio identifica la importancia de la puesta en servicio de los proyectos de transmisión que se encuentran en construcción para que la energía pueda fluir desde la región Caribe hacia los centros de consumo, no solo hacia la misma región sino además hacia el centro del país.
- Se requiere la definición de nuevos proyectos de transmisión y la incorporación de nuevas tecnologías como los compensadores síncronos o las baterías, como elementos esenciales para garantizar un abastecimiento seguro y confiable de la demanda y maximizar la producción de las fuentes de generación renovable no convencional.
- Se plantea la necesidad de acercar la planificación al tiempo real y coordinar operativamente todos los recursos frente a los cambios que se puedan presentar en la demanda y la generación con la entrada masiva de generación renovable.
- Se deben regular los servicios de aporte de nivel de cortocircuito y aporte de inercia, así como los niveles mínimos de fortaleza de red y propagación de huecos de tensión aceptables para el sistema.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 10 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Frente a lo anterior, resulta pertinente señalar que la UPME adelanta de manera permanente procesos de planeación en los que analiza las redes del SIN, con el propósito de proponer proyectos de expansión de la transmisión que garanticen la calidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico. Como resultado de este ejercicio, la UPME publica los Planes de Expansión de Transmisión, en los cuales se formulan proyectos que posteriormente son adoptados por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y, de ser el caso, sometidos a procesos de convocatoria pública.

En el marco de este ejercicio, en el año 2024 la UPME formuló la estrategia "*Misión Transmisión*", orientada a la actualización y modernización del STN. Este plan se estructura en cuatro dimensiones que agrupan paquetes de proyectos diseñados para atender problemáticas específicas del SIN en el corto, mediano y largo plazo, con el objetivo de fortalecer la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico en el contexto de la transición energética.

Particularmente, en relación con el desafío de la intermitencia de las FNCER, es de resaltar la incorporación de compensadores síncronos dentro de la estrategia "*Misión Transmisión*". Estos equipos resultan esenciales para la integración de cerca de 11 GW de proyectos FNCER en la región Caribe, dado que aportan inercia al sistema y robustecen la red existente. Cabe señalar que, en la región, únicamente Brasil dispone actualmente de esta tecnología, mientras que Chile ha iniciado recientemente su proceso de implementación, lo cual evidencia que se trata de elementos que contribuirán a la modernización del SIN.

Los estudios y documentos en los que la UPME ha abordado el tema de los compensadores síncronos se pueden encontrar en los siguientes enlaces:

- COMPENSADORES SÍNCRONOS como Elemento de Flexibilidad en la Transición Energética:
https://docs.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Position_paper_comp_sincronos_V4.pdf
- Proyecto primer Paquete de Obras Urgentes – 2024:
https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_Obras_Urgentes.pdf
- Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica - TOMO I Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional:



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 11 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/
Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf)

Sin perjuicio de lo anterior, es importante señalar que todos los proyectos de transmisión propuestos por la UPME resultan esenciales para garantizar la calidad, flexibilidad, confiabilidad y seguridad del SIN, razón por la cual debe velarse por su adecuada implementación. Estos proyectos pueden ser consultados en los Planes de Expansión elaborados por la UPME, disponibles en el siguiente enlace:

<https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Planes-expansion-generacion-transmision.aspx>

"9. ¿Tiene el Gobierno una política clara para la expansión de la infraestructura energética nacional, especialmente en transmisión, regasificación y transporte de hidrocarburos?"

En lo referente a la expansión de la infraestructura de energía eléctrica, es pertinente señalar que el parágrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994 establece que compete a la UPME elaborar los planes de expansión del SIN, y sus criterios y forma para elaborarlo se encuentran descritos en la Resolución MME 181315 de 2002 modificada por la Resolución 180925 de 2003, siendo el MME quien adopta las obras de expansión de acuerdo con el numeral 8 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012, mediante acto administrativo.

