

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN-3224

Desbloqueando la red

Cómo garantizar energía confiable y sostenible en América Latina y el Caribe

Arturo D. Alarcón
Jairo Quiros-Tortos

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Noviembre 2025



Desbloqueando la red

Cómo garantizar energía confiable y sostenible en América Latina y el Caribe

Arturo D. Alarcón
Jairo Quiros-Tortos

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Noviembre 2025



**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Alarcon, Arturo.

Desbloqueando la red: cómo garantizar energía confiable y sostenible en América Latina y el Caribe / Arturo Alarcon, Jairo Quiros Tortos.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 3224)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Electric power transmission-Latin America. 2. Electric power transmission-Caribbean Area. 3. Electric power distribution-Latin America. 4. Electric power distribution-Caribbean Area. 5. Renewable energy sources-Latin America. 6. Renewable energy-Caribbean Area. 7. Infrastructure (Economics)-Latin America. 8. Infrastructure (Economics)-Caribbean Area. I. Quiros-Tortos, Jairo. II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III. Título. IV. Serie. IDB-TN-3224

Códigos JEL: Q41, Q42, Q47, Q48, Q54, Q58, L94, O13

Palabras clave: transmisión eléctrica; América Latina y el Caribe; resiliencia energética; transición energética; infraestructura climática; inversión en redes; energías renovables; política energética; planificación energética; red eléctrica.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2025 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



NOVIEMBRE 2025

DESBLOQUEANDO LA RED

CÓMO GARANTIZAR ENERGÍA CONFIABLE
Y SOSTENIBLE EN AMÉRICA LATINA Y
EL CARIBE

Arturo D. Alarcón
Jairo Quiros-Tortos

NOVIEMBRE 2025

DESBLOQUEANDO LA RED

CÓMO GARANTIZAR ENERGÍA CONFIABLE
Y SOSTENIBLE EN AMÉRICA LATINA Y
EL CARIBE

Arturo D. Alarcón
Jairo Quiros-Tortos

RESUMEN

La infraestructura de transmisión eléctrica es el eje que determinará la capacidad de América Latina y el Caribe (ALC) para construir sistemas energéticos resilientes, sostenibles y competitivos. Sin redes modernas y confiables, la región no podrá integrar su potencial renovable, asegurar la confiabilidad del suministro ni sostener su desarrollo económico y social. La transmisión ha dejado de ser una función subordinada de la generación para convertirse en un componente central de la arquitectura energética del futuro.

Este estudio presenta un análisis integral sobre el estado, los desafíos estructurales y las oportunidades para el desarrollo de las redes de transmisión en ALC. A partir de una revisión de aspectos técnicos, regulatorios y financieros, el informe identifica los principales factores que limitan la expansión oportuna de la infraestructura y propone una hoja de ruta de políticas públicas y mecanismos institucionales para acelerar la inversión y la innovación en el sector.

La propuesta se estructura en cinco pilares que conforman una agenda de transformación para los sistemas de transmisión de la región:

- 1. Planificación:** fortalecer procesos que sean realistas, resilientes y articulados, capaces de anticipar necesidades futuras, integrar la incertidumbre climática y tecnológica, y traducir la visión de largo plazo en portafolios de proyectos ejecutables.
- 2. Regulación:** modernizar los marcos normativos para habilitar inversión, resiliencia e innovación, mediante metodologías multicriterio, esquemas de remuneración basados en desempeño y reglas adaptativas que reconozcan el valor sistémico de la red.
- 3. Financiamiento:** movilizar capital público y privado a través de condiciones habilitantes, marcos predecibles y herramientas innovadoras que reduzcan riesgos, mejoren la bancabilidad de los proyectos y aprovechen las oportunidades de la financiación climática.
- 4. Licenciamiento y ejecución:** optimizar los procesos ambientales y sociales con mayor coordinación interinstitucional, capacidades técnicas

fortalecidas y mecanismos digitales que aumenten la eficiencia y la transparencia, manteniendo altos estándares de sostenibilidad.

5. Innovación tecnológica: incorporar de forma sistemática las tecnologías que refuerzan y modernizan las redes – como soluciones digitales, automatización y control avanzado – para aumentar la capacidad operativa, la flexibilidad y la resiliencia de los sistemas eléctricos.

La transmisión eléctrica debe ser reconocida como una plataforma estratégica de desarrollo, fundamental para la seguridad energética, la integración regional y la competitividad económica. Convertir esta visión en acción requiere liderazgo político, coherencia normativa y fortalecimiento institucional sostenido.

El informe concluye que ALC dispone del conocimiento, la experiencia y las condiciones para avanzar hacia una nueva generación de sistemas de transmisión: más inteligentes, robustos, sostenibles y orientados al desarrollo. Transformar la red en la columna vertebral del desarrollo energético será decisivo para asegurar un futuro más resiliente, inclusivo y próspero para la región.

AUTORES

Arturo D. Alarcón es Especialista Senior en Energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), con sede en Washington D.C. Desde 2010, ha liderado el diseño y supervisión de proyectos en América Latina y el Caribe en áreas de generación, transmisión, distribución, integración regional y energías renovables. Coordina los temas técnicos del BID en expansión de la transmisión, innovación eléctrica y diálogos regionales de política energética, además de ser el punto focal para programas de hidroelectricidad. Es doctor en Ingeniería Eléctrica, especializado en planificación de sistemas, y magíster en Sistemas de Potencia y Negocios por la Universidad de Strathclyde (Reino Unido), e ingeniero electromecánico por la Universidad Privada Boliviana. Antes del BID, fue investigador en Strathclyde, desarrollando métodos de planificación para integración de renovables, redes inteligentes y almacenamiento energético.

Jairo Quirós-Tortós es cofundador de Climate Lead Group, empresa consultora dedicada a generar conocimiento para impulsar transiciones sostenibles, y lidera la oficina de Dirección de Proyectos. Además, se desempeña como Profesor de Práctica en Transiciones Sostenibles en Loughborough University (Reino Unido) y Subdirector del Climate Compatible Growth Programme – una iniciativa del UK Aid. Desde 2008 hasta 2024 fue profesor de Sistemas Eléctricos y Evaluación Integrada de Sistemas en la Universidad de Costa Rica, donde lideró proyectos de investigación y docencia en sistemas energéticos, descarbonización y cambio climático. Jairo posee un doctorado en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, especializado en sistemas energéticos, de la Universidad de Manchester, Reino Unido, y ha publicado múltiples artículos científicos y reportes técnicos que emplean metodologías robustas para planificación, formulación de políticas y acción climática inclusiva orientada al desarrollo sostenible.

AGRADECIMIENTOS

Este informe forma parte de la agenda de conocimiento de la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), cuyo propósito es generar análisis y programas de asistencia técnica que fortalezcan las políticas públicas y la gestión de los mercados energéticos en América Latina y el Caribe. Estos productos buscan informar, orientar y ofrecer un conjunto de recomendaciones a los hacedores de política y a los actores clave del sector, incluyendo consumidores, empresas de servicios públicos y entes reguladores.

El informe fue elaborado bajo la dirección de Marcelino Madrigal, Jefe de la División de Energía. Los autores son Arturo Alarcón y Jairo Quirós-Tortos, quienes agradecen la revisión y los comentarios del equipo de consultores y especialistas del BID a diversos capítulos durante la elaboración del estudio, en particular de Juan Paredes, Martha Carvalho, Lina Escobar, Augusto Bonzi, Emilio Sawada y Guadalupe González.

La elaboración de este documento se nutrió de estudios específicos que aportaron insumos valiosos a distintos capítulos, en el marco de un análisis más amplio desarrollado por los autores. En particular, se reconoce la contribución de los siguientes trabajos como parte de los capítulos desarrollados:

- **Capítulo 2** incorporó aportes del estudio *“Análisis de la planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe”*, elaborado por Andrés Ramos, Luis Olmos, María del Socorro Gómez, Paolo Mastropietro y Sara Lumbreras (Universidad Pontificia Comillas).
- **Capítulos 3 y 4** integraron contribuciones del estudio *“Análisis de modelos regulatorios y financieros en transmisión eléctrica en América Latina y el Caribe”*, preparado por Darío Quiroga y Nicolás Barros (Grupo Mercados Energéticos).
- **Capítulo 5** se nutrió del estudio *“Análisis de permisos ambientales y sociales para proyectos de transmisión eléctrica en América Latina y el Caribe”*, elaborado por José Alejandro Zegarra, complementado con el estudio *“Análisis de permisos ambientales y sociales en Brasil”* de Wagner Fortes.
- **Capítulo 6** incluyó aportes del estudio *“Grid Enhancing Technologies for Transmission in Latin America”*, preparado por Melissa Alé, Mathieu Kretz,

Cristóbal Mujica, Nicolas Omont, Rodrigo Federico Naranjo, Tengxiang Ren y Rodrigo Moreno (Artelys e Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería, ISCI).

El proceso de investigación en estos estudios también incluyó entrevistas a autoridades gubernamentales, entidades reguladoras y de planificación, compañías de transmisión y expertos de distintos países de la región, entre ellos Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala, Honduras y Perú. Asimismo, se organizaron seminarios virtuales de difusión y un taller presencial de discusión. El equipo agradece las valiosas contribuciones recibidas en estas instancias, que enriquecieron sustancialmente el contenido del informe.

El documento se benefició además de la revisión crítica de un comité externo de revisión, cuya experiencia y aportes fueron fundamentales para fortalecer y enriquecer tanto el diagnóstico como las recomendaciones presentadas. El BID y los autores expresan su agradecimiento a los siguientes expertos por su valioso tiempo, comentarios y orientaciones (ordenado alfabéticamente por apellido):

- José Miguel Acosta-Suárez –Comisión de Integración Energética Regional (CIER)
- Anne Therese Andersen –World Economic Forum (WEF)
- Jorge Alexis Candia Palma –Asociación de Transmisoras de Chile A.G.
- João Esteves –Green Grids Initiative / Global Renewables Alliance
- Francisco Gafaro –International Renewable Energy Agency (IRENA)
- Adrian Gonzalez –International Renewable Energy Agency (IRENA)
- Rodrigo Moreno –Universidad de Chile
- Isaac Portugal Rosas –International Energy Agency (IEA)
- Rafael Poveda Bonilla –Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
- Justine Roche – World Economic Forum (WEF)
- Los equipos de regulación, planeación y asuntos públicos de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)

Las opiniones expresadas en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente la posición del Banco Interamericano de Desarrollo ni de su Directorio Ejecutivo. La elaboración de este informe contó con el apoyo financiero del Programa Estratégico para el Desarrollo de Infraestructura Financiado con Capital Ordinario, a través de la cooperación técnica regional RG-T4513: “Transformación Digital en el Sector Energético y Red del Futuro” (ATN/OC-20954-RG).

| | |
|-------------------|----|
| Resumen ejecutivo | 12 |
|-------------------|----|

| | |
|--|----|
| 1 LA TRANSMISIÓN COMO MOTOR DE DESARROLLO ECONÓMICO | 16 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| 1.1 La importancia del sistema de transmisión | 17 |
| 1.2 La transmisión como habilitador de un desarrollo resiliente y sostenible | 20 |
| 1.3 El imperativo de la inversión: superar barreras estructurales y regulatorias | 22 |
| 1.4 Los desafíos y oportunidades para el desarrollo de la transmisión | 25 |
| 1.5 Objetivos del estudio y principales recomendaciones para tomadores de decisión | 28 |

| | |
|--|----|
| 2 DE LA VISIÓN A LA ACCIÓN: PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA UN SISTEMA RESILIENTE Y ROBUSTO | 32 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| 2.1 Planificar transmisión: un ejercicio de visión estratégica | 34 |
| 2.2 La urgencia de una planificación resiliente, moderna, ejecutable y realista | 35 |
| 2.3 Barreras institucionales, metodológicas y estratégicas | 40 |
| 2.4 Repensar la planificación: visión integral, gobernanza efectiva y resiliencia | 54 |
| 2.5 Recomendaciones de política para una planificación transformadora | 59 |

| | |
|---|----|
| 3 EL ROL DE LA REGULACIÓN – LECCIONES Y NUEVOS MODELOS | 66 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| 3.1 Diversidad institucional de los marcos regulatorios en ALC | 68 |
| 3.2 La articulación entre planificación y regulación como condición para transformar planes en proyectos | 73 |

| | | |
|------------|--|----|
| 3.3 | Diseño regulatorio y esquemas de remuneración en transmisión | 82 |
| 3.4 | La regulación como habilitador de inversión privada en transmisión | 88 |
| 3.5 | Recomendaciones regulatorias para viabilizar inversión y resiliencia | 97 |

4

| | | |
|--|--|-----|
| | FINANCIAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: DESAFÍOS ESTRUCTURALES Y ESTRATEGIAS PARA SU MOVILIZACIÓN | 101 |
|--|--|-----|

| | | |
|------------|---|-----|
| 4.1 | Panorama actual: flujos de inversión, actores clave y brechas | 103 |
| 4.2 | Brechas y soluciones para escalar el financiamiento | 107 |
| 4.3 | Instrumentos para escalar el financiamiento | 113 |
| 4.4 | Planificación, regulación y financiamiento: Lecciones aprendidas de su articulación | 115 |
| 4.5 | Condiciones habilitantes y recomendaciones para escalar el financiamiento de la transmisión | 119 |

5

| | | |
|--|--|-----|
| | ACELERANDO LOS PROCESOS DE CONSTRUCCIÓN | 123 |
|--|--|-----|

| | | |
|------------|--|-----|
| 5.1 | De planes a obras: el proceso de licenciamiento y conexión | 125 |
| 5.2 | Impacto ambiental y social de los proyectos de transmisión | 127 |
| 5.3 | Licenciamiento ambiental y social: desafíos y reformas necesarias | 130 |
| 5.4 | Consulta y participación ciudadana: legitimidad territorial y gestión anticipada | 134 |
| 5.5 | Logística, cadena de suministro y fuerza laboral | 138 |
| 5.6 | Experiencias exitosas en la región | 141 |
| 5.7 | Recomendaciones finales para acelerar la ejecución de proyectos de transmisión | 143 |

6

INNOVACIONES TECNOLÓGICAS 146

- 6.1 Introducción: De redes saturadas a redes inteligentes 148
 - 6.2 ¿Qué son las tecnologías que refuerzan las redes existentes? 150
 - 6.3 Evaluación técnica y económica: ¿Son costo-efectivas estas tecnologías? 159
 - 6.4 Planificación y modelación para redes reforzadas 162
 - 6.5 El rol de la regulación: de barrera a habilitador 165
 - 6.6 Casos aplicados en la región 168
 - 6.7 Recomendaciones para la innovación tecnológica 171
-

7

CONSIDERACIONES FINALES Y LLAMADO A LA ACCIÓN 174

- 7.1 Planificación proactiva, robusta y multisectorial 175
 - 7.2 Políticas públicas y reformas regulatorias 177
 - 7.3 Incentivos a la innovación y financiamiento 180
 - 7.4 Hacia un proceso de conexión ágil 183
 - 7.5 La innovación como motor de cambio 186
-

8

CONCLUSIONES 188

Referencias 191

RESUMEN EJECUTIVO

La infraestructura de transmisión es el eslabón crítico que definirá la capacidad de los países para construir sistemas eléctricos resilientes, garantizar la seguridad energética y sostener el desarrollo económico. En América Latina y el Caribe (ALC), su papel estratégico ha cobrado mayor relevancia ante la necesidad de integrar nuevas fuentes de generación, mejorar la confiabilidad del suministro, reducir vulnerabilidades técnicas y territoriales, y asegurar una operación eficiente del sistema eléctrico. Tras décadas de expansión centrada en grandes proyectos hidráulicos y térmicos – bajo marcos regulatorios que muchas veces operan de forma desconectada entre planificación, inversión, operación y licenciamiento – la región enfrenta hoy un conjunto de presiones crecientes.

