

Transmisión eléctrica en Colombia: Panorama 2025

Reporte SEI
Marzo 2026

Germán Saenz Tovar
José Vega-Araújo



Publicado por

Stockholm Environment Institute
Dirección de visita: Textilgatan 43
Correo y entregas: Virkesvägen 1A
120 30 Stockholm, Sweden
Tel: +46 8 30 80 44
www.sei.org

Contacto del autor

Germán Saenz Tovar
german.saenz@sei.org

Edición

Natalia Ortiz Díaz

Layout

Richard Clay

Gráficos

Alejandra Aristizabal

Contacto de prensa

Natalia Ortiz Díaz
natalia.ortiz@sei.org

Foto de portada

Subestación eléctrica y torres de alta tensión, Colombia © HumbertoJose92 / Getty

Derechos de autor

Copyright © 2026 Stockholm Environment Institute. Este trabajo está licenciado bajo la licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional.

Para ver una copia de la licencia, visite creativecommons.org/licenses/by/4.0

DOI: <https://doi.org/10.51414/sei2026.009>

Stockholm Environment Institute es un instituto internacional de investigación sin ánimo de lucro que aborda los desafíos relacionados con el clima, el medio ambiente y el desarrollo sostenible.

Apoyamos a nuestros socios para enfrentar estos desafíos mediante investigaciones de vanguardia, generación de conocimiento, herramientas y fortalecimiento de capacidades. A través de la sede central de SEI y de sus siete centros alrededor del mundo, trabajamos en políticas, prácticas y acciones de desarrollo para construir un futuro sostenible y próspero para todas las personas.

Contenido

1. Marco institucional y regulatorio	5
2. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) y sus agentes	6
3. Acceso al SIN	10
4. Retos estructurales del SIN	12
4.1 Retrasos reiterados en la ejecución de proyectos	12
4.2 Integración de criterios socioambientales	14
4.3 Agotamiento de la capacidad de transporte y de interrupción de corto circuito	15
5. Reflexiones y perspectivas	16
Referencias	17

Mensajes clave

- La infraestructura de transmisión enfrenta un rezago estructural en un contexto de expansión de la generación eléctrica, predominantemente de fuentes de energía renovable. Con 20,9 GW de capacidad instalada total, y 18 GW aprobados adicionales, la capacidad de generación instalada total alcanzaría 38,9 GW hacia 2030.
 - El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se acerca a límites operativos: menos del 5% de la capacidad de transporte está disponible y, en los próximos 5 años, el 90% de las subestaciones agotará su capacidad de interrupción de cortocircuito, comprometiendo la integración de nuevos proyectos de generación.
 - El principal reto del sector es la ejecución: el 55% de los 20 proyectos de transmisión en ejecución presenta retrasos, algunos de alrededor de una década como Bacatá-Norte (12 años) y Sogamoso Norte-Nueva Esperanza (10 años).
 - Los retrasos obedecen a factores socioambientales, dificultades en el licenciamiento y permisos, y una débil articulación entre la planeación energética nacional y los instrumentos de ordenamiento territorial.
 - El “Plan Maestro de Modernización y Expansión de la infraestructura de Transmisión Eléctrica” plantea un portafolio indicativo de 98 obras estratégicas. Con el desarrollo de 44 de ellas, se podrían superar 149 restricciones operativas previstas al horizonte 2024-2037.
 - En 2025, la UPME adoptó formalmente el Modelo de Relacionamento Territorial, marcando un viraje institucional hacia la integración de criterios socioambientales y culturales en la planeación del sector eléctrico.
-

Este documento ofrece una radiografía del sector de la transmisión eléctrica¹ en Colombia a 2025. El documento empieza presentando el marco institucional y regulatorio, y una descripción general del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los agentes involucrados. En las siguientes secciones, ofrecemos un panorama del proceso de acceso al SIN y de los principales retos del sector. El documento finaliza con un comentario sobre perspectivas de futuro.

¹ Refiere a la infraestructura de alta tensión (> 57,5 kV) que conecta las plantas de generación con las redes de distribución y con los grandes usuarios del sistema. Este documento no aborda el Sistema de Distribución Local (SDL) (tensiones <57,5 kV).

1. Marco institucional y regulatorio

El sector eléctrico colombiano, incluyendo el segmento de transmisión, se estructura a partir de las Leyes [142](#) y [143](#) de 1994, las cuales liberalizaron el mercado y establecieron la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización (Congreso de la República de Colombia, 1994a,b). Bajo este marco, la transmisión se concibe como un monopolio natural regulado² de libre acceso y declarado un servicio público de carácter general. Estas leyes también establecen el marco para la intervención estatal en aspectos esenciales del funcionamiento del sistema como la definición de tarifas y metodologías de remuneración, la regulación del acceso a las redes, la calidad y continuidad del servicio, y las reglas de operación del SIN.

Adicionalmente, las Leyes [142](#) y [143](#) establecen el marco institucional del SIN, destacando al Ministerio de Minas y Energía (MME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Centro Nacional de Despacho (CND a través de [XM](#)), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Otras instituciones claves desde la perspectiva ambiental son la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y las Corporaciones Autónomas Regionales (CARs).

En cuanto a la operación del SIN, donde la transmisión juega un rol relevante, el CND cumple funciones de despacho y coordinación operativa, mientras que la propiedad, construcción y operación de los activos de transmisión corresponden a los agentes del sector — los Transmisores Nacionales (TN) y los Operadores de Red (OR) — y se rigen por las normas emitidas por la CREG y otras disposiciones sectoriales.

La UPME es la entidad encargada de elaborar los [Planes de Expansión de Generación y Transmisión](#) (UPME, s.f.-e), siguiendo los lineamientos del Código de Planeamiento establecido en la [Resolución CREG 025 de 1995](#), la [Resolución CREG 022 de 2001](#) y la [Resolución MME 181313 de 2002](#). Estos planes son instrumentos fundamentales para la planeación del SIN y son de carácter mandatorio. En ellos se realiza el análisis de las redes de transmisión de energía eléctrica tomando como base las proyecciones de demanda eléctrica y se identifican las necesidades y prioridades de expansión del SIN actual en el corto, mediano y largo plazo.