En línea con esto, es conveniente resaltar que en el Plan de Expansión de Transmisión se definen los proyectos en cuanto a características técnicas como capacidades y ubicación general, sin precisar trazados ni localización exacta de infraestructura, lo cual es determinado por el adjudicatario de la obra en la fase de ejecución en función de variables ambientales, sociales y físicas, entre otras, y los permisos de las diferentes autoridades. Estos proyectos son desarrollados por inversionistas seleccionados a través de convocatorias públicas que realiza la UPME, según lo delegado por el MME mediante la Resolución 181315 del 2 de diciembre de 2002, modificada por la Resolución 180925 del 15 de agosto de 2003; quienes resultan adjudicados para desarrollar y ejecutar los proyectos de transmisión, realizan esta actividad por su cuenta y riesgo, y no actúan en nombre del Estado, ni tienen con la UPME, el MME, o cualquier otra entidad estatal, vínculo contractual alguno, y se encargan de la financiación, los diseños, el licenciamiento ambiental, los trazados, la construcción, operación y mantenimiento, y su remuneración inicia con la puesta en operación de la obra y proviene de la tarifa del servicio pagada por los usuarios.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 12 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

En este orden de ideas, es oportuno reiterar que la UPME mantiene un continuo seguimiento al desarrollo de los proyectos de transmisión y efectúa análisis para la expansión de la red eléctrica del país; es así como estructuró un ambicioso plan de obras urgentes de transmisión de energía eléctrica conocido como "*Misión Transmisión*", como se detalla a continuación:

Misión Transmisión

En las primeras dimensiones, se definen proyectos que permitan atender restricciones eléctricas críticas en el mediano y largo plazo, las cuales no cuentan con obras estructurales definidas y tienen un carácter de urgencia para su solución.

I. Dimensión 1. Obras Urgentes – Primer Paquete de Obras Urgentes

El objetivo de esta dimensión es atender restricciones críticas o situaciones especiales del SIN, las cuales pueden comprometer la calidad, seguridad, confiabilidad y economía en el suministro de energía eléctrica. De este modo, se definieron proyectos en conjunto con el CNO y XM, para atender restricciones del sistema en varias regiones del país donde hay declaraciones de emergencia.

II. Dimensión 2. Obras Anexas al Plan de Expansión – Segundo Paquete Obras Urgentes

En este documento, se definieron 5 proyectos para atender restricciones que no tienen obras estructurales definidas, asociadas principalmente a Demanda No Atendida (DNA). A continuación, en la figura 1 se presenta el consolidado de las obras presentadas en las dimensiones 1 y 2.

Figura 1. Obras presentadas en las dimensiones 1 y 2 – Misión Transmisión.



Unidad de Planeación Minero Energética

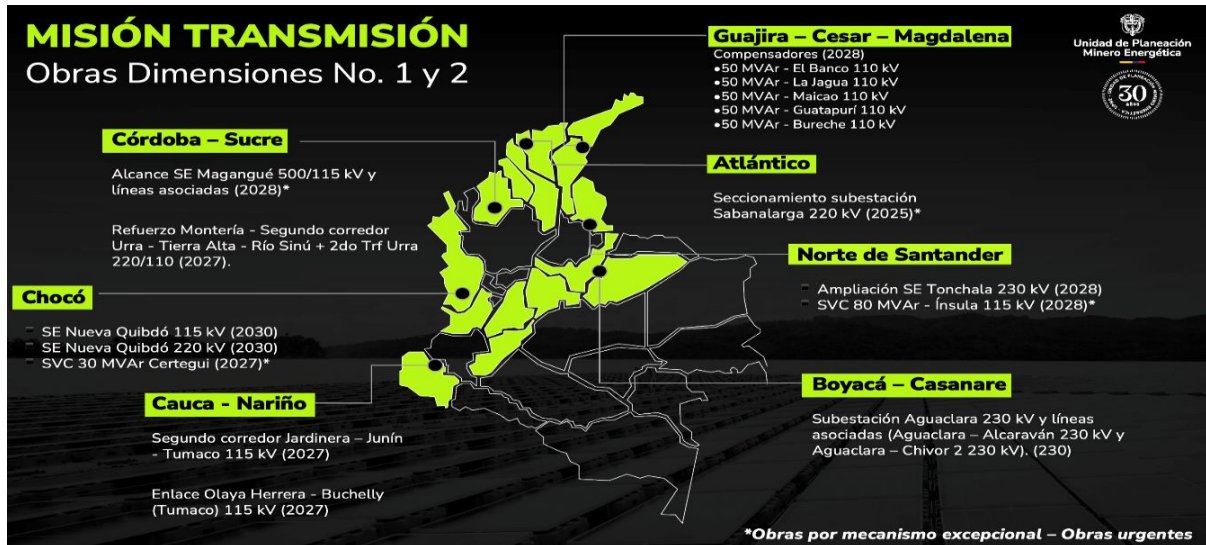
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 13 de 23



Radicado No.: 20251000179011

Fecha: 26-11-2025



Fuente: Elaboración UPME.