Entre los principales desafíos destacan el acelerado crecimiento de la demanda asociado a la electrificación de la economía, la proliferación de fuentes de generación distribuidas, la necesidad de incorporar nuevas soluciones tecnológicas y las dificultades para ejecutar proyectos en tiempo y forma. A esto se suman altos niveles de incertidumbre – climática, tecnológica, geopolítica y económica – y una creciente exposición a eventos extremos.

No obstante, también emergen oportunidades significativas: la adopción de tecnologías como el almacenamiento de energía, los controladores de flujo y el uso de conductores avanzados; el despliegue de soluciones digitales para gestión de redes; esquemas de financiamiento innovadores, incluyendo mecanismos basados en desempeño y fondos climáticos; y una renovada valorización del rol estratégico de la red de transmisión como habilitador de integración regional, desarrollo territorial y eficiencia económica del sistema eléctrico.

En este contexto, la transmisión ha dejado de ser una función subordinada para convertirse en un componente central de la arquitectura energética nacional y regional. Por ello, este informe presenta un análisis integral del estado, los desafíos y las oportunidades para el desarrollo de redes de transmisión eléctrica en la región. El análisis identifica brechas clave, y en base a ellas, plantea recomendaciones de

política que deben ser atendidas para acelerar la inversión en el sistema de transmisión, como un habilitador de una matriz energética segura y resiliente. Estas brechas atraviesan distintas etapas del ciclo institucional de la transmisión – desde la planificación y la regulación hasta el financiamiento, el licenciamiento y la adopción de tecnologías – y requieren intervenciones articuladas, sostenidas y adaptadas al contexto de cada país.

El proceso actual de planificación de la transmisión es insuficiente para responder a estos desafíos estructurales. Muchos países carecen de procesos de planificación robustos que permitan integrar la incertidumbre, valorar los beneficios sistémicos o coordinar eficazmente con la regulación, el financiamiento y la ejecución. A pesar de los esfuerzos en varios países para incorporar mejores prácticas y enfoques integrales en la planificación, existen limitaciones metodológicas, institucionales y operativas que impiden transformar los planes en proyectos ejecutables. Se requiere una nueva generación de planificación: anticipatoria, multisectorial, territorializada y orientada a resultados, apoyada en instituciones sólidas y con mecanismos de evaluación y actualización continua.

La regulación necesita modernizarse para habilitar inversión, resiliencia e innovación. Persisten modelos regulatorios que no reconocen los atributos funcionales de la red – como la estabilidad, confiabilidad y resiliencia del sistema –, no incentivan la eficiencia operativa y no distribuyen adecuadamente los riesgos entre los distintos actores del sistema. Este estudio propone avanzar hacia marcos regulatorios adaptativos, que integren metodologías multicriterio para priorizar proyectos y evaluar inversiones, esquemas de remuneración basados en desempeño y mecanismos explícitos para valorar beneficios sistémicos.

Asimismo, se recomienda incorporar criterios socioambientales en procesos regulatorios clave – como la aprobación de inversiones, las licitaciones o la fijación tarifaria – para reflejar adecuadamente los impactos territoriales y sociales de los proyectos. Reguladores sólidos, técnicamente capacitados e institucionalmente independientes son indispensables para una expansión confiable, eficiente y sostenible de la red de transmisión.

La brecha de financiamiento no se explica solo por escasez de capital, sino por limitaciones estructurales en la preparación y estructuración de proyectos. En muchos países, la ausencia de carteras de proyectos priorizadas y bien formuladas, contratos estandarizados, esquemas fiduciarios confiables y mecanismos claros de asignación de riesgos genera incertidumbre y dificulta la movilización de recursos, incluso en contextos con amplio apetito inversor. La falta de alineación entre planificación, regulación habilitante, viabilidad financiera y ejecución operativa impide transformar necesidades en inversiones concretas. Además, el despliegue de instrumentos innovadores – como taxonomías verdes, esquemas de financiamiento mixto o bonos vinculados a sostenibilidad – puede ampliar la base de inversionistas y reducir el costo de capital, siempre que se acompañen de marcos regulatorios claros y consistentes. Superar esta fragmentación institucional es indispensable para atraer capital, reducir costos financieros y acelerar la implementación de proyectos estratégicos en transmisión.

El proceso de conexión y licenciamiento es hoy uno de los principales cuellos de botella para el desarrollo de infraestructura de transmisión. Los procedimientos son, en muchos casos, largos, inciertos y redundantes. Se requiere una agenda de reformas que combine acciones inmediatas – como listas taxativas, guías técnicas, plazos vinculantes y plataformas digitales – con transformaciones estructurales: profesionalización del ecosistema de licenciamiento ambiental, digitalización del sistema de evaluación, armonización normativa y coordinación efectiva entre entidades. El objetivo no es relajar estándares, sino aumentar eficiencia, previsibilidad y trazabilidad en todo el proceso.

Las tecnologías innovadoras que refuerzan la red ofrecen soluciones inmediatas, costo-efectivas y de rápida implementación, pero siguen siendo infrutilizadas. Tecnologías como los conductores avanzados, controladores de flujo, sensores o automatización permiten ampliar la capacidad operativa de la red en plazos mucho menores, con menor impacto territorial y a menor costo que la construcción de nuevas líneas. Si bien no sustituyen la necesidad de desarrollar nueva infraestructura, constituyen una herramienta complementaria que puede aliviar cuellos de botella críticos mientras se materializan los proyectos estructurales. Para escalar su adopción, deben incorporarse explícitamente en los procesos de planificación, valorarse sus beneficios funcionales y actualizarse los marcos regulatorios que hoy privilegian exclusivamente la inversión en infraestructura convencional.

La red de transmisión ya no puede ser tratada como una infraestructura secundaria: es un instrumento de política pública estratégica. Su desarrollo requiere visión de largo plazo, coherencia normativa, coordinación institucional, innovación tecnológica y voluntad política. Este informe ofrece un diagnóstico técnico riguroso para transformar la transmisión en una plataforma habilitadora del desarrollo económico, la inclusión territorial y la seguridad energética de ALC.

Si bien los desafíos son significativos, existen hoy condiciones para avanzar. Muchos países de la región ya están impulsando reformas, desarrollando nuevas metodologías de planificación y explorando soluciones financieras y tecnológicas innovadoras. Aprovechar estas experiencias, escalar buenas prácticas y fortalecer la cooperación técnica puede marcar una diferencia concreta en los próximos años. Este informe busca contribuir a ese esfuerzo, no solo como insumo de diagnóstico, sino como punto de partida para construir políticas públicas más eficaces, viables y alineadas con los objetivos de desarrollo de cada país.



1

LA TRANSMISIÓN COMO MOTOR DE DESARROLLO ECONÓMICO

DESBLOQUEANDO LA RED:
Cómo garantizar energía confiable y
sostenible en América Latina y el Caribe

INTRODUCCIÓN – LA TRANSMISIÓN COMO MOTOR DE DESARROLLO ECONÓMICO

1.1.

La importancia del sistema de transmisión

La infraestructura de transmisión eléctrica en América Latina y el Caribe (ALC) se encuentra en un punto de inflexión que determinará su capacidad para sostener el desarrollo económico regional. Como columna vertebral del sistema eléctrico, la red de transmisión conecta generación y consumo, garantiza estabilidad y confiabilidad operativa, diversifica el acceso a recursos y refuerza la resiliencia del sistema. Estos atributos funcionales aportan beneficios sistémicos clave: reducción de costos operativos, continuidad del servicio y mayor seguridad energética.

El sistema de transmisión es mucho más que una infraestructura eléctrica: constituye una plataforma de desarrollo económico, social y territorial. Su expansión ordenada integra fuentes limpias y competitivas con centros de demanda dispersos y facilita la electrificación de nuevas actividades productivas.

No obstante, el sistema actualmente enfrenta niveles crecientes de saturación. Tras décadas de expansión de la generación basada en grandes plantas de generación centralizadas y despachables – en un contexto de matriz dominada históricamente por la hidroelectricidad (alrededor de dos tercios) y fuentes térmicas (cerca de un tercio) –, la incorporación acelerada de fuentes renovables variables, como la solar y la eólica, impulsada por su creciente competitividad, junto con el aumento sostenido de la demanda, ha impuesto mayores exigencias sobre las redes.

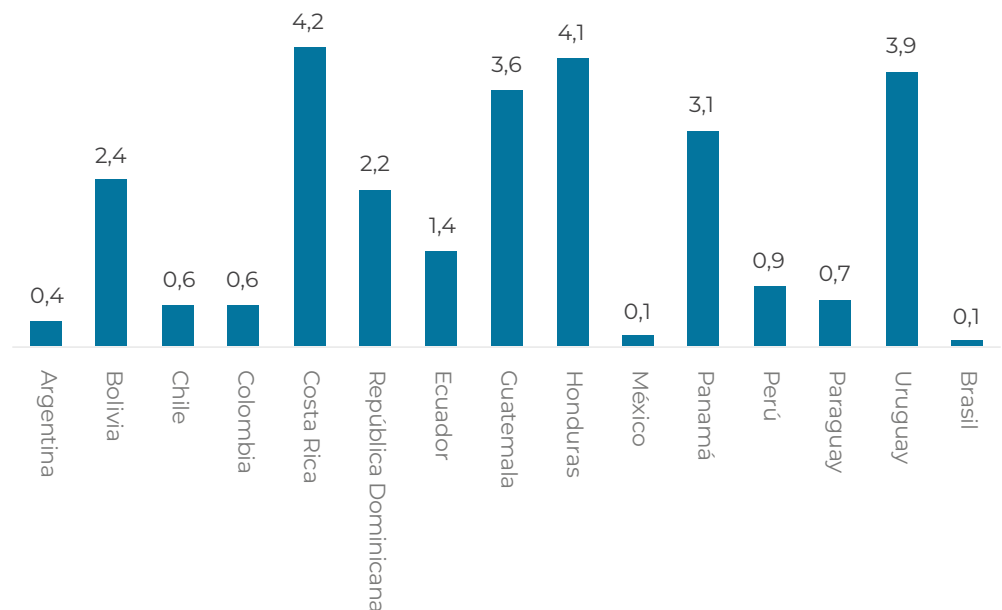
La saturación de la capacidad de transmisión representa hoy uno de los principales cuellos de botella para la seguridad energética regional. La expansión acelerada de generación renovable variable – frecuentemente localizada en áreas remotas – ha superado la capacidad existente de evacuación, provocando vertimientos crecientes de energía

y un menor aprovechamiento de los activos instalados. Esta limitación de red reduce la confiabilidad operativa del sistema, al incrementar la dependencia de recursos más costosos o restringir la demanda.

Los vertimientos de energía renovable en la región – debido a restricciones de red, contratos inflexibles, gestión de embalses, o por insuficiente demanda – alcanzaron los 53.000 GWh en 2024, aproximadamente el 3,2% de la generación total regional (OLADE, 2025), lo que representa varias veces el consumo de algunos países (ver Figura 1.1). Se estima que las pérdidas económicas asociadas a estos vertimientos ascienden a unos USD 7.000 millones anuales (OLADE, 2025).

Figura 1.1.

Veces que se cubriría la demanda de los países con el vertimiento regional de 2024.



Fuente: Elaboración propia con datos de SieLAC (OLADE, 2025).

Para mantener su papel estratégico, las redes de transmisión deben expandirse y modernizarse, a fin de sostener la seguridad operativa de un sistema cada vez más complejo y variable. De no atenderse estos desafíos, podrían generarse impactos significativos sobre los costos operativos, la confiabilidad del sistema y la seguridad energética regional (IDB & WEF, 2025; IEA, 2020; Sauma et al., 2025). Una red de transmisión robusta no solo reduce costos y mejora la eficiencia operativa, sino que también lleva consigo empleo, dinamismo industrial e inclusión territorial,

contribuyendo a transformar las condiciones estructurales de regiones históricamente rezagadas.