² Implica que todos los servicios se pueden suministrar por un sola "empresa" a un costo menor de lo que conseguiría varias empresas compitiendo en este campo.

2. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) y sus agentes

El SIN se subdivide en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), el Sistema de Transmisión Regional (STR) y plantas y equipos de generación, dependiendo del nivel de tensión de operación definidos por la [Resolución CREG 015 de 2018](#). Por sus características geográficas, topología de red y la ubicación de sus parques de generación, el SIN se organiza en cinco áreas operativas: Antioquia, Caribe, Nordeste, Oriental y Suroccidente, cada una de las cuales se desagrega en diversas subáreas para la gestión operativa.

La extensión total del SIN a 2025 es de 30 205 km, distribuidos entre el STN y el STR (XM, s.f.). El STN es el conjunto de líneas, subestaciones y equipos asociados que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV y está conformado por 133 subestaciones, de las cuales 23 funcionan en 500 kV. Por su parte, el STR toma la energía del STN y la distribuyen a nivel regional. Éste está compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones que operan en el Nivel de Tensión 4.³ En total, 367 subestaciones conforman el STR, operando a voltajes inferiores a 138 kV y mayores a 57,5 kV, según el Portal de Parámetros Técnicos del SIN (PARATEC). La Tabla 1 resume la composición del STN y STR y la extensión de sus líneas de transmisión a noviembre de 2025.

Tabla 1. Composición del STN y STR a 2025

Sistema	Nivel de Tensión (kV)	Subestaciones (cantidad)	Líneas (km)
STN	500	23	4 507,26
	220-230	110	13 690,71
STR	110-115	351	11 807,46
	57,5-66	16	265,17

Sobre esta estructura se organizan los agentes responsables del desarrollo de los proyectos de transmisión. En el caso del STN, el sistema de más alto voltaje, el agente principal es el Transmisor Nacional (TN), definido como la persona jurídica que construye, opera y mantiene el proyecto de transmisión del STN. Los proyectos del STN definidos en los Planes de Expansión de Transmisión son aprobados anualmente por el MME y tienen carácter mandatorio a través de decreto ministerial. Su adjudicación se realiza en procesos de libre concurrencia conocidos como [Convocatorias de Transmisión \(UPME, s.f.-h\)](#), que si bien son competencia del MME han sido delegadas a la UPME mediante la [Resolución 180924 de 2003](#) y el [Decreto 1258 de 2013 \(UPME, s.f.-h; Presidencia de la República, 2013; Ministerio de Minas y Energía, 2003\)](#).

3 Nivel de tensión 4: Tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV, según [Resolución 015 de 2018 CREG](#).

Desde la creación del mecanismo de convocatorias se han realizado 72 obras para el STN, que incluyen la construcción de nuevas subestaciones, líneas de transmisión, cambios de transformadores, ampliación de capacidad de transporte, instalación de compensaciones capacitivas y, más recientemente, de compensación síncrona (Cuadro 1) (UPME, 2024a). Estos proyectos no son una concesión: el activo construido pertenece al inversionista. Según la Resolución CREG 022 de 2001, el Estado no establece relación contractual con ningún inversionista. Quien resulte adjudicatario del proceso debe ejecutar el proyecto por su cuenta y riesgo, sin actuar en representación del Estado. Mediante el Ingreso Anual Esperado (IAE) recibido por 25 años, el adjudicatario cubre sus costos de inversión, operación y mantenimiento. A partir del año 26, el cálculo del IAE se ajusta a partir del costo de reposición de los activos y se aplica la metodología que establece la Resolución CREG 022 de 2001.

CUADRO 1. COMPENSADORES SÍNCRONOS

Son dispositivos electromecánicos que, sin generar energía, aportan inercia, control de potencia reactiva, estabilidad de tensión, corriente de cortocircuito y fortaleza de red. Esto resulta crítico en zonas con baja robustez de red o con alta penetración de generación renovable variable, donde su presencia ayuda a mantener la frecuencia, mitigar fluctuaciones y prevenir apagones (UPME, 2024a).

UPME ha propuesto la instalación de 15 compensadores síncronos, principalmente en la región caribe (UPME, 2024b). Se han abierto dos convocatorias para la instalación de compensadores síncronos: la UPME 03-2024 para las subestaciones Maicao y Santa Marta, y UPME 04-2024 para las subestaciones El Banco, Guatapurí y La Jagua, como parte del plan de modernización del sistema eléctrico nacional (UPME, 2024b, s.f.-f.g).

La conversión de generadores térmicos retirados en compensadores síncronos también ha sido reconocida en la planeación sectorial como una alternativa para aprovechar infraestructura existente, reducir costos y facilitar la provisión de servicios de estabilidad en el sistema eléctrico

El proceso de convocatoria se desarrolla bajo un esquema de subasta inversa de única oferta,⁴ con sobre sellado digitalmente y con un tope máximo de precio establecido por la CREG. Pueden participar inversionistas nacionales e internacionales, sin necesidad de estar constituidos en Colombia como Empresas de Servicios Públicos (ESP). De manera obligatoria, la empresa Interconexión Eléctrica S.A (ISA), de composición público-privada, debe presentar oferta en cada convocatoria para la expansión del STN, según la Resolución CREG 022 DE 2001. Las ofertas económicas deben corresponder al IAE, calculado a 25 años desde la fecha de puesta en operación, el cual debe cubrir todos (UPME, s.f.-h; Presidencia de la República, 2013; Ministerio de Minas y Energía, 2003) los costos y riesgos a lo largo del ciclo de vida del proyecto y

⁴ Mecanismo mediante el cual la UPME adjudica proyectos al proponente que ofrezca el menor valor presente de los ingresos requeridos para construir y operar la infraestructura definida, dentro de un tope regulado por la CREG.

se descuenta a valor presente con la tasa regulada por las resoluciones CREG 083 de 2008 y 035 de 2010.

Finalmente, el Estado actúa como garante de último recurso: si un proyecto previsto en el Plan de Expansión no recibe ofertas competitivas, el Estado debe asegurar su desarrollo, tal como establece el artículo 18 de la Ley 143 de 1994.