III. Dimensión 3. Plan de Expansión

Esta dimensión tiene como objetivo la definición de obras estructurales que requiere el sistema para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de energía para un horizonte de 15 años. Estos proyectos se publicaron a finales de diciembre de 2024 en el documento "Plan de Expansión de Transmisión 2024 - 2038" correspondiente con el TOMO II del documento "Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica" y se ilustran a continuación en la figura 2.

Figura 2. Plan de Expansión.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

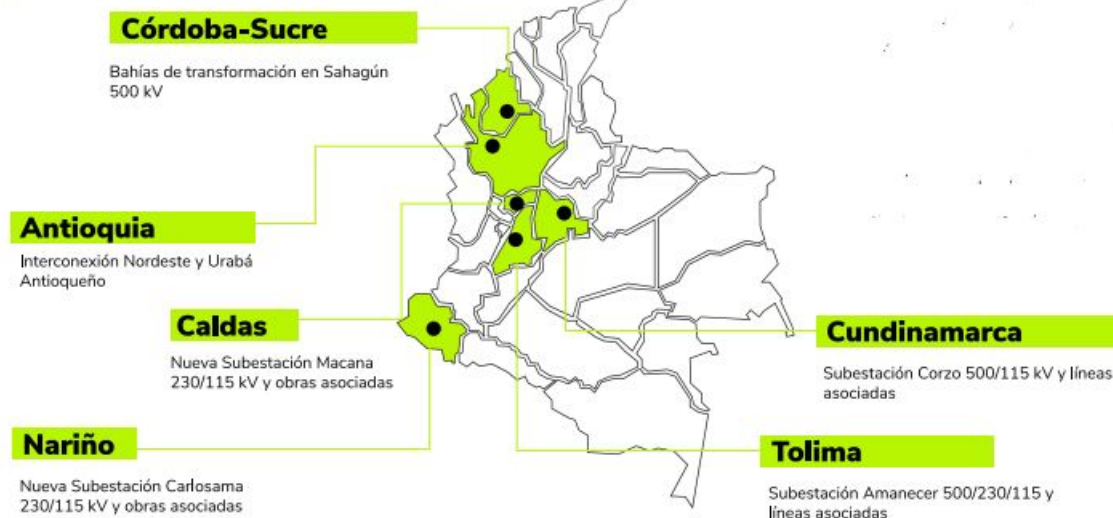
Página 14 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Plan de Expansión



Fuente: Elaboración UPME.

Finalmente, la Misión Transmisión con sus dimensiones 1, 2 y 3 deja adoptadas un total de 19 obras en los diferentes mecanismos (anexas al plan anterior, mecanismos excepcional y adopción del nuevo plan de expansión). A continuación, se presenta la figura 3, en donde se evidencia el consolidado de las obras que permitirá contar con 4890 MVA de capacidad adicional de transformación, 2673 km de líneas de transmisión adicionales, 13 nuevas subestaciones, 5 compensadores síncronos y 3 elementos de compensación reactiva (FACTS).

Figura 3. Obras presentadas en las dimensiones 1, 2 y 3 – Misión Transmisión.