En Estados Unidos, se estima que una expansión acelerada de la transmisión podría generar ahorros netos de entre USD 270.000 y USD 490.000 millones hasta 2050, (US DOE, 2024), mientras que, en Europa, el *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) estima que cada euro invertido en redes hasta 2040 generará aproximadamente dos euros de beneficio socioeconómico, al reducir los costos del sistema eléctrico y facilitar la integración de energías renovables (ENTSO-E, 2024).

Otros estudios internacionales muestran que la expansión de redes de transmisión puede reducir significativamente los costos de generación, incrementar la eficiencia del sistema y acelerar la recuperación de inversiones en contextos de integración regional o de alta complementariedad entre matrices eléctricas (Eberhard et al., 2011), además de impulsar el crecimiento económico en territorios con déficit energético, al mejorar el acceso a la energía y reducir los costos industriales (Yang et al., 2022).

La transmisión también está cobrando relevancia en el debate climático global. En la COP29, en Bakú, Azerbaiyán, más de 100 países y organizaciones firmaron el "*Global Energy Storage and Grids Pledge*", una declaración que subraya el papel esencial de las redes eléctricas modernas y resilientes para permitir una transformación energética eficaz y facilitar el despliegue de energías renovables y el almacenamiento (COP29, 2024). El compromiso destaca la necesidad de mejorar la planificación, financiamiento e implementación de redes, con énfasis particular en los desafíos enfrentados por los países en vías de desarrollo. **El costo de la inacción ante la expansión oportuna de las redes eléctricas podría superar con creces las inversiones necesarias.** Un escenario de calentamiento global de 2,5°C podría traducirse en pérdidas económicas significativas al 2050 (OCDE et al., 2022)¹. Dado el rol habilitador del sistema eléctrico en la economía de los países, parte de estas pérdidas podría mitigarse a través del desarrollo de sistemas eléctricos más robustos y resilientes. De manera consistente, el escenario con retraso (*delay case*) analizado por la Agencia Internacional de Energía

¹ El estudio de la OCDE estima pérdidas tanto directas en el sistema energético como indirectas en el conjunto de la economía que podrían alcanzar el 5% del PIB de ALC hacia 2050.

(IEA, por sus siglas en inglés) estima que hacia 2030 cerca de 80% de la nueva capacidad renovable global – equivalente a más de 1.500 GW – no podría conectarse a tiempo si no se acelera la expansión de redes, lo que implicaría costos adicionales superiores a USD 2 billones hacia mediados de siglo (IEA, 2023a).

1.2.

La transmisión como habilitador de un desarrollo resiliente y sostenible

La diversificación de la matriz eléctrica regional exige redes de transmisión más robustas y versátiles, que habiliten un sistema eléctrico moderno y seguro. Actualmente, más del 60% de la generación eléctrica regional proviene de fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas, con un crecimiento notable de solar y eólica (IEA, 2024b; IRENA, 2025b; OLADE, 2024b). La hidroelectricidad ha sido, en muchos países, un elemento fundamental de desarrollo económico, con energía renovable y de bajo costo (Alarcón Rodríguez, 2018). No obstante, la creciente variabilidad climática plantea la necesidad de diversificar la matriz de generación, aprovechando además la competitividad de nuevas tecnologías (IDB & WEF, 2025).

Esta diversificación implica la necesidad de redes que puedan absorber la variabilidad climática y geográfica de los recursos, facilitando el traslado de energía desde zonas con alto potencial renovable hacia los principales centros de consumo. La transmisión permite, así, integrar estas fuentes de forma eficiente y segura, actuando como habilitador clave de la transformación y resiliencia del sistema eléctrico, y resguardando la seguridad energética de la región.

El desarrollo de la red de transmisión es fundamental para aprovechar el potencial renovable de bajo costo. La energía eólica y solar ha crecido en la región alrededor de 108 GW en la última década [a un promedio interanual del 28% (OLADE, 2024b)], y se proyecta que esta tendencia continúe, dados los costos decrecientes de estas tecnologías (IRENA,

2025b). El mejor potencial solar y, sobre todo, eólico suele localizarse en zonas alejadas de los principales centros de carga. Por ello, el desarrollo de generación de bajo costo tiene una relación crítica con la expansión oportuna de la red de transmisión. Cuando la capacidad de transmisión es insuficiente, parte de esta electricidad debe ser vertida, reduciendo el aprovechamiento de activos ya instalados y obligando al sistema a recurrir a centrales más costosas – como las de respaldo de punta (*peakers*) – para cubrir la demanda.

Las redes modernas también habilitan la electrificación multisectorial, abriendo nuevas fronteras de actividad económica. La conexión de sectores como la minería, el transporte eléctrico, la manufactura avanzada y los centros de datos depende de la capacidad de transmisión para abastecer estas cargas con calidad y estabilidad. Este proceso se enmarca en una tendencia global: la electrificación es uno de los pilares de la transformación energética, y según el escenario de mayor ambición de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) se proyecta que para 2050 la electricidad cubrirá cerca del 50% de la demanda energética mundial, frente al 22% actual (IRENA, 2024c).

La misma IRENA resalta el rol fundamental de las redes para la descarbonización profunda de sectores industriales intensivos en energía, como la industria del aluminio (IRENA, 2025a). La electrificación de la economía no solo representa una mejora ambiental, sino también una reconfiguración productiva que dinamiza el empleo y la inversión local. En zonas rurales y de frontera, la llegada de líneas troncales puede catalizar la expansión de la red secundaria, facilitando el acceso equitativo a servicios y reduciendo las brechas regionales.

La transmisión también cumple un rol esencial para mejorar la resiliencia técnica y operativa del sistema eléctrico. La interconexión de regiones con distinta exposición climática, disponibilidad de recursos y perfiles de carga permite gestionar contingencias, compartir reservas y reducir la vulnerabilidad ante fenómenos extremos o fallas críticas. Asimismo, una red robusta facilita la operación bajo incertidumbre, incorporando tecnologías como almacenamiento, equipos de automatización y control inteligente para mantener la estabilidad del sistema. Estos atributos no solo refuerzan la confiabilidad, sino que reducen los costos sociales y económicos asociados a interrupciones masivas del suministro.

El aumento de fenómenos climáticos extremos y amenazas como ataques cibernéticos refuerza la necesidad de redes de transmisión resilientes. Estos eventos afectan la continuidad del servicio y exponen vulnerabilidades críticas, con impactos económicos cada vez más severos, ya que el avance de la electrificación hace que cualquier interrupción del suministro tenga efectos más amplios sobre la economía. La resiliencia no solo se refiere a la robustez estructural ante eventos extremos, sino también a la capacidad funcional del sistema para sostener la operación bajo condiciones adversas. Esto requiere diseños adaptativos, planificación basada en múltiples escenarios y soluciones como la redundancia operativa o la reconfiguración dinámica de redes. Aunque estas medidas suelen implicar mayores costos iniciales de inversión, sus beneficios superan con creces esos costos una vez que los riesgos se materializan.

1.3.

El imperativo de la inversión: superar barreras estructurales y regulatorias

El sistema eléctrico de la región enfrenta una nueva ola de demandas emergentes que incrementarán significativamente los requerimientos sobre la red de transmisión y las necesidades de inversión. Estudios recientes muestran que la demanda eléctrica regional podría aumentar entre un 50% y 90% hacia 2040 [entre un 2,4% y 3,6% anual (IEA, 2023b)], impulsada por la electrificación de los usos finales: por ejemplo, se estima que los centros de datos podrían representar un 5% de la demanda regional en 2035 (OLADE, 2024b), y que la demanda para el transporte eléctrico alcance un 3% de la generación total de la región en 2022 para 2030 (Michelena et al., 2023; OLADE, 2024a).

La expansión de la transmisión enfrenta un desafío de escala y oportunidad que requiere una movilización sostenida de inversiones. Las estimaciones más recientes apuntan a una necesidad de entre USD 6.000 y 8.000 millones anuales de hoy a 2030 para expandir y modernizar las redes de transmisión en ALC (en un escenario de políticas declaradas); esta cifra podría multiplicarse por tres a 2050 en un escenario de acción

acelerada (IEA, 2023b, 2025c, 2025d). Esta inversión debería cubrir tanto nuevas líneas como refuerzos, digitalización, automatización y tecnologías de resiliencia. Sin embargo, en 2022, solo USD 3.300 millones se destinaron a obras de transmisión (IEA, 2023b), lo que plantea una brecha crítica de inversión y financiamiento, en gran medida – y como se discute en los siguientes capítulos – causada por la percepción de riesgo de los inversionistas, y ausencia de señales claras desde la planificación y la regulación.

La transmisión sigue dependiendo en gran medida de la inversión pública, en un contexto de espacio fiscal restringido. La mayoría de los países de la región financian la expansión de redes con recursos estatales, lo que limita la escala y velocidad de implementación. En este escenario, es indispensable atraer mayores volúmenes de financiamiento privado, considerando que, según estimaciones internacionales, cerca de dos tercios de la inversión requerida en infraestructura de redes deberá provenir de capital privado (IEA, 2023a, 2025c; Yépez-García et al., 2022). Para ello, deben establecerse condiciones habilitantes que reduzcan riesgos y aumenten la bancabilidad de los proyectos. Mecanismos como garantías de ingresos, marcos tarifarios predecibles, uso de fondos climáticos o financiamiento concesional pueden desempeñar un rol clave.

Más allá del financiamiento, también resulta fundamental fomentar una mayor participación del sector privado como inversionista y operador de la infraestructura de transmisión. Esto implica habilitar modelos como el de los transmisores independientes, que han demostrado ser efectivos en varios países al permitir aprovechar capacidades técnicas especializadas, acelerar la ejecución de proyectos y mejorar la eficiencia operativa. La participación privada puede adoptar diversas formas, y las combinaciones entre esquemas de financiamiento público-privado y distintos tipos de operadores pueden generar sinergias valiosas. Para ello, se requieren marcos regulatorios claros, procesos competitivos bien diseñados y una adecuada asignación de riesgos entre actores públicos y privados.

Para movilizar estos recursos, es indispensable fortalecer la coordinación entre planificación, regulación y financiamiento.

La planificación debe generar portafolios de proyectos creíbles, técnicamente robustos y socialmente viables. La regulación, por su parte, debe fomentar la innovación en la formulación de planes, al tiempo que crea condiciones habilitantes para su implementación efectiva. Sin esta

articulación, el financiamiento se vuelve difícil de movilizar, dada la alta percepción de riesgo por parte de los inversionistas. Además, los marcos regulatorios deben asegurar una asignación clara y balanceada de riesgos entre actores públicos y privados, lo que permite estructurar proyectos bancables y reducir las barreras a la inversión privada.

No solo importa cuánto se invierte, sino cuán alineadas están las decisiones de inversión con las condiciones institucionales que las viabilizan. Una inversión eficaz requiere más que recursos: necesita criterios técnicos claros, portafolios de proyectos maduros, procesos ágiles de aprobación y mecanismos de evaluación de impacto económico, social y ambiental. También exige una articulación temprana con las autoridades ambientales y sociales, de manera que la planificación y la ejecución no se enfrenten a barreras insalvables en etapas posteriores. Del mismo modo, se requiere una coordinación fluida entre planificadores, reguladores y financiadores. Sin esta coherencia institucional, los planes no se ejecutan, la regulación no habilita y el financiamiento se estanca. En este sentido, invertir en transmisión no debe verse como un gasto sectorial, sino como una apuesta estructural por un desarrollo económico resiliente, equitativo y territorialmente integrado.

La expansión de la red de transmisión no solo debe responder a criterios técnicos y de seguridad operativa, sino también alinearse con las estrategias nacionales de desarrollo, las políticas ambientales y los compromisos internacionales. Una red bien expandida y planificada habilita la conexión eficiente de fuentes de energía, asegurando que su integración contribuya de manera coherente a los objetivos climáticos, sociales y económicos del país. Ahora bien, más allá de la magnitud de la inversión, persisten barreras estructurales que condicionan su ejecución.

1.4.

Los desafíos y oportunidades para el desarrollo de la transmisión

Más allá de la escala de inversión, la región enfrenta barreras estructurales y oportunidades emergentes que condicionan la viabilidad de la transmisión.

La asincronía entre la velocidad de expansión de generación y la infraestructura de transmisión representa un desafío estructural creciente. Actualmente, las tecnologías de generación pueden desplegarse en pocos meses, mientras que las redes de transmisión requieren años entre la planificación, permisos y construcción. Esta brecha temporal crea cuellos de botella operativos, incertidumbre para los agentes económicos y compromete la viabilidad de proyectos estratégicos.

La desconexión entre la planificación de la expansión y la capacidad real de ejecución representa un obstáculo clave para la transmisión.

En muchos países, los planes de expansión identifican correctamente las necesidades estructurales del sistema eléctrico, pero estos planes no logran traducirse en infraestructura concreta debido a su falta de articulación con marcos regulatorios, presupuestos públicos, mecanismos de licenciamiento y coordinación interinstitucional. Esta brecha se agrava por cronogramas de implementación poco realistas, que no reflejan adecuadamente la complejidad del ciclo de vida de los proyectos, generando retrasos sistemáticos. La acumulación de barreras administrativas, sociales y legales fuera del control del planificador reduce la eficacia de la planificación y erosiona la credibilidad del sistema.

En Brasil se estima necesario duplicar la capacidad actual del sistema de transmisión para conectar los nuevos proyectos solares y eólicos del nordeste con los principales centros de carga del sur y sureste (CAF, 2024c). De igual manera, en Chile se identificó una necesidad de corto plazo de 2.000 MW de capacidad adicional de transmisión y otros 1.000 MW de capacidad en un sistema de control de flujos norte-centro (ISCI, 2024). Sin esta expansión, se anticipan vertimientos de energía renovable variable, que pueden impactar en los costos y confiabilidad del sistema eléctrico. Esta evidencia regional confirma que la brecha entre expansión de generación y redes ya es operativa, no hipotética.