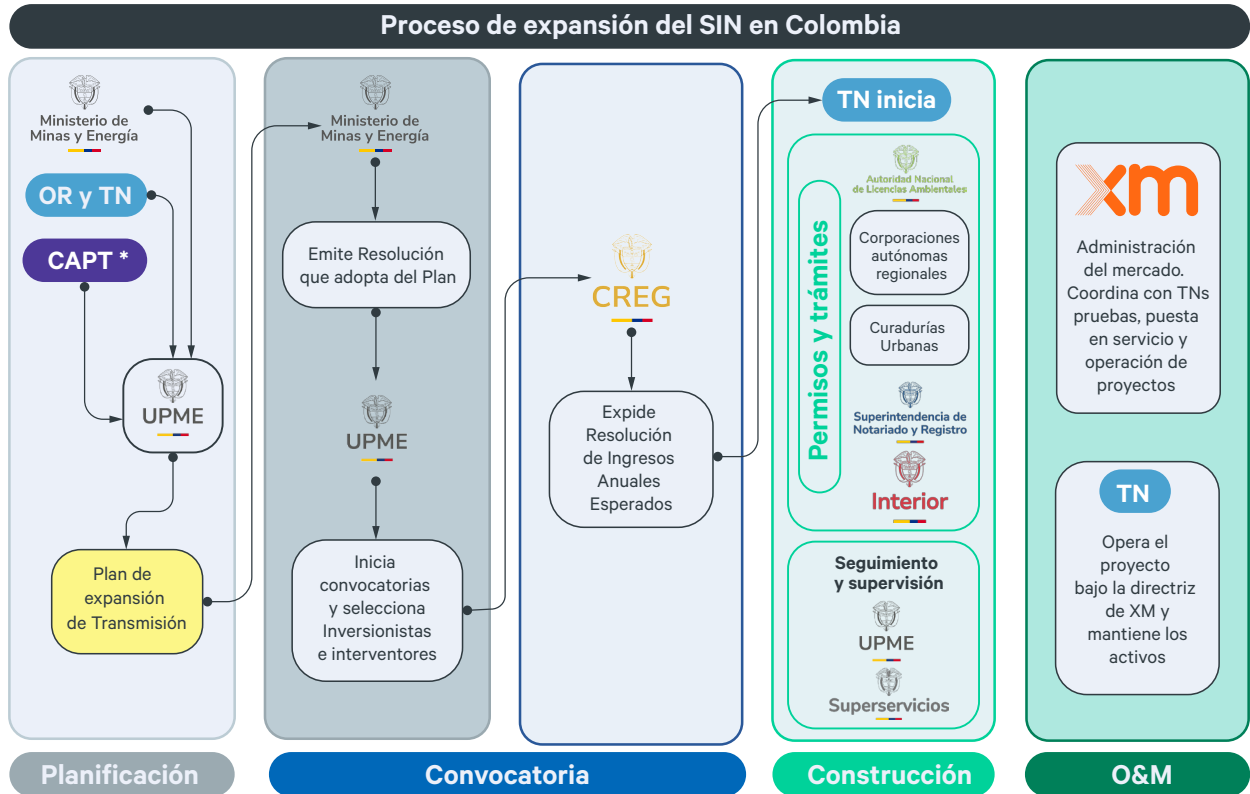
Por su parte, en el STR, el sistema de voltaje con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV, el agente principal es el Operador de Red (OR) a quien la regulación le asigna un rol más integral que al TN, con responsabilidades de construcción, operación, mantenimiento y planificación. El OR tiene un rol más proactivo: debe realizar la planificación, identificar las necesidades de expansión para atender la demanda, mejorar la calidad o ampliar la cobertura, y estructurar y ejecutar los proyectos correspondientes (CREG, 2013).

La Resolución CREG 024 de 2013 define los procedimientos para la expansión del STR y los criterios de eficiencia que deben cumplir las obras para ser aprobadas. El ingreso de un OR al STR puede darse por una de las siguientes vías: (1) la transferencia de activos por acuerdo comercial entre empresas (división de empresas o unificación de empresas) caso en el cual aplican las reglas de remuneración y reconocimiento establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018, (2) la liquidación de una OR de acuerdo con disposiciones en la Ley 142 de 1994 o (3) la construcción de un proyecto para el STR adjudicado vía proceso competitivo de libre concurrencia siguiendo lo establecido por la Resolución CREG 024 de 2013.

Las inversiones en el STR, a diferencia de los activos del STN, son remuneradas bajo el concepto de cargos por uso, definidos dentro de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN. Estos cargos son aprobados por la CREG y pagados por los usuarios finales a través de su factura de energía (CREG, 2018). Los cargos por uso están diseñados para cubrir los costos eficientes de Inversión y Administración, Operación y Mantenimiento, lo anterior junto a la metodología de reconocimiento de inversiones es establecido por la Resolución CREG 015 de 2018.

La Resolución CREG 024 de 2013 también establece un esquema jerárquico de reporte en el cual los OR deben remitir anualmente a la UPME la información técnica necesaria para la planeación del sistema, incluyendo el plan de expansión del sistema que el OR opera. Este insumo permite que la UPME consolide y armonice la información local en la formulación del Plan de Expansión del SIN.

Figura 1. Etapas del proceso de expansión del SIN



* Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT)

CUADRO 2. EL MODELO DUAL: DIFERENCIAS ENTRE EL STN Y STR.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se divide en dos grandes componentes según el nivel de tensión:

- 1. Sistema de Transmisión Nacional (STN):** Comprende los activos que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Su expansión se rige por un modelo de **planificación centralizada**; la UPME define los proyectos en el Plan de Expansión y el MME los adopta. Estos proyectos se adjudican mediante **Convocatorias Públicas** (subastas inversas) gestionadas por la UPME. El inversionista ganador o Transmisor Nacional (TN) financia, construye y opera el activo a su propio riesgo, y es remunerado mediante el Ingreso Anual Esperado (IAE) que ofertó.
- 2. Sistema de Transmisión Regional (STR):** Compuesto por activos que operan a tensiones entre 57,5 kV y 220 kV (Nivel 4). Su expansión es una **responsabilidad descentralizada** de cada **Operador de Red (OR)**. El OR debe planificar, estructurar y ejecutar sus propios proyectos para atender la demanda y la calidad en su región. Sin embargo, debe entregar su plan anualmente a la UPME como insumo y debe obtener la validación técnica de esta y la aprobación de la remuneración (vía cargos por uso) por parte de la CREG.