Unidad de Planeación Minero Energética

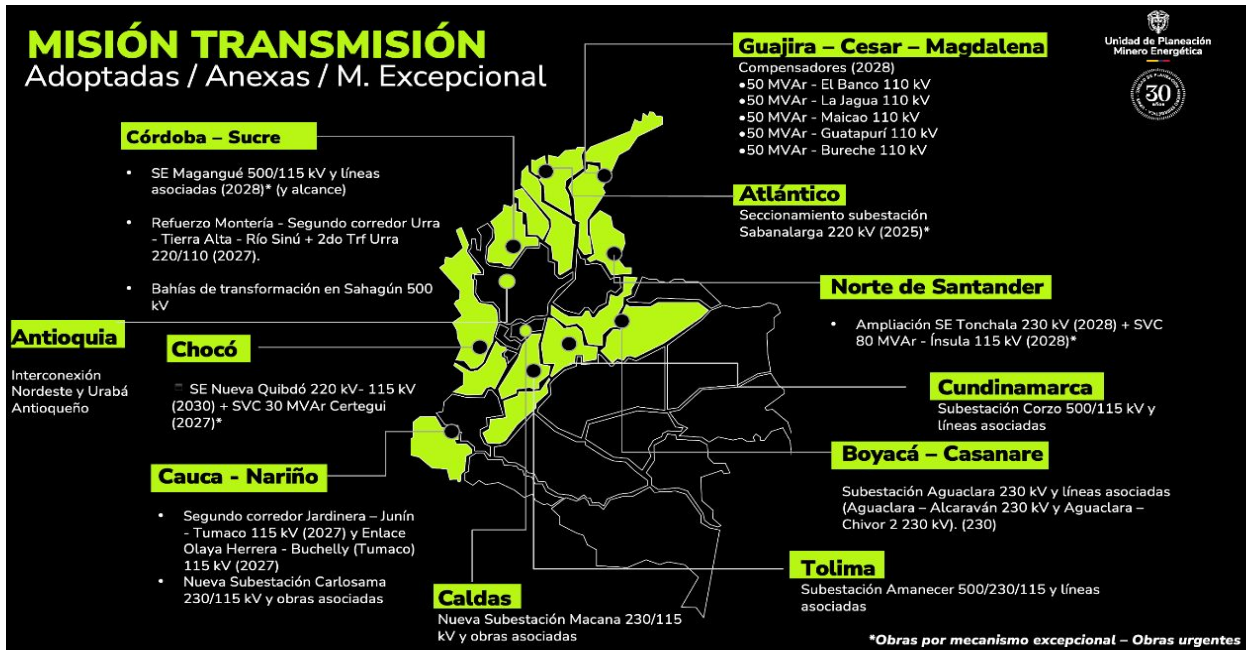
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 15 de 23



Radicado No.: 20251000179011

Fecha: 26-11-2025



Fuente: Elaboración UPME

IV. Dimensión 4. Modernización del SIN

En esta dimensión se presenta un plan en el cual se incluyen nuevas tecnologías que permitirán la modernización del SIN, así como las necesidades regulatorias para habilitar dichas tecnologías. En el documento indicativo "*Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional*" correspondiente con el TOMO I del documento "*Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica*" publicado a finales de diciembre de 2024. Este plan se convierte en la hoja de ruta que la UPME seguirá para dar un salto cualitativo en el STN, donde se encuentra un portafolio de 98 obras, discriminadas así: 7 Refuerzos mediante nuevas líneas en infraestructura de doble circuito, 3 Repotenciaciones de líneas con conductores de alta temperatura (HTLS), 5 Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB), 4 Reconfiguraciones de subestaciones, 2 Dispositivos basados en FACTS, 34 Expansiones en subestaciones para resolver problemáticas de cortocircuito, 27 de Expansión estructural, 15 Compensadores síncronos y 1 Mega obra – Circunvalar de 500 kV Caribe – Centro para eólica offshore.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 16 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Si es de su interés, los documentos correspondientes a las dimensiones 1, 2, 3 y 4 de la "Misión Transmisión" se encuentran disponibles para su consulta a través del siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/mision-transmision/>

Adicionalmente, es importante reiterar que todos los proyectos de transmisión propuestos por la UPME constituyen un componente fundamental para asegurar la calidad, flexibilidad, confiabilidad y seguridad del SIN, por lo que resulta indispensable velar por su correcta ejecución. Cabe señalar que, el acceso a los Planes de Expansión elaborados por la UPME fue indicado en el ítem anterior.

"12. ¿Cómo explica el Gobierno el retraso en la adjudicación de proyectos estratégicos del Plan de Expansión de Transmisión como Colectora (UPME 06-2019) y Cuestecitas-Cuestecitas 220 kV (UPME 03-2021), que son indispensables para evacuar la generación renovable de La Guajira, en un contexto de creciente riesgo de desabastecimiento?"

En primera instancia, es preciso aclarar que los proyectos a los que hace referencia en su consulta son: UPME 06-2017 Subestación Colectora 500 kV y líneas de transmisión Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma 500 kV, y UPME 09-2016 Líneas de Transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV y Copey – Fundación 220 kV. Hecha la aclaración, se presenta la información al respecto:

I. UPME 09-2016 Líneas de Transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV y Copey – Fundación 220 kV

Esta obra entró en operación el pasado 06 de agosto de 2025. Si es de su interés, podrá acceder a los documentos de la respectiva convocatoria por medio del siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/convocatorias/convocatoria-publica-upme-09-2016-lineas-de-transmision-copey-cuestecitas-500-kv-y-copey-fundacion-220-kv/>

II. UPME 06-2017 Subestación Colectora 500 kV y líneas de transmisión Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma 500 kV

Frente al citado proyecto, es oportuno destacar que el mismo fue adjudicado en febrero de 2018 al Grupo Energía Bogotá (GEB) y, su importancia, radica en la evacuación de la generación renovable de La Guajira hacia el Sistema Interconectado Nacional.