El desarrollo de infraestructura enfrenta además importantes desafíos en cadenas de suministro, fuerza laboral y procedimientos.

La expansión acelerada de la transmisión eléctrica ha expuesto cuellos de botella en la cadena de valor: la disponibilidad limitada de equipos especializados, como transformadores y conductores, y la concentración geográfica de fabricantes han derivado en aumentos de costos y plazos de entrega (IEA, 2023a, 2025a). A ello se suma la escasez de personal técnico calificado en áreas como diseño, evaluación ambiental y gestión de proyectos (IDB & WEF, 2025). Además, los procesos de licenciamiento ambiental y social suelen ser extensos, fragmentados y poco predecibles, afectando la viabilidad de los cronogramas. La ausencia de marcos normativos claros para la participación temprana de comunidades, junto con la falta de procedimientos estandarizados para la evaluación estratégica de impactos, ha incrementado la conflictividad territorial y el riesgo jurídico de los proyectos.

La debilidad institucional constituye uno de los principales factores que comprometen la calidad y efectividad de las políticas públicas en transmisión.

Más allá de las limitaciones técnicas y financieras, la falta de personal especializado, recursos financieros y tecnológicos insuficientes, alta rotación de equipos y una gestión marcada por la inestabilidad institucional afectan de manera transversal la planificación, la regulación, la inversión y la ejecución de proyectos. En este sentido, se han desarrollado marcos conceptuales que sintetizan las capacidades institucionales en cuatro dimensiones: técnicas, operativas, políticas y prospectivas (TOPP). El desafío para la región no se limita a contar con más recursos, sino a la capacidad de sus instituciones para gestionarlos con visión estratégica y sostenibilidad en el tiempo (CEPAL, 2022, 2024).

La región tiene una oportunidad no aprovechada: incorporar tecnologías innovadoras para mejorar la eficiencia y operación de las redes de transmisión. Tecnologías como las *Grid Enhancing Technologies* (GET) – incluyendo controladores de flujo de potencia y sistemas inteligentes de monitoreo – y los recursos de flexibilidad – como baterías o almacenamiento por bombeo – ofrecen soluciones costo-efectivas, con tiempos de implementación más cortos y alto valor operativo, para modernizar y robustecer los sistemas eléctricos en la región (Gentle et al., 2024; IEA, 2024; IRENA, 2024; Su et al., 2025). No obstante, su integración en la región ha sido limitada debido a capacidades institucionales reducidas, herramientas de análisis inadecuadas y una regulación que no valora plenamente su contribución al desempeño del sistema. Incorporarlas

exige metodologías de planificación que valoren beneficios operativos (liberación de capacidad, reducción de congestión y pérdidas) y esquemas de remuneración específicos.

La integración regional permanece como una oportunidad aún subexplotada. Los intercambios transfronterizos podrían reducir los costos de generación hasta en un 15% a nivel regional (IEA, 2024b; IRENA, 2022; OLADE, 2024b). Sin embargo, persisten limitaciones significativas, que impiden aprovechar la totalidad del potencial de la integración energética, sobre todo por falta de planificación coordinada y armonización regulatoria. El incremento del comercio internacional de electricidad dependerá tanto de reformas institucionales como de inversiones en redes nacionales y en interconexiones binacionales. Además, en escenarios de mayor variabilidad hidrológica, el valor de la integración se multiplica, ya que las interconexiones se convierten en un componente clave no solo para la eficiencia económica sino para la seguridad energética y la resiliencia del sistema. Estos desafíos requieren un abordaje más profundo en la planificación estratégica del sistema eléctrico regional, y una acción coordinada en el diseño de políticas, armonización regulatoria, y en las inversiones necesarias.

Los problemas crónicos de gobernanza y la falta de coordinación entre agencias y niveles de gobierno constituyen un obstáculo estructural para el desarrollo de la transmisión. En muchos países, los planes de expansión no se traducen en obras ejecutadas porque no existen mecanismos estables de articulación entre planificadores, reguladores, ministerios de finanzas, autoridades ambientales y actores locales. Esta fragmentación de competencias, sumada a capacidades institucionales limitadas – falta de personal especializado, alta rotación de equipos y recursos técnicos y financieros insuficientes –, explica en gran medida la brecha entre planes y ejecución observada en la región.

Considerar la gobernanza y la coordinación como ejes transversales permite reconocer que, sin una institucionalidad clara y articulada, incluso las mejores metodologías de planificación carecen de efectividad real. Estos factores deben afrontarse como problemas estructurales y no meramente operativos: reconocerlos y abordarlos junto con los desafíos técnicos, financieros y ambientales es indispensable para diseñar políticas públicas más realistas y efectivas. De lo contrario, la región difícilmente podrá transformar diagnósticos en infraestructura concreta y resiliente, lo que refuerza la urgencia de avanzar en lineamientos estratégicos y

recomendaciones claras para tomadores de decisión. Sobre esta base, el informe plantea lineamientos y recomendaciones concretas para acelerar la ejecución efectiva de la transmisión.

1.5. Objetivo del estudio y principales recomendaciones

Este informe examina de forma integral los desafíos estructurales, regulatorios y tecnológicos que frenan la expansión de la transmisión eléctrica en ALC. A diferencia de estudios centrados exclusivamente en proyecciones de inversión o modelos técnicos, esta publicación busca conectar la evidencia empírica con propuestas concretas de política pública. A través de un enfoque multidisciplinario, se analizan limitaciones en la planificación, el financiamiento, la regulación, los procesos de licenciamiento, la adopción tecnológica y la articulación interinstitucional, con el objetivo de acelerar el despliegue de redes modernas, resilientes y eficientes.

Este análisis busca servir como herramienta práctica para autoridades regulatorias, organismos planificadores, bancos de desarrollo y actores del sector privado que enfrentan el reto urgente de habilitar una infraestructura que es clave para el desarrollo económico, la integración regional y la seguridad energética de ALC. El diagnóstico realizado, que se detalla en los próximos 5 capítulos, permite identificar algunas recomendaciones esenciales para abordar esta problemática.

Reposicionar la transmisión como infraestructura estratégica para el desarrollo económico y sostenible. La transmisión no debe tratarse como una extensión de la generación, sino como un eje central de las políticas de desarrollo económico, seguridad energética, integración territorial y sostenibilidad. Requiere protagonismo político, institucional y presupuestario.

Alinear planificación, regulación y financiamiento desde etapas tempranas. La expansión de la red solo será efectiva si se construyen

portafolios de proyectos creíbles, regulaciones que habiliten su ejecución y condiciones que reduzcan la percepción de riesgo. Esta articulación institucional debe ser priorizada como política pública.

Planificar con criterios de robustez frente a la incertidumbre. En contextos de alta incertidumbre sobre la evolución de la demanda y la localización de nuevas fuentes de generación, es preferible anticiparse mediante márgenes de capacidad adicionales en la red, aun a costa de un posible retraso en su plena utilización, que subinvertir y enfrentar costos mucho mayores si se requiere transportar grandes volúmenes de energía en el futuro (ISCI, 2024). La transmisión, por su carácter habilitador y de largo plazo, debe planificarse bajo enfoques de robustez y resiliencia que garanticen seguridad energética y eficiencia sistémica.

Modernizar marcos regulatorios para viabilizar innovación e inversión. Es urgente adaptar la regulación para reconocer el valor de nuevas tecnologías (almacenamiento, digitalización, GET), permitir mecanismos de remuneración adecuados, y generar una asignación clara de riesgos para atraer capital privado y climático; lo anterior sin reducir el valor e importancia de desplegar más kilómetros de nuevas líneas.

Fortalecer capacidades públicas para preparar, licenciar y ejecutar proyectos. La velocidad de expansión depende tanto de financiamiento como de capacidades institucionales. Se requiere reforzar las entidades técnicas, mejorar los procesos de evaluación ambiental y social, y establecer unidades permanentes de preparación de proyectos. A esto debe sumarse la creación de capacidades en puestos técnicos estratégicos. En particular, es clave que el operador del sistema cuente con los recursos, herramientas y formación necesarios para gestionar un sistema en rápida transformación, maximizando el uso eficiente de la infraestructura existente y garantizando la confiabilidad del suministro en contextos cada vez más complejos.

Ampliar los mecanismos para incentivar la participación privada en transmisión. Más allá del financiamiento, es clave habilitar figuras como los transmisores independientes y esquemas de concesión, que permitan al sector privado asumir un rol activo en la inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura, con reglas claras, competencia técnica y responsabilidad compartida.

Reducir y reasignar los riesgos de forma eficiente para facilitar el financiamiento. La inversión privada en transmisión requiere marcos que

distribuyan adecuadamente los riesgos entre actores públicos y privados. Esto implica identificar (desde la etapa de planificación) las fuentes de riesgo (regulatorio, de ejecución, de ingreso) y diseñar instrumentos contractuales, garantías y seguros que permitan mitigar su impacto y mejorar la bancabilidad de los proyectos.

Aprovechar herramientas financieras innovadoras y fondos multilaterales. El uso de instrumentos como garantías soberanas, financiamiento en moneda dura, bonos temáticos o financiamiento mixto puede facilitar el acceso al capital necesario para acelerar la expansión. Los bancos de desarrollo juegan un rol estratégico en estructurar este tipo de soluciones.

Priorizar la transmisión en la agenda regional de cooperación e integración. La infraestructura de red es clave para materializar la integración energética regional. Es necesario avanzar en armonización regulatoria, planificación coordinada y desarrollo de interconexiones físicas como instrumentos de resiliencia y eficiencia colectiva.

Desarrollar hojas de ruta concretas que conviertan las recomendaciones generales en acciones operativas. Estas hojas de ruta permitirán priorizar conceptos clave – como resiliencia, planificación anticipada, regulación funcional y tecnologías emergentes – y traducirlos en cronogramas, responsables definidos, condiciones habilitantes y mecanismos de seguimiento. Dada la heterogeneidad de los marcos regulatorios y las capacidades institucionales en la región, estas rutas deberán diseñarse a nivel nacional, adaptadas a cada contexto, y enfocadas en asegurar una implementación ordenada y efectiva de las transformaciones necesarias en los sistemas de transmisión.

Los siguientes capítulos describen en detalle el análisis exhaustivo realizado para identificar las brechas y proponer soluciones para el desarrollo de la transmisión en la región. El Capítulo 2 aborda el estado actual, las limitaciones estructurales y las oportunidades de transformación en los procesos de planificación. El Capítulo 3 examina la regulación, su evolución, los modelos existentes y las reformas necesarias para habilitar inversión e innovación. El Capítulo 4 analiza los flujos actuales, las barreras y las estrategias para escalar el financiamiento de proyectos de transmisión. El Capítulo 5 se enfoca en los cuellos de botella asociados al proceso de conexión, licenciamiento y ejecución de proyectos, incluyendo propuestas de mejora institucional y

procedimental. El Capítulo 6 presenta el rol de las GET y otras soluciones emergentes para modernizar la infraestructura de transmisión. Finalmente, el Capítulo 7 resume las recomendaciones clave del informe y plantea un llamado a la acción para reposicionar la transmisión como un eje estratégico del desarrollo energético y económico regional.

2

DE LA VISIÓN A LA ACCIÓN: PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA UN SISTEMA RESILIENTE Y ROBUSTO

DESBLOQUEANDO LA RED:
Cómo garantizar energía confiable y
sostenible en América Latina y el Caribe

DE LA VISIÓN A LA ACCIÓN: PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA UN SISTEMA RESILIENTE Y ROBUSTO

Este capítulo resalta la importancia de una planificación realista e implementable para un sistema resiliente y robusto. Se discute la urgencia de una planificación resiliente y moderna y se identifican barreras que luego sirven para brindar recomendaciones para diversos actores. De las recomendaciones que se discuten en detalle en la sección 2.5, resaltan las siguientes:

- **Fortalecer la institucionalidad y la gobernanza** para que la planificación se traduzca en proyectos ejecutables, con capacidades técnicas, recursos estables y coordinación temprana entre actores clave.
- **Adoptar una planificación robusta, adaptativa y resiliente**, que incorpore explícitamente la incertidumbre, con hojas de ruta claras, plazos viables, indicadores de desempeño y mecanismos de seguimiento que vinculen visión de largo plazo con acción inmediata.
- **Modernizar los procedimientos de acceso y conexión a red**, estableciendo criterios de priorización técnica, garantías diferenciadas y mecanismos de compensación que mejoren la eficiencia y legitimidad del proceso.
- **Incorporar innovación tecnológica y herramientas avanzadas** en la planificación, incluyendo las GET, almacenamiento, modelos abiertos y algoritmos de optimización que permitan mayor flexibilidad, eficiencia y transparencia.
- **Promover una visión integral y regional de la planificación**, considerando beneficios territoriales y socioeconómicos, y fortaleciendo las interconexiones transfronterizas como elemento clave para la seguridad energética compartida.

2.1. Planificar la transmisión: un ejercicio de visión estratégica

La planificación del sistema de transmisión es mucho más que priorización de inversiones y diseño técnico: es el puente articulador entre la visión estratégica y la ejecución efectiva de proyectos. Tradicionalmente reducida al trazado de líneas o al cálculo de flujos de potencia, su verdadero valor reside en su capacidad de estructurar decisiones colectivas, anticipar necesidades sistémicas y habilitar condiciones creíbles para el financiamiento. A diferencia de la planificación de generación – centrada en señales de mercado, costos marginales o incentivos a la inversión privada – la planificación de la transmisión exige una coordinación institucional y social más profunda: articula información de demanda y oferta, conecta territorios, define nodos críticos, y condiciona la viabilidad física y económica de proyectos de generación (Ramos et al., 2025; Sauma et al., 2025).