3. Acceso al SIN

El acceso al SIN por parte de los generadores de electricidad o grandes usuarios está regulado actualmente bajo la Resolución [CREG 075 de 2021](#), que establece las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en todo el SIN independiente del nivel tensión. La Resolución CREG 075 de 2021 clasifica los proyectos de la siguiente manera:

Proyectos 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.

Proyectos Clase 2: Aplica a usuarios finales que se conectan a los Sistemas de Distribución Local (SDL), es decir, es la infraestructura de redes de energía eléctrica, líneas y subestaciones que transporta la electricidad a un nivel de tensión inferior a 57,5 kV.

Para gestionar este proceso, la Resolución [CREG 075 de 2021](#) ordenó a la UPME la creación de una [Ventanilla Única](#), una plataforma tecnológica centralizada en la que los interesados deben radicar todas las solicitudes de conexión (UPME, s.f.-i). Su funcionamiento y los parámetros operativos fueron definidos en la [Resolución UPME 528 de 2021](#). Además, para cumplir con el mandato y realizar la asignación de capacidad de transporte disponible, la UPME desarrolló el [Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión \(MACC\)](#), herramienta que soporta el análisis técnico requerido para evaluar y otorgar la capacidad en las redes de transmisión (UPME, s.f.-a). Al MACC ingresan principalmente solicitudes de proyectos Clase 1.

El MACC es un modelo de optimización que resuelve un problema de programación entero-mixto, diseñado para minimizar la capacidad ociosa del sistema y asignar la mayor capacidad de generación posible. Para ello, incorpora criterios a nivel sistema por zona de operación y a nivel individual de cada proyecto. La [priorización de solicitudes de conexión](#) ocurre en función de criterios económicos (reducción de restricciones, efecto en las restricciones, efecto en las pérdidas, efecto en bolsa), técnicos (aumento de confiabilidad, mejora de la flexibilidad) y temporales (tramites de licenciamiento ambiental), asignándole pesos a cada criterio (UPME, s.f.-d).

La metodología permite ajustar los pesos asignados a estos criterios en la función objetivo, lo cual otorga flexibilidad para adaptar la asignación a diferentes prioridades de política pública o necesidades técnicas. Los [valores propuestos](#) para cada indicador están contemplados en la Tabla 2 (UPME, s.f.-a,d).

Tabla 2. Criterios para la asignación de capacidad de transporte

Criterio	Peso sugerido
Reducción de restricciones	16,7%
Reducción de pérdidas	16,7%
Efecto en precio de bolsa	16,7%
Reducción de emisiones	16,7%
Aumento de la confiabilidad	16,6%
Aumento de la flexibilidad	16,6%
Total (económicos técnicos)	100%
Ambientales – Estado de los tramites ⁵	10%

Como resultado del proceso, la UPME emite un concepto de conexión y asigna a cada solicitante una posición dentro del listado oficial publicado en la ventanilla única. Cuando el concepto es favorable, el generador, cogenerador o autogenerador beneficiario confirma y acepta la capacidad asignada mediante la constitución de garantía financiera de reserva de capacidad.

En los casos en que un proyecto Clase 1 requiera conexión al STN y dicha conexión implique la necesidad de expandir la red, la UPME, en cumplimiento de la Resolución CREG 075 de 2021, puede condicionar la aprobación de la asignación de capacidad a que el interesado acepte asumir un porcentaje del costo de los activos de uso requeridos. Bajo este escenario, el generador adquiere el rol de usuario y queda obligado a constituir garantía financiera que respalde la construcción del proyecto de expansión de la red, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001 y CREG 024 de 2013.

Bajo el procedimiento de asignación de capacidad de transporte de la Resolución CREG 075 de 2021, la UPME ha realizado dos procesos/ciclos de asignación de capacidad para 2022 y 2023. Aunque la resolución define un cronograma y plazos para la publicación del listado de proyectos de generación con capacidad asignada, el alto volumen de solicitudes obligó a realizar varios ajustes. Como resultado, el ciclo 2023 está retrasado y congestionado, lo que impidió la apertura del ciclo 2024 y provocó la suspensión de hasta por 12 meses del ciclo 2025 (CREG, 2025a,c).

El gran volumen de solicitudes, soportado en parte por el creciente interés por desarrollar proyectos de generación renovable, ha ejercido una presión sin precedentes sobre la capacidad disponible del sistema de transmisión. El ciclo de asignación 2022 recibió 843 solicitudes de conexión para un total de 56 GW. De este total, la UPME asignó cerca de 7,5 GW, predominando proyectos de fuentes renovables: el 77% (5,7 GW) correspondió a proyectos solares y 16% (1,2 GW) a proyectos eólicos, incluyendo 350 MW de eólica marina (CREG, 2025c). El ciclo de asignación 2023-2024 recibió 1 732 solicitudes, más del doble de las radicadas en 2022, para un total de 89 GW de capacidad de transporte solicitada (UPME, 2025). Este incremento ha congestionado

⁵ Porcentaje de descuento si el proyecto no tiene avance en el estado de tramites, para proyectos con avance no se aplica este descuento.

el proceso y acelerado el agotamiento de la capacidad de transporte del sistema, reflejando una tensión creciente entre el ritmo de expansión de la generación y las limitaciones estructurales de la red (CREG, 2025c).

El 41% de los proyectos de generación con capacidad asignada dependen de la entrada en operación de obras de transmisión que actualmente están ejecución.⁶ Adicionalmente, para garantizar la seguridad operativa, el abastecimiento de la demanda y la integración de nueva capacidad de generación, Colombia debería ejecutar al menos 44 obras de las 98 propuestas en el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica a 2034. Entre estas, 11 corresponden a proyectos de gran impacto, asociados a nuevas subestaciones y sus líneas (UPME, 2024b).