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 17 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

El alcance del proyecto contempla la construcción de la nueva subestación Colectora a 500 kV, dos líneas a 500 kV de circuito sencillo entre la subestación Nueva Cuestecitas y Colectora con una longitud aproximada de 120 km, la instalación de reactores inductivos de 60 MVar en cada extremo de estas líneas, y una línea adicional de 500 kV entre Cuestecitas y La Loma de aproximadamente 250 km, con reactores inductivos de 120 MVar en sus extremos.

La ejecución de un proyecto de esta envergadura requiere el cumplimiento de trámites y requisitos habilitantes, dentro de los que se destacan la obtención de la licencia ambiental y el desarrollo de consultas previas con las comunidades étnicas del área de influencia. Estos procesos son fundamentales para garantizar la viabilidad social y ambiental del proyecto, y el aval para poder iniciar la construcción.

En el marco de estos requerimientos, el proyecto ha presentado retrasos que han sido reportados y sustentados ante el MME, la UPME y la interventoría, mediante solicitudes de prórroga a la fecha de entrada en operación. Dichas solicitudes se radicaron el 11 de enero de 2022 y el 6 de septiembre de 2024, haciendo uso de lo establecido en el **artículo 16 de la Resolución 180924 de 2003 del MME**, que permite modificar la fecha de puesta en operación cuando se acrediten atrasos por fuerza mayor o por demoras en la expedición de licencias ambientales y consultas previas, siempre que dichos retrasos estén debidamente sustentados.

En respuesta a la primera solicitud de prórroga, el MME expidió la Resolución 40181 del 23 de mayo de 2022 y posteriormente la Resolución 40277 del 2 de agosto de 2022, en las que reconoció un retraso de 477 días calendario y amplió la fecha de puesta en operación hasta el 22 de julio de 2025. Esta decisión se sustentó en hechos concretos: en agosto de 2019, el GEB solicitó al Ministerio del Interior iniciar los procesos de consulta previa para los tramos Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma. Aunque se concertaron rutas metodológicas, la falta de respuesta oportuna del Ministerio obligó a reprogramar actividades, de modo que el inicio formal de la consulta previa solo se dio en noviembre y diciembre de 2019.

A estas demoras iniciales se sumó la suspensión de los procesos durante la emergencia sanitaria por COVID-19, así como conflictos internos en comunidades Wayuu y pueblos de la Sierra Nevada de Santa Marta, que retrasaron la protocolización de las consultas y,



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 18 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

en consecuencia, la radicación de los estudios de impacto ambiental (EIA) requeridos para obtener la licencia ambiental y dar inicio a la construcción.

En síntesis, los atrasos en el proyecto Colectora se explican principalmente por la demora en la emisión de certificaciones de consulta previa, el inicio tardío de los procesos, la suspensión derivada de la pandemia y la conflictividad interna de las comunidades. Estos factores afectaron el cumplimiento del cronograma inicialmente previsto y han hecho necesario recurrir a la prórroga contemplada en la normatividad vigente.

Por otro lado, en la segunda solicitud de prórroga, el MME expidió la Resolución 40325 del 22 de julio de 2025, mediante la cual reconoció un retraso adicional de 274 días calendario, fijando como nueva fecha de operación el 22 de abril de 2026. Esta Resolución actualmente se encuentra en recurso de reposición y, el sustento de esta decisión se relaciona con el cierre tardío de los procesos de consulta previa con las comunidades Wayuu certificadas, los cuales se fueron protocolizando en la medida en que se resolvían las conflictividades internas. Las últimas comunidades en alcanzar acuerdos fueron Ishoshi-Poropo y Mashalesirra, que protocolizaron el 27 y 28 de junio de 2023, marcando el cierre de un proceso que se había prolongado desde el 29 de diciembre de 2021.