La planificación del sistema de transmisión cumple un rol central en la articulación entre marcos normativos, ejecución técnica y esquemas de financiamiento. Un plan técnicamente robusto permite definir reglas de acceso claras y creíbles para los agentes, y fomentar la implementación efectiva de los proyectos priorizados. Asimismo, facilita la estructuración de portafolios con viabilidad técnica, institucional y financiera, que resultan más atractivos para los inversionistas (GME, 2025; Ramos et al., 2025). En contextos donde los recursos financieros son limitados y las decisiones deben ser trazables, una buena planificación traduce la visión estratégica en hojas de ruta implementables, con secuencia, responsables y respaldo institucional. Así, la planificación se convierte en un instrumento fundamental para coordinar normas, capacidades operativas y decisiones de inversión.

Una red de transmisión planificada anticipadamente es la base de un sistema energético resiliente. En ausencia de redes confiables y bien dimensionadas, ningún país puede garantizar seguridad energética ni desarrollo industrial sostenido (IEA, 2023a). La disponibilidad de recursos energéticos o capacidad instalada de generación no es suficiente si la energía no puede ser transportada desde donde se produce hasta donde

se consume. La transmisión permite integrar fuentes remotas, reducir pérdidas, responder a emergencias y minimizar los costos operativos. En sistemas cada vez más expuestos a riesgos físicos, digitales y climáticos, una red diseñada con criterios de redundancia y robustez se convierte en la primera línea de defensa ante fallas críticas y eventos extremos.

2.2.

La urgencia de una planificación resiliente, moderna, ejecutable y realista

La transformación estructural de los sistemas eléctricos en ALC exige una nueva generación de planes de transmisión: resilientes frente a la incertidumbre, modernos en sus herramientas y tecnologías, ejecutables en sus plazos, y realistas en su ambición. Esta sección examina por qué los enfoques tradicionales ya no son suficientes. La Figura 2.1 resume los elementos clave de una planificación transformadora que son descritos a lo largo de la sección.

Necesidad de la planificación resiliente y moderna

Planificar el sistema de transmisión en la actualidad implica enfrentar un entorno técnico, institucional y territorial cada vez más desafiante.

La operación y expansión del sistema eléctrico es hoy exponencialmente más compleja que hace unas décadas. Esto debido a la creciente penetración de generación renovable variable – muchas veces distribuida – la proyección de nuevas demandas intensivas – como los vehículos eléctricos –, así como el aumento de fenómenos climáticos extremos (IEA, 2023b, 2024b; IRENA, 2024c). En este contexto, seguir utilizando enfoques tradicionales de planificación – lineales, deterministas o centrados únicamente en la demanda – eleva significativamente los riesgos de vertimiento de energía, pérdida de confiabilidad, sobrecostos operativos y restricciones a la expansión productiva de los territorios (CEPAL, 2023; IEA, 2020).

En este escenario, el concepto de resiliencia adquiere un papel central. No se trata únicamente de adaptarse al cambio climático, sino de asegurar que el sistema de transmisión pueda anticipar y resistir contingencias técnicas, fallas de alto impacto y vulnerabilidades operativas en infraestructuras críticas. Una planificación resiliente permite no solo responder a emergencias, sino también sostener de forma confiable la creciente interdependencia entre el suministro eléctrico y la actividad económica.

Las nuevas demandas imponen exigencias adicionales sobre la planificación del sistema. Como se mencionó en el Capítulo 1, la electrificación acelerada de sectores productivos de la economía, el despliegue de clústeres industriales y el surgimiento de cargas con requerimientos de alta disponibilidad energética no solo intensifican el crecimiento de la demanda, sino que cambian su localización y perfil temporal. La importancia de la electricidad como un insumo productivo se ha incrementado. Esto obliga a repensar la función de la red, no solo como soporte operativo, sino como infraestructura habilitadora del desarrollo económico. Sin una planificación proactiva y territorialmente articulada, se profundizan las desigualdades en el acceso a infraestructura eléctrica entre regiones, limitando las oportunidades de desarrollo industrial y generando tensiones entre crecimiento económico y capacidad del sistema (CEPAL, 2023; IEA, 2024b; Sauma et al., 2025).

La planificación tradicional muestra crecientes limitaciones frente a este nuevo entorno. Muchos planes de expansión continúan estructurándose sobre escenarios únicos, intervenciones localizadas que resuelven problemas inmediatos sin abordar cuellos de botella estructurales, o cronogramas secuenciales que no reflejan las condiciones reales de incertidumbre ni la multidimensionalidad de los desafíos actuales. Persisten enfoques que separan la expansión de transmisión del desarrollo de la generación, o que analizan vectores tecnológicos de forma aislada, sin considerar interacciones clave como el ordenamiento territorial, la logística o el desarrollo industrial. Como resultado, la planificación no logra anticipar adecuadamente cuellos de botella, priorizar nodos estratégicos o articular trayectorias viables a largo plazo (CEPAL, 2023).

Este desfase entre la evolución del sistema eléctrico y las prácticas vigentes de planificación ha generado tensiones estructurales. Mientras la capacidad de generación se ha expandido con rapidez, la

infraestructura de transmisión enfrenta demoras crónicas, cuellos de botella operativos y rezagos institucionales. Las tecnologías de generación actuales pueden instalarse en meses, pero las redes de transmisión requieren años de análisis, licencias, negociación de servidumbres, diseño y construcción. Esta asincronía compromete la viabilidad de proyectos estratégicos, eleva la incertidumbre para los agentes económicos y debilita el funcionamiento coordinado del sistema. La falta de una gestión activa de la capacidad de red y la desconexión entre planificación y acceso han agravado la falta de predictibilidad en numerosos contextos.

Figura 2.1.

Elementos clave de una planificación transformadora del sistema de transmisión.



Fuente: Elaboración propia.

La necesidad de planes ejecutables y realistas

Persiste una brecha entre la formulación de los planes de expansión y las condiciones necesarias para su ejecución efectiva. Aunque la planificación permite identificar necesidades estructurales y orientar decisiones de inversión en el sistema, en muchos países de ALC existe una desconexión entre los proyectos priorizados en los planes y las condiciones institucionales, regulatorias y financieras requeridas para hacer estos

proyectos realidad (IDB & WEF, 2025). Esta falta de alineación genera planes técnicamente sólidos, pero con baja factibilidad de implementación dentro de los plazos previstos y con las capacidades disponibles.

Los calendarios utilizados en la planificación tienden a ser optimistas y no reflejan la complejidad real del ciclo de ejecución de proyectos.

En diversos países de la región, el plazo entre la identificación de una línea y su puesta en operación efectiva puede superar los cinco y llegar incluso a siete años o más. Dado que los tiempos de construcción de las líneas suelen estar entre 18 y 30 meses, las demoras se concentran en las etapas previas (ver Caja 2.1 para detalles en varios países): definición de trazado, obtención de servidumbres, licencias ambientales y sociales, procesos licitatorios, resolución de conflictos y coordinación entre múltiples entidades (ver Capítulo 5 para detalles del proceso de licenciamiento). Un plan de expansión de la transmisión útil es aquel que considera las restricciones reales en la formulación de los cronogramas (CAF, 2024a; Chattopadhyay & Tabassum, 2023).

La falta de mecanismos predecibles para licenciamiento, adjudicación o financiamiento limita la posibilidad de transformar proyecciones en decisiones de inversión.

En numerosos casos, los proyectos incluidos en los planes de expansión carecen de esquemas claros de priorización, financiamiento asegurado o cronogramas definidos para su licitación (IEA, 2021, 2023c). Esto genera un desfase entre el instrumento técnico de planificación y los procesos institucionales que determinan la ejecución de los proyectos. La falta de trazabilidad entre estas etapas genera incertidumbre, disminuye la credibilidad institucional del planificador y dificulta la rendición de cuentas en los ciclos de ejecución.

La planificación no siempre incorpora las restricciones reales de los actores responsables de ejecutar las obras.

En varios países, las unidades ejecutoras – como los organismos estatales encargados de licitar, supervisar y coordinar la construcción de proyectos de transmisión – enfrentan limitaciones importantes en términos de personal técnico, recursos presupuestarios, estabilidad institucional y acceso a información consolidada. Sin una articulación efectiva entre el diseño del plan de expansión y las capacidades operativas del sistema institucional, surge un desalineamiento que obstaculiza el cumplimiento de los objetivos temporales o estratégicos definidos. Esta desconexión se traduce en la acumulación de proyectos no ejecutados, cronogramas vencidos y revisiones recurrentes que afectan la previsibilidad del sistema.

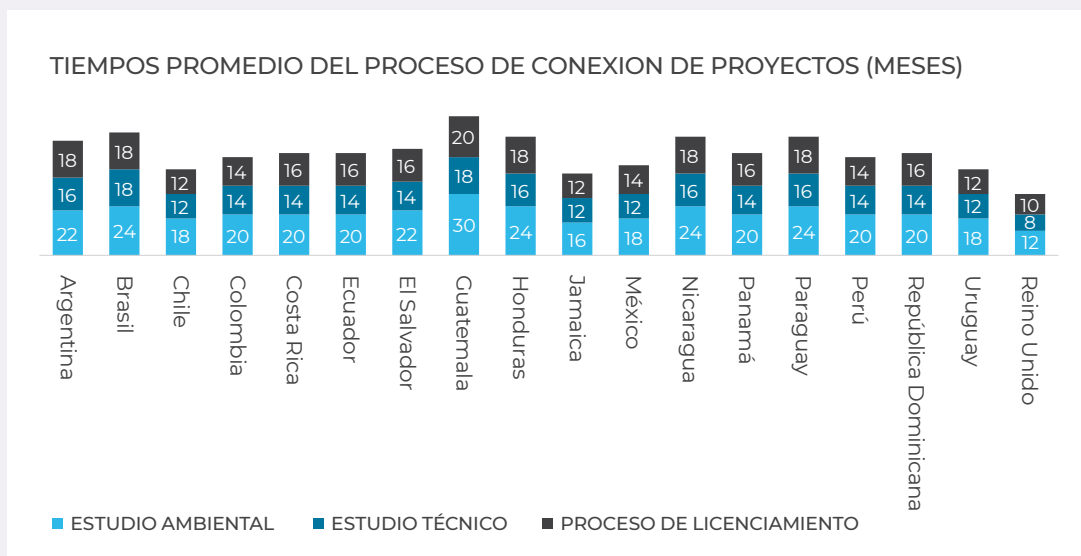
Caja 2.1.

Tiempos promedio de evaluación ambiental y técnica y proceso de licenciamiento en varios países de ALC

Los largos tiempos de conexión en ALC evidencian una rigidez institucional que limita la agilidad del sistema eléctrico frente a nuevos proyectos.

Un análisis comparativo entre países de la región muestra que el proceso de elaboración de estudios ambientales y técnicos hasta el otorgamiento de licencias puede tomar entre 4 y 6 años, mientras que en contextos como Reino Unido el proceso rara vez supera los 2 años. Esta lentitud no responde a una sola causa, sino a una suma de deficiencias en capacidad técnica, trámites redundantes y coordinación institucional (el capítulo 5 profundiza en aspectos de licenciamiento y las barreras que este proceso enfrenta)

La falta de predictibilidad y los cuellos de botella en la tramitología generan un efecto de cola, acumulando cientos de proyectos en espera de conexión. Esto no solo genera incertidumbre para inversionistas y desarrolladores, sino que también compromete la seguridad del sistema al impedir una expansión ordenada y sincronizada de la red.



Fuente: Elaboración propia.

2.3. Barreras institucionales, metodológicas y estratégicas

La planificación de transmisión enfrenta un conjunto complejo de restricciones institucionales, metodológicas y estratégicas. Estas limitaciones no solo dificultan el diseño de planes robustos, sino que también comprometen su viabilidad práctica y su utilidad como instrumento de política. El Cuadro 2.1 resume las barreras identificadas en los sistemas de planificación de transmisión en ALC y en las secciones posteriores se desarrollan en detalle las propuestas para superarlas.

Cuadro 2.1.

Resumen de barreras en la planificación de la transmisión en ALC.

| CATEGORÍA | DESAFÍO | DESCRIPCIÓN |
|-----------------|---|---|
| Institucionales | Fragmentación institucional | Funciones divididas entre múltiples entidades sin coordinación efectiva, generando redundancias y conflictos. |
| | Solicitudes de conexión que superan la capacidad | El acceso a la red se otorga sin priorización técnica o territorial. |
| | Solicitudes especulativas (sin respaldo técnico o financiero) | Solicitudes de conexión sin respaldo que sobrecargan la capacidad administrativa. |
| | Ausencia de procesos digitalizados | Procesos fragmentados y poco automatizados. |
| Metodológicas | Carencia de herramientas computacionales de vanguardia y metodologías que incorporen estudios avanzados | Prevalece el análisis de flujos de carga bajo condiciones de demanda pico y en la mayoría de los casos se minimiza la relevancia de estudios dinámicos. |

| | | |
|---------------|---|--|
| Metodológicas | Tratamiento insuficiente de la incertidumbre | Planes se basan en escenarios únicos o simplificados, sin considerar eventos extremos o futuros inciertos. |
| | Subvaloración de beneficios indirectos | Evaluación centrada en beneficios técnicos inmediatos sin incorporar beneficios sistémicos, impactos territoriales, sociales o de desarrollo económico. |
| | Escasa incorporación de tecnologías avanzadas | No se consideran sistemáticamente tecnologías como los sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS), enlace de alta tensión en corriente continua (HVDC) o sustitución de conductores, limitando eficiencia y resiliencia. |
| | Desarticulación entre transmisión y distribución | No se considera el rol de la red de media y baja tensión en el sistema. |
| Estratégicas | Falta de visión táctica de corto y mediano plazo | Falta de hojas de ruta operativas para corto plazo impide transición efectiva de planes a ejecución. |
| | Desconexión con planificación territorial | Ausencia de integración entre planes eléctricos y uso del suelo dificulta trazados viables y aceptables socialmente. |
| | Desarticulación entre planificación nacional e integración regional | La planificación nacional en muchas ocasiones no considera las interconexiones con países vecinos. |

Fuente: Elaboración propia.