La Resolución CREG 101 094 de 2025 introduce medidas transitorias para agilizar y priorizar la asignación de capacidad de transporte, lo que implica ajustes importantes para el proceso vigente. En particular, otorga prioridad a proyectos con obligaciones firmes o con trámites ambientales completados, habilita a los OR para asignar capacidad a proyectos menores de 10 MW en redes de distribución y fortalece la coordinación entre UPME y OR en zonas con múltiples solicitudes (CREG, 2025b).

4. Retos estructurales del SIN

4.1 Retrasos reiterados en la ejecución de proyectos

Existe una dificultad estructural para ejecutar y poner en servicio los proyectos adjudicados mediante convocatorias públicas dentro de los plazos previstos en los documentos de selección de inversionista. Como resultado, los supuestos de planificación que orientan las decisiones de inversión no se cumplen en la práctica, lo que conduce a soluciones subóptimas y económicamente ineficientes.

Según el último boletín trimestral de seguimiento a las convocatorias UPME para el periodo octubre a diciembre de 2025 con corte a noviembre de 2025, Colombia cuenta con 21 proyectos de expansión de transmisión en ejecución. De ellos, el 55% (11 proyectos) presentan atrasos que van desde un año hasta 12 años, con casos que registran hasta 18 solicitudes de prórroga (UPME, 2026). Otros 5 proyectos que han iniciado recientemente su ejecución ya registran desfase en su cronograma de por lo menos 3 meses, aunque todavía no registran solicitudes de prórroga.

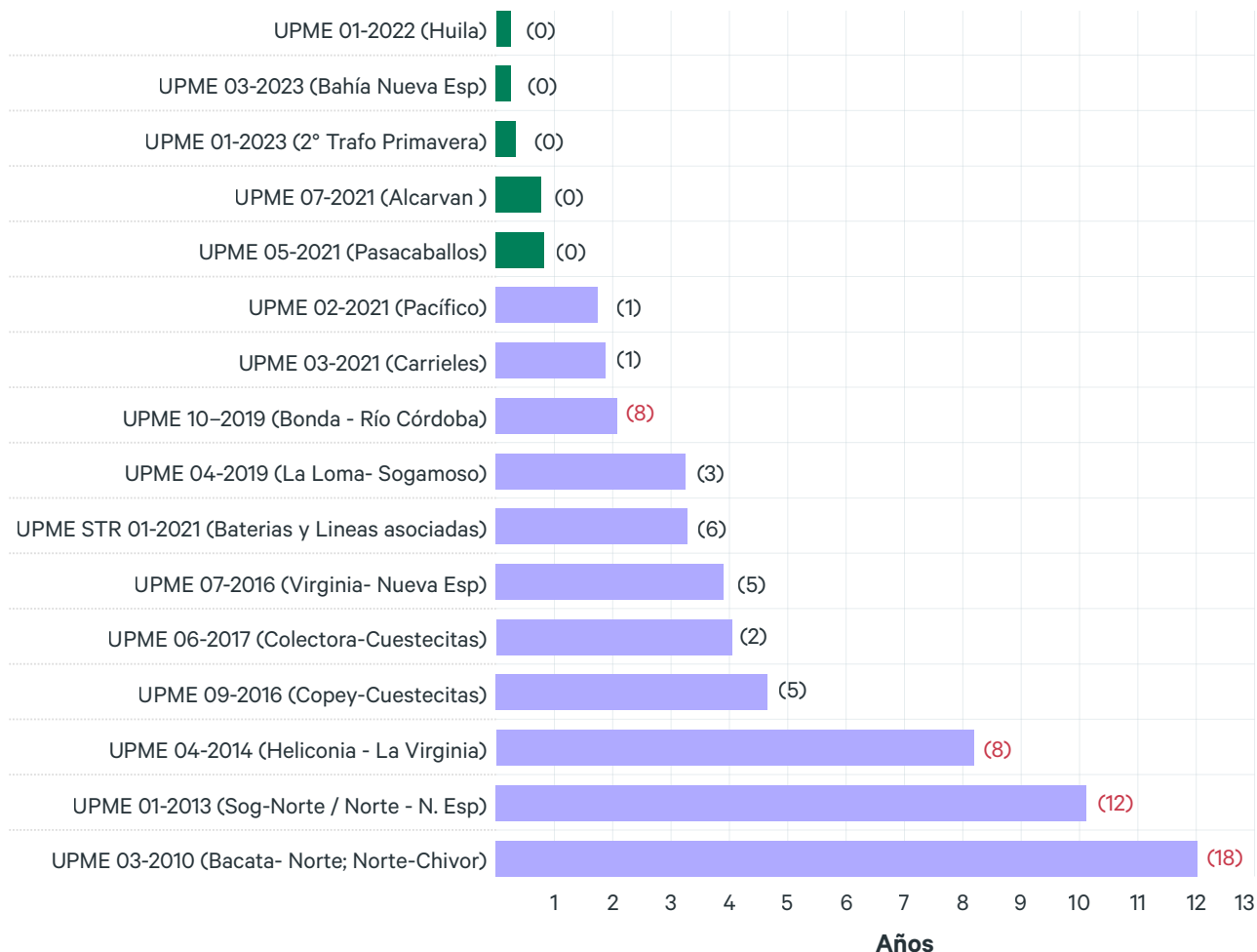
La Figura 2 muestra, con corte a noviembre 2025, los años de atraso acumulados para los proyectos de transmisión en fase de ejecución, así como el número de solicitudes de prórroga —indicado entre paréntesis— presentadas para modificar su Fecha de Puesta en Operación (FPO) estimada.⁷ Esta tendencia evidencia que la dinámica de ejecución de

⁶ Valor calculado a noviembre de 2025 a partir de información del Geovisor UPME, que registra las condiciones bajo las cuales fue aprobada la solicitud de capacidad asignada a los diferentes proyectos de generación.