Dicha prolongación impactó directamente la ruta crítica del proyecto, ya que **la radicación del EIA ante la autoridad ambiental solo pudo realizarse el 25 de julio de 2023**, retrasando así el inicio del trámite de licencia ambiental. Es importante resaltar que, hasta que no se culminara la protocolización de la consulta previa con las 223 comunidades étnicas Wayuu certificadas por el Ministerio del Interior (conforme a las Resoluciones 271 del 10 de junio de 2019, 91 del 24 de octubre de 2019 y 059 del 30 de enero de 2023), no era jurídicamente posible radicar el EIA.

La licencia ambiental para el tramo Cuestecitas – La Loma 500 kV fue otorgada el 28 de noviembre de 2022, mediante la Resolución ANLA No. 02811, y la correspondiente al tramo Colectora – Cuestecitas 500 kV fue concedida el 27 de agosto de 2024, a través de la Resolución ANLA No. 01871.

Una vez obtenidas estas licencias, fue posible habilitar formalmente el inicio del proceso de construcción del proyecto. Sin embargo, durante la fase de implementación se han presentado diversas situaciones que han afectado el acceso a los sitios de torre y la ejecución del proyecto, entre las cuales se destacan:



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 19 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

- Condiciones deficientes de las vías de acceso, que han generado bloqueos por parte de comunidades locales.
- Falta de pronunciamiento del Ministerio del Interior frente a solicitudes de procedencia de consulta previa, como en el caso de la comunidad Nueva Jacob.
- Ausencia de acuerdos sobre compensaciones por el uso de accesos durante la etapa de operación y mantenimiento, como lo reclamó el Consejo Comunitario Smith Rafael Mejía Palacios.
- Construcción de viviendas dentro de la franja de servidumbre por parte de la comunidad Palenstu, lo cual representa un nuevo reto para la ejecución del proyecto.
- Nuevas Resoluciones emitidas por el Ministerio del Interior, que reconocen la procedencia de consulta previa para ocho comunidades adicionales en el territorio de Tawoutchon, ampliando los procesos de diálogo y concertación necesarios.

Si es de su interés, los documentos de la respectiva convocatoria se encuentran disponibles en el siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/convocatorias/convocatoria-publica-upme-06-2017-subestacion-colectora-500-kv-y-lineas-de-transmision-colectora-cuestecitas-y-cuestecitas-la-loma-500-kv/>

Para finalizar, es oportuno indicar que esta Unidad, en el marco de sus funciones, dispone en su página web los boletines trimestrales de seguimiento a las convocatorias UPME, a los cuales podrá acceder por medio del siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/home/estudios-y-publicaciones/>

Con relación a los temas del subsector HIDROCARBUROS:

La Subdirección de Hidrocarburos tiene a su cargo la elaboración del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural - ETPAGN, el cual busca identificar la infraestructura necesaria en abastecimiento y en confiabilidad que permita garantizar el abastecimiento de gas natural a la demanda nacional.

A continuación, se relaciona el enlace de la página web de la entidad, en donde podrá acceder a las últimas versiones publicadas del ETPAGN:

https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/pang/#estudio_tecnico



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 20 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

"9. ¿Tiene el Gobierno una política clara para la expansión de la infraestructura energética nacional, especialmente en transmisión, regasificación y transporte de hidrocarburos? Bloque I. Seguridad energética como política de estado."

El MME adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural mediante Resolución No. 40031 de 2025 modificada por la Resolución 40302 de 2025, como ruta clara para la expansión de infraestructura energética nacional, en donde se priorizan proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural en el país, soportado en los análisis técnicos, económicos, sociales y costo-beneficio presentados en el estudio técnico elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética.

"23. ¿Cuál es la razón de fracaso en la subasta de la planta de regasificación del Pacífico y que acciones se han tomado para asegurar la entrada de este proyecto?"

Para la **Infraestructura de importación de Gas del pacífico-Planta de regasificación del pacífico ubicada en la Bahía de Buenaventura Valle de Cauca y gasoducto desde la planta de regasificación ubicada en la bahía de Buenaventura, hasta un punto de entrega del Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo-Valle del Cauca**, se han realizado las siguientes gestiones:

- **Convocatoria pública UPME GN No. 001 – 2020**

Teniendo en cuenta la adopción por parte del MME del proyecto identificado mediante el PAGN del 2017, y en cumplimiento de las funciones delegadas a través del Decreto 2345 de 2015, la UPME dio inicio a la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos expedidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a través de las resoluciones No. 107 y 152 de 2017 y 113 de 2018 para los proyectos del PAGN, para que mediante un esquema de convocatoria pública se lleve a cabo la selección de inversionista para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la IIGP.