Barreras institucionales

La fragmentación institucional y la descoordinación intra e intersectorial son obstáculos persistentes que minan el proceso y la coherencia de la planificación. En múltiples países de ALC, las

funciones clave del ciclo de planificación del sistema de transmisión – como formulación de escenarios, identificación de proyectos, evaluación técnica, regulación, licenciamiento y financiamiento – se encuentran distribuidas entre diferentes entidades sin estructuras permanentes

de coordinación, mandatos claros, protocolos compartidos ni liderazgo institucional robusto. La dispersión institucional bajo la que se planifica la transmisión en la región genera solapamientos normativos, conflictos de competencia y desalineación entre los planes aprobados y las decisiones reales de inversión (CEPAL, 2023; Levy et al., 2023; Sauma et al., 2025). Para ilustrar estos puntos, el Cuadro 2.2 presenta la matriz de actores que tienden a ser consultados en el proceso de planificación y los criterios en los cuales operan. Además, el Cuadro 2.3 (columna 2) muestra las instituciones que participan en la planificación de la transmisión para varios países de la región.

Cuadro 2.2.

Matriz de actores y criterios en la planificación de la transmisión.

| | CRITERIOS TÉCNICOS | EFICIENCIA ECONÓMICA | SEGURIDAD ENERGÉTICA | RESILIENCIA ESTRUCTURAL | ACEPTABILIDAD SOCIAL | VIABILIDAD TERRITORIAL | IMPACTO AMBIENTAL |
|--|--------------------|----------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|------------------------|-------------------|
| ENTIDADES RECTORAS DE ENERGÍA (E.J., MINISTERIOS DE ENERGÍA) | ✓ | ✓ | ✓ | | | | |
| ENTIDADES RECTORAS DE AMBIENTE (E.J., MINISTERIOS DE AMBIENTE) | | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| REGULADORES | ✓ | ✓ | ✓ | | | | |
| PLANIFICADORES TÉCNICOS | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | |
| OPERADORES DEL SISTEMA | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | |
| EMPRESAS DESARROLLADORAS | | ✓ | ✓ | | ✓ | | ✓ |
| GOBIERNOS LOCALES | | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| COMUNIDADES | | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

Fuente: Elaboración propia.

En varios países de la región, las solicitudes de conexión de nueva generación o de cargas estratégicas superan con creces la capacidad efectiva del sistema, sin estar articuladas al proceso de planificación de transmisión. En muchos casos, el acceso a la red se otorga con criterios administrativos o en orden de llegada, sin un vínculo claro con los planes de expansión de la transmisión. Las características de modularidad y dispersión geográfica de la generación solar y eólica agravan esta desconexión, ya que imponen nuevos retos a la planificación: a diferencia del pasado, cuando la transmisión se desarrollaba en función de grandes centrales térmicas o hidroeléctricas con localización definida y cronogramas similares a los de la red. Hoy, la expansión de la generación ocurre con mayor rapidez y en múltiples puntos del territorio, desbordando la capacidad de la transmisión para acompañarla de forma ordenada. Esto refuerza la necesidad de una articulación más explícita entre la planificación de la generación y la transmisión, de manera que se utilice y expanda la infraestructura de la forma más eficiente y resiliente (Sauma et al., 2025).

Las solicitudes especulativas – aquellas que no cuentan con respaldo técnico ni financiero y que probablemente no se materialicen – deterioran la señal de acceso y congestionan las instancias técnicas. En contextos de alta expectativa de inversión, se han acumulado solicitudes de conexión que sobrecargan las capacidades institucionales y diluyen el análisis serio de proyectos viables. A diferencia de sistemas avanzados, la mayoría de los países de ALC no han desarrollado mecanismos de planificación indicativa del acceso que identifiquen zonas óptimas para nuevas conexiones, esquemas de priorización basados en mérito técnico y mapas energéticos territoriales que orienten las inversiones en el sistema eléctrico (CEPAL, 2023; Ramos et al., 2025; Sauma et al., 2025). Casos como los de Brasil, Chile y Colombia han demostrado la necesidad de introducir filtros ex ante – como garantías, niveles mínimos de avance o validación técnica – para evitar el bloqueo especulativo de capacidad de red (EPE, 2024; UPME, 2023).

La ausencia de procesos digitalizados y criterios estandarizados limita la eficiencia y transparencia en el acceso a la red. En muchos países de ALC, los procedimientos para solicitar conexión siguen siendo fragmentados, poco automatizados y carentes de interoperabilidad, lo que retrasa la toma de decisiones, dificulta el seguimiento y sobrecarga la capacidad operativa de los operadores de red. Como se discute en el Capítulo 5, esta falta de digitalización impide contar con información en

tiempo real sobre solicitudes, capacidades disponibles y restricciones técnicas y limita el uso de herramientas avanzadas de simulación para evaluar escenarios de conexión que alimentan los ejercicios de planificación. La carencia de plataformas integradas y criterios uniformes genera cuellos de botella institucionales que afectan directamente la ejecución de proyectos estratégicos.

Barreras metodológicas

Las metodologías utilizadas en la planificación de transmisión permanecen ancladas en esquemas deterministas, fragmentados y secuenciales. Mientras que la planificación de generación ha incorporado modelos de optimización estocástica como SDDP o PLEXOS, la planificación de redes se basa con frecuencia en estudios de flujo de potencia bajo condiciones de demanda pico, supuestos únicos y análisis caso por caso (CEPAL, 2023; Soto et al., 2019). Esta aproximación limita la capacidad de representar adecuadamente las restricciones topológicas reales del sistema y dificulta la identificación de soluciones técnicamente óptimas (Sauma et al., 2025). En la práctica, persisten brechas importantes: escasea la interoperabilidad entre bases de datos, la estandarización de insumos, la representación nodal realista y el uso de herramientas computacionales que integren generación y transmisión de forma conjunta. Asimismo, pocos países desarrollan estudios con múltiples escenarios, lo que impide capturar adecuadamente la incertidumbre y evaluar la robustez de las decisiones.

La mayoría de las metodologías actuales carece de la resolución y profundidad necesarias para representar dinámicas específicas en sistemas con alta penetración de renovables variables. En estos escenarios, la necesidad de estudios dinámicos y de estabilidad se vuelve crítica. Más allá de analizar flexibilidad en la operación del sistema, la planificación de la transmisión debe anticipar que la propia red sea flexible, capaz de adaptarse a cambios en la generación y la demanda sin comprometer la seguridad operativa. Esto exige incorporar soluciones que permitan compatibilizar las señales de expansión con las decisiones de operación, considerando fenómenos asociados a la integración masiva de renovables como variaciones de corto circuito, estabilidad transitoria y de tensión, y la respuesta de protecciones. El desafío consiste en desarrollar metodologías que equilibren resolución técnica y viabilidad computacional, de manera que puedan reflejar la respuesta real del

sistema y, al mismo tiempo, guiar inversiones que construyan redes resilientes y adaptativas.

A pesar de los avances computacionales, muchas herramientas no permiten ajustes finos o reproducibilidad transparente, lo cual limita su aplicabilidad en entornos regulatorios complejos. Las herramientas de código abierto ofrecen una alternativa viable, siempre que se cuente con capacidades locales adecuadas. Además, la inteligencia artificial puede desempeñar un rol creciente en apoyar la automatización de análisis, la detección de patrones críticos y la reducción de cargas computacionales, democratizando el acceso a análisis sofisticados y fortaleciendo la capacidad institucional en planificación. El Cuadro 2.4 presenta un listado de herramientas computacionales empleadas en la región tanto para la expansión como para la planificación operativa de la red.

La incertidumbre que enfrenta hoy la planificación de transmisión es profunda, multidimensional y no puede abordarse solo mediante análisis convencionales de escenarios. En el pasado, los principales focos de incertidumbre estaban ligados a la evolución de la demanda, los costos de los combustibles y los costos de generación, y podían tratarse mediante escenarios altos, medios y bajos. Sin embargo, el panorama actual es mucho más complejo: cambios tecnológicos acelerados, alteraciones en los patrones de consumo, evolución de tecnologías emergentes, transformaciones en el régimen hidrológico y eventos climáticos extremos interactúan entre sí, generando riesgos que no se pueden modelar con simples variantes en un número limitado de escenarios.

La combinación de incertidumbres requiere marcos de análisis más robustos, que consideren múltiples escenarios futuros posibles, evalúen la adaptabilidad de las inversiones y permitan identificar decisiones que funcionen bien bajo distintas condiciones, y bajo diferentes rutas de desarrollo (Lempert, 2019; Quirós-Tortós et al., 2024). Esfuerzos recientes han resaltado el potencial de estos nuevos marcos analíticos (Paredes Vergara, 2025; Quirós-Tortós et al., 2023). Pese a ello, muchos planes de transmisión en la región siguen basándose en un único escenario base o en análisis de sensibilidad limitados, lo que compromete su utilidad como herramienta de gestión del riesgo y anticipación estratégica. El Cuadro 2.3 detalla cómo los países consideran la incertidumbre en la planificación actualmente.

La subvaloración de beneficios sistémicos, sociales y territoriales limita la capacidad de los planes para reflejar su verdadero impacto.

Las metodologías de evaluación utilizadas en la planificación del sistema de transmisión tienden a concentrarse en beneficios directos, cuantificables en términos de reducción de pérdidas, costos evitados o mejoras de confiabilidad del sistema. Esta visión parcial distorsiona la priorización de proyectos, subestima el rol estratégico de la transmisión y reduce el atractivo financiero de iniciativas que, si bien no optimizan variables técnicas, habilitan transformaciones estructurales.

Adicionalmente, estos enfoques dejan fuera beneficios sistémicos relevantes que un desarrollo adecuado del sistema puede aportar, por ejemplo, en términos de resiliencia, diversificación de fuentes energéticas, desarrollo territorial o sostenibilidad ambiental. Estos elementos pueden incorporarse en los procesos de planificación multiobjetivo (Alarcón-Rodríguez et al., 2010), ya sea como objetivos adicionales o como restricciones explícitas, permitiendo capturar distintas perspectivas y hacer visibles los compromisos (*trade-offs*) que implican los distintos escenarios o planes de expansión.

Además, las herramientas de cálculo de operación y de valoración de beneficios de proyectos, basadas en modelos de costo marginal, presentan la limitación de arrojar valores muy bajos que no orientan adecuadamente las señales de expansión de largo plazo. Esto plantea la necesidad de revisar los modelos y explorar la incorporación de costos de producción que reflejen de manera más realista la estructura de generación, junto con las restricciones eléctricas en un entorno de operación horaria, incluso para análisis de largo plazo. Aunque este enfoque supone mayores exigencias metodológicas y computacionales, resulta fundamental para mejorar la calidad y utilidad de los ejercicios de planificación.

La limitada consideración de tecnologías avanzadas en los procesos de planificación restringe la identificación de soluciones flexibles y costo-efectivas. En muchos países de ALC, las metodologías empleadas en la expansión del sistema de transmisión continúan priorizando soluciones convencionales basadas en nuevas líneas o subestaciones, sin evaluar de manera sistemática el potencial de tecnologías innovadoras como enlaces HVDC, dispositivos FACTS, sustitución de conductores, almacenamiento o redes inteligentes.

Esta omisión se debe, por un lado, a marcos regulatorios que no reconocen ni incentivan la innovación (ver Capítulo 3 y Capítulo 6) y, por otro lado, a la rigidez de los modelos de simulación utilizados que no incorporan de forma explícita estas tecnologías avanzadas (en ocasiones por el carácter propietario de algunas de estas herramientas), que no permiten representar adecuadamente el comportamiento operativo, los beneficios dinámicos o la naturaleza modular de estas tecnologías (IRENA, 2022; Sauma et al., 2025).

Además, persiste una falta de criterios estandarizados para la evaluación técnico-económica de estas tecnologías, lo que dificulta su comparación frente a alternativas tradicionales en igualdad de condiciones. Como resultado, las decisiones de planificación tienden a excluir opciones tecnológicas que podrían aliviar cuellos de botella en menor tiempo, reducir la necesidad de servidumbres o aumentar la resiliencia del sistema ante eventos extremos, lo que limita la eficiencia y adaptabilidad del portafolio de expansión.

El almacenamiento de energía a gran escala – conectado a redes troncales – representa una herramienta estratégica aún poco considerada en la planificación de transmisión. A diferencia del almacenamiento distribuido, estas instalaciones pueden ubicarse en puntos clave del sistema interconectado para optimizar el uso de la infraestructura existente, reducir vertimientos, aumentar la confiabilidad operativa y ofrecer servicios críticos como regulación de frecuencia, reserva rápida y soporte de tensión. Su despliegue articulado con la red de transmisión puede ser decisivo para enfrentar la variabilidad de la generación renovable, mitigar impactos de eventos extremos y aumentar la resiliencia sistémica.

Existen ejemplos que ilustran este potencial: en Colombia, en 2021, se evaluó el uso de un sistema de almacenamiento en el área Caribe para descongestionar subestaciones que alimentan a la ciudad de Barranquilla, mientras que en Alemania los llamados *Grid Boosters* están siendo impulsados para reducir congestiones y maximizar la utilización de la red. Sin embargo, en ALC su integración ha sido limitada en los marcos actuales de planificación, regulación y financiamiento, lo que restringe su desarrollo. Si bien este tema excede el alcance de la presente nota técnica, evaluar de forma sistemática el valor del almacenamiento como complemento a la expansión de redes podría ofrecer soluciones más costo-efectivas y robustas para la configuración futura del sistema eléctrico de ALC.