⁷ FPO estimada: Fecha de puesta en operación estimada mensualmente por la interventoría que realiza seguimiento del proyecto según lo establecido en los pliegos de la convocatoria de adjudicación.

los proyectos requiere un cambio significativo para alcanzar un despliegue acelerado y oportuno de la infraestructura de transmisión que exige las necesidades actuales.

Figura 2. Proyectos en ejecución, años de atraso según FPO estimada y cantidad de solicitudes de prórroga.



Fuente: Elaboración propia con información de UPME (2026).

Nota: El dato entre paréntesis corresponde a la cantidad de solicitudes de prórroga.

En respuesta a estos desafíos, la UPME ha venido fortaleciendo su función de planeación mediante nuevos proyectos de inversión orientados a mejorar la calidad de la información, la articulación territorial y la capacidad de anticipar riesgos socioambientales y técnicos que afectan el cumplimiento de las FPO. Desde la Subdirección de Energía, se adelantan iniciativas para optimizar los instrumentos de planeación y la coordinación sectorial, mientras que la Dirección de Enfoque Territorial trabaja en integrar información territorial y social de mayor resolución en los análisis de expansión del SIN (UPME, s.f.-b,c).

4.2 Integración de criterios socioambientales

El Anexo 5 de los pliegos de las convocatorias⁸ de transmisión recopila el marco regulatorio socioambiental vigente aplicable a los proyectos del SIN, incluyendo disposiciones sobre licenciamiento ambiental, consulta previa y otras obligaciones sectoriales relevantes.

El Decreto 1076 de 2015 define las competencias para el licenciamiento ambiental: la ANLA es responsable de los proyectos del STN (≥ 220 kV), mientras que las CAR de los proyectos del STR (entre 50 kV y 220 kV). En ambos casos, el Decreto 1076 de 2015 exige la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) siguiendo los términos de referencia adoptados mediante la Resolución 0075 de 2018. A partir de agosto de 2025, la sentencia C-280 de 2024 exige que los EIA incorporen un análisis de impactos en materia de cambio climático (Presidencia de la República, 2015; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible & Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 2018b; Corte Constitucional de Colombia, 2024).

Para el desarrollo de nuevas líneas del STN, se debe solicitar a la autoridad ambiental competente el pronunciamiento sobre la obligatoriedad de presentar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA), instrumento que determina la alternativa de trazado ambientalmente más viable, conforme a la Resolución 2183 de 2016.

En materia social, los proyectos pueden requerir consulta previa cuando se identifique la presencia de comunidades étnicas en su área de influencia, conforme a la normativa nacional⁹ y al Convenio 169 de la OIT. Elementos como las servidumbres de transmisión y distancias de seguridad están regulados por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), que establece requisitos para la instalación, operación y seguridad de la infraestructura (Ministerio de Minas y Energía, s.f.).

En 2013, la UPME y el MME diagnosticaron los factores principales de riesgo para la expansión del SIN: dificultades en licenciamiento, permisos de construcción y uso del suelo, y una desconexión entre la planeación energética nacional y los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) locales (UPME, 2013). En 2021, la UPME recogió este diagnóstico en la Metodología General para incorporar el enfoque territorial en los planes formulados por la entidad (UPME, 2021a). Esta metodología reconoce que el enfoque puramente económico "*en el que se insistió exclusivamente hasta hace algunos años*" era impreciso y que una planeación territorial estratégica permite identificar, prevenir y mitigar potenciales conflictos socioambientales. Estos principios fueron adoptados por la UPME mediante la Resolución 000339 de 2022.

Pese a los esfuerzos institucionales de diagnóstico y la adopción del enfoque territorial, en 2025 la Estrategia 6GW confirma la existencia de una crisis para la entrada a operación de proyectos y define instrumentos operativos —las denominadas "Estrategias Dinamizadoras" y la "Hoja de Ruta"— que buscan transitar desde el diagnóstico hacia una implementación más efectiva (UPME, 2024e).

⁸ Véase, por ejemplo, el anexo 5 de la convocatoria UPME STR 03 2025, UPME 03 - 2024 y UPME 05 - 2023.

⁹ Integrada en la legislación colombiana mediante la Ley 21 de 1991, con procedimientos establecidos en las Directivas Presidenciales No. 08 de 2020, 10 de 2013 y 01 de 2010, y desarrollada en varias sentencias, como T-129 de 2011, SU-123 de 2018, T-426 de 2014 y C-369 de 2019.

Adicionalmente, la Estrategia 6GW incorpora formalmente el Modelo de Relacionamiento Territorial como eje operativo para la articulación entre planeación energética, autoridades territoriales y comunidades. El modelo busca institucionalizar mecanismos de diálogo temprano, coordinación interinstitucional, priorización de trazados con menor afectación socioambiental y medidas claras de distribución de beneficios locales (UPME, 2024e).

El incremento del 530% en la capacidad de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) que entró en operación en 2024, frente a 2023, sugiere que esta nueva gestión, aunque aún en consolidación, empieza a generar resultados positivos (UPME, 2024e).

4.3 Agotamiento de la capacidad de transporte y de interrupción de corto circuito

Además del aumento de la carga administrativa causada por la gran cantidad de solicitudes de conexión, la UPME enfrenta desafíos técnicos debido al agotamiento de capacidad de transporte disponible y al agotamiento de la capacidad de interrupción de corto circuito de varias subestaciones tanto del STR y del STN. Entre 2024 y 2029 cerca del 90% de subestaciones del SIN presentarán agotamiento de interrupción de corto circuito¹⁰ debido al incremento de potencia instalada en el sistema que se espera (UPME, 2024c).

La capacidad de transporte disponible en el SIN es baja, incluso inferior al 5% en varias regiones, los límites se han alcanzado porque la expansión de la red avanza más lentamente que el crecimiento de la demanda y la entrada de nuevos proyectos, especialmente FNCER (CREG, 2025c). En los últimos tres años, el gobierno liberó cerca de 5 GW de capacidad de conexión al SIN al depurar proyectos sin avances reales, esto equivale al 25% de la capacidad nominal instalada de generación eléctrica del país (Energía Estratégica, 2025).