Con base en lo anterior, una vez surtido el proceso de socialización, recepción de preguntas y consultas y las respuestas a las mismas por parte de las entidades competentes, el 29 de octubre de 2020 se llevó a cabo la publicación de los documentos de selección del inversionista (en adelante DSI) que dio origen a la convocatoria pública UPME GN No. 001 – 2020 (convocatoria 2020) con el objeto de seleccionar un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL), regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la IIGP.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 21 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

El 22 de octubre de 2021 se declaró desierta la convocatoria 2020 bajo la causal (i) del numeral 7.2.2 de los DSI que dicta textualmente: “(...) (i) no se presenten Propuestas en la convocatoria Pública (...)”.

Teniendo en cuenta el resultado de la convocatoria 2020, se inició un trabajo conjunto con el MME y la CREG el cual tenía por objeto:

- a. Identificar las principales causas que dieron lugar a que los inversionistas interesados se abstuvieran a la presentación de propuestas.
- b. Adoptar las medidas tendientes a incentivar la presentación de propuestas por parte de inversionistas interesados.

Para lo anterior, se analizaron los comentarios recibidos por parte algunos inversionistas que manifestaron su interés durante las etapas de la convocatoria 2020.

Como resultado de este trabajo conjunto, la CREG a través de las resoluciones No. 102-008 de 2022 y No. 102-009 de 2022 expidió nueva normatividad con los mecanismos abiertos y competitivos aplicables a los proyectos del PAGN. Los principales aspectos incluidos en esta nueva normatividad fueron entre otros: i) desagregar del ingreso anual esperado (IAE) en costos fijos y variables, así como eficiencia de equipos, ii) habilitar la opción de recibir el IAE Inversión sin prestar el servicio bajo el cumplimiento previo de algunas condiciones definidas en la regulación y iii) disminuir el monto de la garantía de seriedad.

• **Convocatoria pública UPME GN No. 001 – 2022**

En el marco de esta nueva normatividad y las funciones delegadas por el Decreto 2345 de 2015, además de la publicación del PAGN en el 2020, la UPME ratificó la adopción de este proyecto y procedió con la apertura de la convocatoria.

Así las cosas, una vez surtido el debido proceso de socialización, recepción de preguntas y consultas y las respuestas a las mismas por las entidades competentes, el 6 de septiembre de 2023 se publicó la versión definitiva de los DSI que dieron origen a la convocatoria pública UPME GN No. 001 de 2022 (convocatoria 2022) que tenía por objeto la selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la IIGP.



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 22 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Sin embargo, a pesar de los ajustes a la normatividad aplicable a este proyecto, la convocatoria 2022 tuvo el mismo resultado de la convocatoria 2020, y a través de la Resolución UPME No. 588 del 28 de agosto se declaró desierta con fundamento en lo dispuesto en el literal i) del numeral 7.5 de los DSI que dicta textualmente: "(...) (i) no se presenten Propuestas en la Convocatoria Pública; (...)".

La UPME actualizó y publicó el estudio técnico para el PAGN 2023-2038 mediante circular No. 000045- 2024 del 26 de junio de 2024. Posteriormente, la UPME mediante circular 008 de 2025 publicó el pasado 31 de enero de 2025, el documento complementario al ETPAGN 2023-2038, considerando la nueva información reportada durante el año 2024 en las Declaraciones de Producción – DP publicadas por el Ministerio de Minas y Energía – MME, el Informe de Recursos y Reservas – IRR 2023, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en mayo de 2024 y las modificaciones regulatorias.

De conformidad con los resultados se siguió evidenciando la necesidad de contar con un punto de suministro de gas natural en el Pacífico colombiano mediante infraestructura de importación y regasificación, proyecto que fue adoptado por el MME a través de la Resolución 40031 de 2025 junto a otros proyectos de suministro y transporte de gas natural.

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



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 23 de 23



Radicado No.: **20251000179011**

Fecha: 26-11-2025

Elaboró: STEPHANIE GIRE ZAMORA GUZMAN

Revisó: SANDRA JEANNETTE CABALLERO TIMOTE, YENNY CAROLINA BARRERA RODRÍGUEZ, MATEO SEVERINO RODRIGUEZ, Manuel Peña Suarez

Aprobó: res_aprobacio