La escasa articulación entre la planificación de transmisión y los sistemas de distribución limita la eficacia del análisis técnico y la priorización de inversiones. En la mayoría de los países de ALC, la planificación de transmisión se desarrolla de forma independiente, sin considerar de manera explícita el rol que puede jugar la red de distribución en absorber, modular o complementar las necesidades del sistema troncal. En este contexto, resulta fundamental que los modelos de planificación de transmisión representen de manera más precisa la evolución de la demanda, incorporando el efecto de nuevas cargas no lineales que se conectan en la red de distribución. Esta desconexión metodológica impide identificar soluciones híbridas más costo-efectivas, restringe la evaluación de alternativas como respuesta de demanda, almacenamiento distribuido o servicios auxiliares desde la red secundaria, y sobreestima los requerimientos de expansión a gran escala.

La falta de estudios de flujo de carga bajo múltiples escenarios de integración renovable – que consideren también la interacción entre ambos niveles de red – representa una omisión relevante, especialmente ante la creciente penetración de recursos energéticos distribuidos, generación en media tensión y cargas críticas dispersas. Aunque la coordinación entre transmisión y distribución excede el alcance de este informe, su limitada consideración constituye una barrera metodológica que afecta la calidad, adaptabilidad y eficiencia de los planes de expansión del sistema eléctrico.

Estas limitaciones metodológicas no solo responden a la naturaleza de los modelos, sino también a la disponibilidad de capacidades técnicas en las instituciones responsables. La formación y retención de capital humano calificado resulta esencial para modelar con precisión y ajustar las señales de expansión frente a nuevas necesidades de demanda y el despliegue de tecnologías emergentes.

Barreras estratégicas

La falta de visión táctica impide conectar los planes de largo plazo con acciones concretas en el corto y mediano plazo. Aunque muchos países publican planes de expansión a 15 o 20 años (ver Cuadro 2.3), pocos cuentan con hojas de ruta operativas que aterricen esos planes en plazos menores, y definan cronogramas realistas, responsables institucionales y mecanismos de seguimiento. Esta desconexión entre los planes de largo

plazo y acciones de mediano y corto plazo contribuye a la acumulación de proyectos no ejecutados y a la percepción de que la planificación no se traduce en acción. El problema no radica únicamente en la frecuencia con que se actualizan los planes – pues algunos países cuentan incluso con revisiones anuales – sino en la falta de cohesión entre la política energética de largo plazo, la planificación indicativa de generación y la planificación de transmisión. Esta desarticulación genera inconsistencias en la señal de inversión y limita la efectividad de la planificación como herramienta de política pública (CEPAL, 2023; Ramos et al., 2025; Sauma et al., 2025).

Una planificación táctica debe identificar cuellos de botella críticos, establecer prioridades realistas de inversión y asignar funciones claras a las instituciones ejecutoras. Países como Brasil han implementado revisiones periódicas y cronogramas indicativos vinculantes para facilitar la conexión efectiva de proyectos estratégicos (EPE, 2024), mientras que en Australia y Estados Unidos se han desarrollado marcos de “camino críticos” que vinculan escenarios de expansión con capacidades institucionales reales (AEMO, 2022; US DOE, 2024). Esta dimensión táctica no solo mejora la eficiencia del proceso, sino que refuerza la credibilidad institucional de la planificación como política pública.

La exclusión temprana de dimensiones ambientales y sociales debilita la aceptabilidad y viabilidad política de los planes de transmisión.

Aunque las evaluaciones ambientales y sociales son exigidas en etapas posteriores del desarrollo de proyectos, en muchos países no se integran desde el proceso de planificación, lo que genera una desconexión crítica entre los trazados propuestos y las realidades del territorio (ver Cuadro 2.3 para detalles). Esta omisión afecta la legitimidad de los planes, incrementa la conflictividad, retrasa el otorgamiento de licencias y puede derivar en la cancelación o modificación de proyectos estratégicos. Incorporar criterios ambientales y sociales desde la planificación no es solo una mejora técnica, sino una condición para construir trazabilidad, reducir riesgos institucionales y reforzar la gobernanza del sistema eléctrico. El tema de licenciamiento ambiental se trata en detalle en el Capítulo 5.

La ausencia de herramientas para priorizar inversiones bajo restricciones presupuestarias y de capacidad institucional compromete la ejecución efectiva de los planes. En muchos países de ALC, los planes de transmisión identifican portafolios amplios de

proyectos técnicamente deseables, pero sin una jerarquización clara basada en factibilidad financiera, impacto sistémico o capacidad institucional disponible. Este enfoque “todo incluido” ignora las restricciones reales de financiamiento público o privado, así como las limitaciones de ejecución de las agencias responsables.

Como resultado, se genera una brecha entre el número de proyectos planificados y aquellos efectivamente priorizados y construidos, deteriorando la credibilidad y utilidad del proceso de planificación. Para abordar este desafío, es clave incorporar metodologías de priorización multicriterio bajo restricción, análisis de factibilidad fiscal, y alineación con capacidades disponibles en las unidades ejecutoras. Además, se debe promover una cultura de planificación adaptativa que permita ajustar portafolios en función de shocks externos o cambios en las prioridades del país, incorporando desde el diseño criterios de resiliencia que garanticen holguras para futuras ampliaciones y licitaciones orientadas a soluciones robustas, sin dejar de lado la eficiencia económica.

Finalmente, y no menos importante, la falta de articulación entre planificación nacional e integración regional representa una barrera adicional para el desarrollo estratégico de la red. Muchos países de ALC participan en iniciativas de interconexión regional – como el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) o el Sistema de Integración Energética de los Países del Sur (SIESUR) –, pero sus planes nacionales de transmisión rara vez consideran de forma explícita las necesidades, oportunidades o sinergias derivadas de estas iniciativas. Esta desconexión entre planificación nacional e integración regional limita la eficiencia sistémica, impide el aprovechamiento de economías de escala y debilita la resiliencia regional ante contingencias compartidas.

Aunque se reconocen los desafíos en la articulación normativa entre países vecinos, la región carece de procesos nacionales de planificación con hojas de ruta regionales, el establecimiento de mecanismos técnicos de coordinación interestatal, y la consideración de los beneficios compartidos de la infraestructura transfronteriza desde etapas tempranas del proceso. Sin estos elementos, los proyectos regionales seguirán siendo esfuerzos fragmentados, en lugar de pilares estructurales de una transición energética verdaderamente integrada.

Cuadro 2.3.

Resumen comparativo de diversas dimensiones en la planificación de transmisión por país.

| PAÍS | MODELO INSTITUCIONAL | CONSIDERA INCERTIDUMBRE | HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN (AÑOS) | EVALUACIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL |
|-------------|---------------------------------|------------------------------|---|--|
| ARGENTINA | SE, CAMMESA, ENRE Y CFEE | Limitado (genera escenarios) | N/A – El plan existente se extiende a 2035. | Sí |
| BRASIL | MME, EPE-ONS-ANEEL | Limitado (genera escenarios) | 20 (clara segmentación en corto, mediano y largo plazo) | Sí |
| CHILE | ME, CNE, CEN, panel de expertos | Limitado (genera escenarios) | 20 (revisión anual) | Sí (herramienta innovadora – estudio de franjas) |
| COLOMBIA | MME, UPME, XM, CREG, CAPT | Limitado (genera escenarios) | 15 | Sí (con limitaciones de implementación) |
| COSTA RICA | ICE, CENCE, ARESEP | Limitado (genera escenarios) | 17 | Sí |
| ECUADOR | MEM, CELEC EP, ARCONEL, CENACE | Limitado (genera escenarios) | 10 | Sí |
| EL SALVADOR | CEL, ETESAL, SIGET | Limitado (genera escenarios) | 20 | No integrada estratégicamente |
| GUATEMALA | MEM, CNEE AMM, ETCEE | Limitado (genera escenarios) | 30 | No (solo hay evaluación por proyecto) |
| HONDURAS | ENEE, CREE, ODS | Limitado (genera escenarios) | 10 | No (por proyecto) |
| JAMAICA | OUR, JPSCo, Ministry of Energy | Limitado (genera escenarios) | 10 | Parcialmente integrada |
| MÉXICO | SENER, CFE, CRE, CENACE | Limitado (genera escenarios) | 15 | Parcialmente integrada |
| NICARAGUA | MEM, ENATREL, INE | Limitado (genera escenarios) | 15 | A nivel de proyecto |

| | | | | |
|----------------------|---|------------------------------|----|---------------------------------|
| PANAMÁ | SNE, ETESA, ASEP | Limitado (genera escenarios) | 17 | Sí (criterios socioambientales) |
| PARAGUAY | ANDE, Viceministerio de Minas y Energía | Limitado (genera escenarios) | 20 | Sí (en planificación) |
| PERÚ | MINEM, COES, OSINERGMIN | Limitado (genera escenarios) | 10 | Sí |
| REPÚBLICA DOMINICANA | MEM, ETED, SIE, CNE | Limitado (genera escenarios) | 15 | No plenamente integrada |
| URUGUAY | UTE, MIEM, URSEA | Limitado (genera escenarios) | 10 | Sí (selección preliminar) |

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 2.4.

Modelos y herramientas de planificación de sistemas de potencia utilizados por país.

| HERRAMIENTA | DESCRIPCIÓN | PAÍSES IDENTIFICADOS | CATEGORÍA |
|-------------|--|---|---|
| LEAP | Planificación energética multisectorial bottom-up | Argentina, Brasil, Bolivia, Colombia, Ecuador, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Paraguay, Perú, Rep. Dominicana, Uruguay | Planificación energética de largo plazo |
| MAED | Proyección de demanda energética sectorial | Brasil, Guatemala, Nicaragua, Paraguay, Perú, Uruguay | Planificación energética de largo plazo |
| MESSAGE | Optimización de sistemas energéticos a largo plazo | Argentina, Brasil, Nicaragua, Paraguay, Uruguay | Planificación energética de largo plazo |
| OPTGEN | Optimización entera mixta para expansión de generación | Brasil, Colombia, Ecuador, Perú, Rep. Dominicana, Venezuela | Expansión y despacho eléctrico |
| SDDP | Optimización estocástica de operación hidrotérmica | Brasil, Colombia, Ecuador, México, Paraguay, Perú, Uruguay | Expansión y despacho eléctrico |
| PLEXOS | Optimización integrada de expansión y operación | Chile, Colombia, México, | Expansión y despacho eléctrico |

| | | | |
|-------------------------------|--|---|-----------------------------------|
| FINPLAN | Proyecciones financieras y tarifas del sistema | Paraguay, Uruguay | Expansión y despacho eléctrico |
| ENPEP | Evaluación energética-ambiental con enfoque de políticas | Colombia, Ecuador, Nicaragua, Perú | Evaluación ambiental/energética |
| SUPER OLADE | Integración de datos energéticos y modelado base | Colombia, Ecuador, Guatemala, México, Perú, Rep. Dominicana, Surinam, Uruguay | Evaluación ambiental/energética |
| DIGSILENT POWERFACTORY | Simulación dinámica y análisis de sistemas eléctricos | Argentina, Colombia, Rep. Dominicana, Ecuador, México, Paraguay, Perú | Simulación de sistemas eléctricos |
| PSSE/E | Simulación dinámica y análisis de sistemas eléctricos | Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Panamá | Simulación de sistemas eléctricos |
| NEPLAN | Análisis de redes eléctricas (flujo, estabilidad, optimización) | Colombia, Rep. Dominicana | Simulación de sistemas eléctricos |
| SIMSEE | Simulación estocástica de despacho e inversión | Uruguay | Simulación de sistemas eléctricos |
| NETPLAN | Optimización nodal de expansión de transmisión | Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador, Guatemala | Herramientas híbridas o locales |
| PERSEO | Optimización académica para expansión | (uso referencial) | Herramientas híbridas o locales |
| MOPERD | Modelo nacional de planificación | Rep. Dominicana | Herramientas híbridas o locales |
| GEMME | Modelo de optimización para expansión energética y evaluación económica; desarrollado en Brasil. | Brasil | Herramientas híbridas o locales |
| M-REF | Modelo referencial utilizado por EPE para estudios de planificación integrada. | Brasil | Herramientas híbridas o locales |
| NEREUS | Modelo local de expansión | Brasil | Herramientas híbridas o locales |
| NCP | Modelo institucional para expansión | Brasil, Ecuador | Herramientas híbridas o locales |

2.4.

Repensar la planificación: visión integral, gobernanza efectiva y resiliencia

La complejidad actual de los sistemas eléctricos exige una transformación profunda del enfoque de planificación de la transmisión. No basta con mejorar modelos o refinar criterios técnicos: es necesario repensar de forma estructural cómo se definen los objetivos, quiénes participan en las decisiones y en qué condiciones institucionales se implementan los planes. La planificación efectiva ya no puede limitarse a la optimización técnica de obras, sino que debe integrar múltiples dimensiones – técnicas, sociales, territoriales y económicas – bajo marcos de gobernanza que articulen actores diversos y garanticen legitimidad, trazabilidad y ejecución.

Esta sección propone una relectura del proceso de planificación desde tres ángulos clave: i) una visión integral basada en múltiples criterios y resiliencia; ii) un ecosistema de actores más articulado y con reglas claras de participación; y iii) condiciones habilitantes que fortalezcan capacidades técnicas, institucionales y tecnológicas para planificar e implementar en contextos complejos y cambiantes.

Hacia una planificación integral, robusta y resiliente

Una nueva visión integral es indispensable para una planificación alineada con los desafíos actuales. La planificación del sistema de transmisión debe evolucionar de un enfoque técnico centrado en la continuidad operativa hacia una función estratégica con múltiples objetivos: eficiencia económica, robustez técnica, integración territorial y legitimidad social. En sistemas expuestos a incertidumbres complejas y demandas estructurales diversas, no basta con priorizar la reducción de pérdidas o la conexión eficiente de generación: se requiere incorporar criterios adicionales como la exposición a eventos extremos, la aceptabilidad de los trazados, el equilibrio territorial y la adaptabilidad institucional.