Según XM, el área Caribe conformada por la subárea Guajira-Cesar-Magdalena y la subárea Córdoba-Sucre-Bolívar presentan los mayores signos de agotamiento de red (XM, 2023). Allí se han declarado 16 restricciones en estado de emergencia y 15 en estado de alerta, y se ha evidenciado la necesidad de desconexión de demanda en condición de red completa por sobrecargas en algunos equipos o debido a tensiones inferiores al 90% del voltaje nominal. Esta situación se agudiza por el desistimiento del OR AFINIA de ejecutar obras del STR (Nueva Arjona 110/66 kV, Nueva Magangué 500/110 kV y Nueva Sahagún 500/110 kV), generando incertidumbre sobre la atención del suministro en esta área (XM, 2025).

Otras áreas operativas del SIN, como Oriental y Suroccidente, también presentan limitación de capacidad de importación entre áreas operativas, exponiendo a los consumidores a riesgo de desatención de demanda (apagones), sobrecostos operativos por la necesidad de encender plantas locales costosas y vulnerabilidad ante fallas (XM, 2025).

¹⁰ Es la superación nominal de los valores de corriente de falla de los equipos de interrupción de las subestaciones. Según los criterios técnicos definidos por la UPME, XM y CNO, se considera como una subestación agotada aquella en la cual el nivel de corriente de cortocircuito máximo es superior o igual al 90% de la capacidad de interrupción de esta.

Frente a estos retos, la UPME elaboró un portafolio estratégico de 98 obras para viabilizar la modernización del SIN, de las cuales 38 abordan el desafío de poca capacidad de cortocircuito, denominadas también “obras de normalización” y 21 obras que le apuntan a mejorar la capacidad de transporte incluyendo obras de optimización, repotenciación HTLS¹¹ y expansiones estructurales (UPME, 2024b). Para su implementación, la UPME y los agentes del sector requieren soluciones regulatorias y mecanismos expeditos que incentiven estas inversiones.

5. Reflexiones y perspectivas

Colombia enfrenta un desafío histórico: habilitar la entrada cerca de 18 GW de proyectos de generación con capacidad de transporte asignada a 2030, en su mayoría FNCER, en un sistema de transmisión cuya expansión avanza a un ritmo inferior al requerido. Para lograrlo, el país debe superar las limitaciones operativas mediante la ejecución prioritaria de al menos 44 de las 98 obras de expansión del SIN a 2034 propuestas en el Plan Maestro (UPME, 2024b).

Este es un reto sin precedentes para las instituciones y agentes involucrados, pues implica coordinar el desarrollo de 98 proyectos en menos de 10 años, en un contexto de restricciones operativas y retrasos en la entrada de nuevos proyectos de transmisión. Esto requiere no solo mayor capacidad institucional, sino también nuevas formas de coordinación interinstitucional, planeación y gestión del desarrollo de infraestructura eléctrica. El modelo de Relacionamiento Territorial para la Planeación sectorial emerge como pieza clave y debe pasar de una fase teórica y de diagnóstico a una etapa de implementación-adopción, desarrollo de capacidades y mejora continua, de manera acelerada (UPME, 2022).

Además, la electrificación masiva de sectores como el transporte y la industria está impulsando una transformación estructural de la demanda energética. Las proyecciones del Plan Energético Nacional (PEN) indican que, a 2052, Colombia deberá contar con una red de transmisión capaz transportar 3 a 5 veces más la oferta de energía eléctrica actual, con una demanda que podría ser entre 2 y 5 veces la demanda actual de electricidad (UPME, 2024d). Para sostener este crecimiento y avanzar hacia la carbono-neutralidad en 2050, el sistema requerirá cerca de 50.000 km adicionales de líneas de transmisión — para un total cercano a 80 000 km — junto con nueva infraestructura asociada como subestaciones, transformadores, interconexiones y dispositivos de compensación (IEA, 2025).

La expansión y modernización del SIN no es solo una condición técnica para la entrada de nueva generación: es un pilar decisivo para asegurar una transición energética confiable y socialmente aceptada, capaz de responder tanto a los compromisos climáticos como al desarrollo del país. De no gestionarse apropiadamente estas necesidades, se afecta la integración de proyectos de generación y se expone a los consumidores a la desatención del servicio.

¹¹ Conductores de alta temperatura y baja flecha (High-temperature low-sag)

Referencias

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1995). *Resolución CREG 025 de 1995: Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2001). *Resolución CREG 022 de 2001: Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG-004 y CREG-045 de 1999*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0022_2001.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2010). *Resolución CREG 035 de 2010: Por la cual se aprueban la tasa de descuento y el perfil de pagos para evaluar las propuestas que se presenten a los procesos de libre competencia que se adelanten para ejecutar proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0035_2010.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2013). *Resolución CREG 024 de 2013: Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_2013.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2015). *Resolución CREG 083 de 2008: Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0083_2008.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). *Resolución CREG 015 de 2018: Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). *Resolución CREG 030 de 2018: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021). *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*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0075_2021.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025a). *Resolución CREG 101071 de 2025: Por la cual se suspende de manera transitoria el plazo de radicación de nuevas solicitudes de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025b). *Resolución CREG 101094 de 2025: Por la cual se establecen medidas transitorias para la asignación de capacidad de transporte de proyectos con obligaciones con el sistema o con trámites ambientales cumplidos y otras disposiciones*. https://minenergia.gov.co/documents/14927/Resolucion_CREG_101_094_2025.pdf
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025c). *Medidas transitorias para el proceso de asignación de capacidad de transporte en el SIN*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_083_2025/Documento_CREG_901_173_2025.pdf
- Congreso de la República de Colombia. (1994a). *Ley 142 de 1994: Por la cual se establece el régimen de servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.htm
- Congreso de la República de Colombia. (1994b). *Ley 143 de 1994: Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética*. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.htm
- Corte Constitucional de Colombia. (2024). *Sentencia C-280/24*. <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2024/c-280-24>
- Energía Estratégica. (2025). *Gobierno de Colombia libera más de 5000 MW de la red para nuevos proyectos renovables*. <https://www.energiaestrategica.com/gobierno-de-colombia-libera-mas-de-5000-mw-de-la-red-para-nuevos-proyectos-renovables/>

- International Energy Agency (IEA). (2025). *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9771290a-962c-42d3-90b6-2a0623433ad3/AnEnergySectorRoadmaptoNetZeroEmissionsinColombia.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía. (2002). *Resolución 181313 de 2002: Por la cual se establecen los criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_181313_2002.htm
- Ministerio de Minas y Energía. (2003). *Resolución 180924 de 2003: Por la cual se establece y desarrolla el mecanismo de las Convocatorias Públicas para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_180924_2003.htm
- Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE*. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/reglamentos-tecnicos/reglamento-t%C3%A9cnico-de-instalaciones-el%C3%A9ctricas-retie/>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2016). *Resolución 2183 de 2016: Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración Diagnóstico Ambiental de Alternativas, en proyectos de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y se toman otras determinaciones*. <https://www.minambiente.gov.co/documento-normativa/resolucion-2183-de-2016/>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2018a). *Resolución 0075 de 2018: Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, para los proyectos de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y se toman otras determinaciones*. https://www.anla.gov.co/documentos/normativa/terminos_referencia/resolucion_0075_del_18_01_2018.pdf
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible & Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2018b). *Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental – EIA proyectos de sistemas de transmisión de energía eléctrica TdR-17*. https://www.anla.gov.co/documentos/normativa/terminos_referencia/tdr_eia_sist_trans.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2013). *Lineamientos para fortalecer la expansión del sistema de transmisión nacional*. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1430?show=full&locale-attribute=en>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2021a). *Metodología general aplicable a los planes formulados por la UPME para incorporar en ellos el enfoque territorial*. *Guía Práctica*. <https://docs.upme.gov.co/Documents/Enfoque-territorial/Metodologia-enfoque-territorial.pdf>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2021b). *Resolución UPME 528 de 2021. Por la cual se establece el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN)*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0528_2021.htm
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2022). *Resolución 000339 de 2022: Por la cual se adopta el enfoque territorial en la actividad de planeación de la UPME y se establecen disposiciones sobre el Sistema de Información Socio Ambiental – SSA*. https://docs.upme.gov.co/Normatividad/339_2022.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024a). *Necesidades, Retos y Soluciones para un futuro Sostenible: Compensadores Síncronos como Elemento de Flexibilidad en la Transición Energética*. https://docs.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Position_paper_comp_sincronos_V4.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024b). *Plan Maestro de Modernización y Expansión de la infraestructura. TOMO I*. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024c). *Informe de evaluación Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito 2024*. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_priorizacion_subestaciones_v3_final.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024d). *Plan Energético Nacional 2022 – 2052*. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional-1/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024e). *Resiliencia Energética: Acciones para la entrada en operación de proyectos de generación FNCER*. https://docs.upme.gov.co/Documents/Enfoque-territorial/Territorial_6GW.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2025). *Informe de Gestión 2023-2024*. https://docs.upme.gov.co/InformesGestion/Informe_de_gestion_2024.pdf

- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2026). *Boletín trimestral de seguimiento a las convocatorias UPME Octubre-Diciembre 2025*. https://docs.upme.gov.co/PromocionSector/Documents/Documentos-interes-convocatorias/Boletin_Convocatorias_2026_I.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s. f.-a). *Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC)*. <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/modelo-de-asignacion-de-capacidad-de-conexion-macc/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s. f.-b). *Proyectos de Inversión Subdirección de Energía Eléctrica*. <https://www.upme.gov.co/proyectos-de-inversion/subdireccion-de-energia-electrica/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s. f.-c). *Proyectos de Inversión Dirección General – Enfoque Territorial*. <https://www.upme.gov.co/proyectos-de-inversion/enfoque-territorial/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s.f.-d). *Asignación Capacidad Proyectos Clase Uno*. <https://www.upme.gov.co/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-copy/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s. f.-e). *Planeación Energética*. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-la-generacion/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s.f.-f). *UPME 03-2024 Compensadores Síncronos en las subestaciones Maicao y Santa Marta*. <https://www.upme.gov.co/convocatorias/upme-03-2024-compensadores-sincronos-en-las-subestaciones-maicao-y-santa-marta/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s.f.-g). *UPME 04-2024 Compensadores Síncronos en las subestaciones El Banco, Guatapurí y La Jagua*. <https://www.upme.gov.co/convocatorias/convocatoria-publica-upme-04-2024-compensadores-sincronos-en-las-subestaciones-el-banco-guatapuri-y-la-jagua/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s.f.-h). *Convocatorias de transmisión*. <https://www.upme.gov.co/home/convocatorias/convocatorias-de-transmision/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s.f.-i). *Ventanilla Única (CREG 075 de 2021)*. <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/>
- Presidencia de la República. (2013). *Decreto 1258 de 2013: por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=65467>
- Presidencia de la República. (2015). *Decreto 1076 de 2015 Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible: Esta versión incorpora las modificaciones introducidas al Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible a partir de la fecha de su expedición*. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=78153>
- XM. (2023). *Señales de XM sobre el agotamiento de la red transmisión de energía en algunas zonas del país e incrementos de la demanda que, puntualmente, han superado las proyecciones de la UPME*. https://www.xm.com.co/noticias/6026-senales-de-xm-sobre-el-agotamiento-de-la-red-transmision-de-energia-en-algunas-zonas?utm_
- XM. (2025). *Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano (IPOEMP II 2025)*. <https://www.xm.com.co/noticias/7980-informe-de-planeamiento-operativo-electrico-de-mediano-ipoemp-ii-2025>
- XM. (s.f.). *PARATEC: Parámetros Técnicos del SIN*. <https://paratec.xm.com.co/mapa>

Stockholm Environment Institute is an international non-profit research institute that tackles climate, environment and sustainable development challenges.

We empower partners to meet these challenges through cutting-edge research, knowledge, tools and capacity building. Through SEI's HQ and seven centres around the world, we engage with policy, practice and development action for a sustainable, prosperous future for all.

Visit us at

- 1 SEI Headquarters
- 2 SEI York
- 3 SEI US
- 4 SEI Tallinn
- 5 SEI Oxford
- 6 SEI Asia
- 7 SEI Africa
- 8 SEI Latin America