Estos estudios especializados no solo deben abordar aspectos institucionales o regulatorios, sino que requieren también un sustento técnico robusto. Los cálculos de flujos de potencia, la evaluación de restricciones técnicas y las pruebas de escenarios constituyen insumos críticos para garantizar que incluso las aproximaciones de planificación más innovadoras resulten técnica y operativamente viables. En ausencia de esta integración, los planes pierden eficacia como instrumento de gestión sistémica, y se reduce su capacidad para articular inversiones transformadoras.

El enfoque multicriterio fortalece la resiliencia y la trazabilidad de las decisiones. Una planificación robusta debe reconocer que diferentes dimensiones – técnica, económica, social y ambiental – no solo coexisten, sino que interactúan entre sí y requieren análisis integrados. La incorporación de metodologías multicriterio – que considere aspectos más allá de los técnicos y económicos – no debe verse como un añadido opcional, sino como una necesidad para visibilizar los compromisos entre alternativas, anticipar riesgos estructurales y ampliar el consenso sobre decisiones de alto impacto. Esta visión permite además una lectura más transparente de las decisiones adoptadas, fortalece la rendición de cuentas, y abre espacio para la deliberación pública informada.

La planificación del sistema de transmisión ya no puede ser un ejercicio subordinado a la expansión de generación; debe ser proactiva. La planificación actual presenta un desfase estructural entre las necesidades emergentes del sistema eléctrico y la capacidad institucional para anticiparlas y responder. Mientras la generación renovable se ha expandido con rapidez gracias a marcos de subasta o incentivos, la infraestructura de transmisión ha enfrentado demoras, cuellos de botella y rezagos en su desarrollo. La planificación del sistema de transmisión debe anticiparse a las transformaciones del sistema y priorizar inversiones estratégicas que habiliten su desarrollo futuro. El desajuste entre el desarrollo de generación y el de transmisión se traduce en congestiones crecientes, retrasos en la conexión de proyectos estratégicos y altos niveles de incertidumbre para los inversionistas.

Actores y gobernanza – De un ecosistema fragmentado a una planificación coordinada

Reforzar la gobernanza del proceso de planificación es esencial para su legitimidad y efectividad.

La transmisión involucra un ecosistema diverso de actores – desde operadores técnicos hasta comunidades locales – que enfrentan barreras estructurales para participar activamente. Hoy, la mayoría de los países de ALC carece de espacios formales y permanentes de articulación entre estos actores, lo que dificulta la coordinación, incrementa la conflictividad y debilita la aceptabilidad de los planes. Pasar de una lógica secuencial y cerrada a una gobernanza colaborativa implica establecer protocolos institucionalizados de participación, clarificar competencias, y dotar a los actores clave de las capacidades necesarias para incidir de manera efectiva en el diseño del sistema eléctrico.

El involucramiento temprano y estructurado de los actores mejora la estabilidad institucional del plan.

La experiencia internacional muestra que los procesos participativos bien diseñados permiten reducir litigios, agilizar trámites y generar soluciones más sostenibles. Una gobernanza sólida no es solo un ejercicio de inclusión democrática, sino una condición operativa para que los planes de transmisión se traduzcan en infraestructura construida. Evitar la exclusión de actores como gobiernos locales, desarrolladores de proyectos, pueblos indígenas o usuarios finales no solo mejora la equidad del proceso, sino que incrementa su resiliencia ante cambios políticos o institucionales.

Un ejemplo relevante en la región es el caso de Colombia, donde el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), creado por la CREG a través de las Resoluciones 022/2001 y 085/2002, reúne de manera transversal a empresas y usuarios. Este espacio institucionalizado de coordinación multi actor ha fortalecido la legitimidad de los planes y constituye una buena práctica de referencia para otros países de ALC.

Un aspecto clave para reforzar la credibilidad y la ejecutabilidad de los planes es el seguimiento sistemático de su implementación.

En este sentido, se recomienda que las entidades de planificación publiquen informes periódicos con el estado de avance de las obras priorizadas, incluyendo la situación de licencias ambientales, aspectos prediales y sociales, así como el progreso de los procesos licitatorios. De igual forma, la validez de los planes depende de la calidad de los insumos

que alimentan los modelos: definir expansiones con costos o beneficios equivocados, corredores inviables o capacidades imprecisas conduce a decisiones que pueden poner en riesgo la operación de los sistemas. La transparencia en el seguimiento y la rigurosidad en la información de base son condiciones necesarias para contar con planes más realistas y cronogramas cumplibles.

Condiciones habilitantes para una planificación efectiva

Las condiciones habilitantes determinan la viabilidad técnica y financiera de la planificación. Contar con capacidades técnicas especializadas, herramientas modernas de modelación y datos interoperables es una condición básica para una planificación efectiva. Sin embargo, muchas unidades de planificación en ALC enfrentan limitaciones persistentes: equipos pequeños, alta rotación, software desactualizado y carencia de presupuestos específicos. Este rezago técnico reduce la calidad de los análisis, limita la incorporación de nuevas metodologías y dificulta la interacción con reguladores, operadores o inversionistas.

La articulación multisectorial amplía el impacto y viabilidad de los planes. Los planes de transmisión no deberían diseñarse en aislamiento. Su efectividad depende de su capacidad para dialogar con los instrumentos de planificación territorial, logística, industrial y ambiental. Para ello, la planificación debe equilibrar eficiencia económica, robustez técnica, integración territorial, armonización ambiental y legitimidad social, de manera que los proyectos resulten implementables y cuenten con respaldo político y ciudadano. Hoy en día, muchos de los retrasos en proyectos prioritarios no se deben a errores técnicos, sino a conflictos territoriales, falta de coordinación con otras infraestructuras o desconocimiento de dinámicas sociales preexistentes. Integrar visores geoespaciales, mesas interinstitucionales y procesos de co-diseño puede reducir significativamente los riesgos de implementación.

Mejorar la capacidad de ejecución requiere cerrar la brecha entre planificación y acción. La existencia de un plan técnicamente sólido no garantiza por sí sola que las obras se materialicen. Barreras como el licenciamiento fragmentado, la falta de mecanismos financieros claros o la debilidad institucional de las unidades ejecutoras pueden demorar por años proyectos estratégicos. Una planificación eficaz debe

incorporar desde su diseño elementos que aseguren su gobernabilidad: cronogramas viables, actores responsables, mecanismos de seguimiento y coherencia con los marcos regulatorios vigentes.

La articulación entre planificación y regulación es determinante para viabilizar proyectos de transmisión y asignar riesgos de manera eficiente. En la práctica, los planes de expansión suelen elaborarse siguiendo lineamientos regulatorios establecidos; sin embargo, la regulación también debe adaptarse a los hallazgos de la planificación, habilitando las soluciones que esta identifica. Cuando esta retroalimentación no ocurre, se generan señales distorsionadas para el financiamiento, se desincentiva la participación privada y los riesgos terminan trasladándose al Estado o a los consumidores (IDB & WEF, 2025).

Ejemplos típicos incluyen situaciones en las que la planificación identifica la necesidad de tecnologías flexibles o nuevas interconexiones, pero los marcos regulatorios no las reconocen en sus catálogos de activos; o casos en que los plazos regulatorios para licitaciones no guardan coherencia con los cronogramas de planificación, lo que provoca retrasos y sobrecostos.

La regulación debe evolucionar como aliada estructural de la planificación. El diseño de normas técnicas, criterios metodológicos y mecanismos de ejecución es inseparable del proceso de planificación. Una regulación rígida, fragmentada o desalineada puede inutilizar planes ambiciosos, mientras que marcos adaptativos y coordinados pueden facilitar su materialización. Asimismo, los marcos regulatorios deben reconocer no solo el costo inicial de inversión, sino también el costo total del ciclo de vida de los proyectos, incorporando criterios de resiliencia, confiabilidad y flexibilidad que reflejen las nuevas exigencias de operación del sistema. Fortalecer los vínculos entre regulación y planificación no solo mejora la eficiencia del sistema, sino que reduce el riesgo regulatorio para los inversionistas y mejora la trazabilidad institucional de las decisiones. El Capítulo 3 discute el rol de la regulación y su vínculo con la planificación.

2.5.

Recomendaciones de política para una planificación transformadora

Institucionalidad, gobernanza y coordinación

La calidad de la planificación y su capacidad de traducirse en proyectos concretos dependen, en última instancia, de la fortaleza institucional. La debilidad de muchas entidades de la región – expresada en alta rotación de personal, carencias presupuestarias, limitaciones tecnológicas y escasa autonomía – constituye un obstáculo estructural para la efectividad de las políticas públicas en transmisión. CEPAL ha destacado que las capacidades institucionales deben analizarse en cuatro dimensiones interdependientes: técnica, operativa, política y prospectiva (TOPP). Una planificación transformadora requiere fortalecer simultáneamente estas cuatro capacidades, de manera que los equipos técnicos puedan generar análisis rigurosos, las instituciones cuenten con recursos estables para implementarlos, exista respaldo político para sostener las decisiones y, además, se proyecte una visión estratégica a largo plazo que trascienda ciclos de gobierno.

Una planificación realista requiere incorporar desde el inicio a todos los actores clave involucrados en la ejecución. Una planificación eficaz debe articular desde etapas tempranas a ministerios sectoriales, agencias ambientales, gobiernos locales, inversionistas privados, comunidades afectadas y beneficiarias, operadores de red y autoridades financieras, anticipando cuellos de botella y definiendo trayectorias realistas para la ejecución de infraestructura compleja (IEA, 2023a; IRENA, 2024a). En este proceso multi-actor, resulta fundamental contar con una entidad que coordine los múltiples permisos y licencias requeridos en la fase de ejecución, integrando a las autoridades ambientales, territoriales y sectoriales para reducir cargas administrativas, acortar plazos y mejorar la trazabilidad regulatoria de los proyectos.

Una planificación de transmisión moderna debe ser multisectorial, georreferenciada, orientada a la inversión y fundamentada en resiliencia sistémica. Herramientas cartográficas y visores digitales permiten identificar conflictos de uso del suelo, cruces con áreas protegidas, restricciones logísticas o coincidencias con planes de

infraestructura vial e industrial. Países como Chile y Brasil han integrado estas herramientas para mejorar la calidad del trazado, minimizar conflictos socioambientales y reducir los plazos de consulta y licenciamiento. Esta integración técnico-territorial es especialmente valiosa en regiones donde el desarrollo eléctrico compite con otros usos estratégicos del territorio.

La planificación no es un fin en sí mismo: debe ser un habilitador para movilizar inversión, reducir riesgos y garantizar seguridad energética. Para que los planes de transmisión se traduzcan en obras concretas, es necesario contar con un marco regulatorio claro (ver Capítulo 3), una institucionalidad creíble y mecanismos de adjudicación eficientes. Esto implica asegurar la trazabilidad entre los planes y las decisiones regulatorias (como las licitaciones o subastas), establecer reglas predecibles para el acceso a red, y garantizar la coordinación con los esquemas de financiamiento público o privado (IEA, 2023c; IRENA, 2024a). En este sentido, la planificación técnica debe vincularse con una estrategia integral de ejecución, regulación y financiamiento. Es necesario establecer hojas de ruta, que traduzcan los planes de largo plazo en acciones concretas para el mediano y corto plazo.

Una planificación moderna debe incorporar indicadores de desempeño que permitan hacer seguimiento, evaluar impacto y ajustar prioridades de manera transparente y basada en evidencia. Estos indicadores pueden abarcar desde el porcentaje de proyectos priorizados efectivamente construidos, hasta métricas de avance en licencias, trazabilidad regulatoria o tiempos de ejecución promedio. La adopción de estos mecanismos fortalece la rendición de cuentas, mejora la asignación de recursos y permite una revisión periódica del portafolio planificado en función de cambios institucionales, financieros o territoriales. Sin monitoreo y evaluación sistemática, los planes corren el riesgo de volverse obsoletos, irrelevantes o inaplicables.

Procedimiento de conexión y acceso a red

El procedimiento de conexión debe incorporar garantías diferenciadas y mecanismos de compensación en contextos críticos. Para ordenar el acceso a la red, se recomienda establecer garantías financieras en distintas fases del proceso de conexión – incluyendo garantías de seriedad y de ejecución – con valores diferenciados según la ubicación o el nivel de

congestión. Paralelamente, en zonas donde se identifiquen altos niveles de oposición ciudadana a proyectos estratégicos, puede considerarse la implementación de mecanismos de compensación socioeconómica para las comunidades afectadas, como medida excepcional que permita equilibrar impactos locales con beneficios sistémicos. Estos mecanismos de compensación no deben entenderse como una sustitución de las obligaciones legales, si no como mecanismos adicionales. Ambos instrumentos deben contar con criterios claros, evitar incentivos perversos y fortalecer la legitimidad y eficacia del proceso de expansión.

Es necesario avanzar hacia esquemas de priorización en el procedimiento de conexión, más allá del orden de llegada. En contextos con alta presión sobre la infraestructura, los criterios de priorización pueden incorporar el grado de avance de los proyectos, su vinculación con mecanismos competitivos de contratación o su carácter estratégico para el sistema. Este enfoque de priorización según grado de preparación permitiría ordenar mejor la asignación de capacidad, reducir bloqueos y alinear el acceso con los objetivos del plan de expansión.

La planificación debe integrar mecanismos anticipatorios como corredores estratégicos y Evaluaciones Ambientales Estratégicas (EAE). En países con elevada sensibilidad territorial o ambiental, la definición de corredores de transmisión con aprobación preliminar puede facilitar el licenciamiento de proyectos prioritarios, al reducir superposiciones con áreas protegidas o actividades productivas incompatibles. Estos corredores deben construirse sobre criterios técnicos y sociales claros, y en combinación con procesos de EAE, que permitan incorporar información ambiental, restricciones territoriales y mecanismos de participación desde las fases tempranas del plan. Esta anticipación reduce los tiempos de licenciamiento, mejora la aceptabilidad social de los trazados y fortalece la coordinación entre planificación técnica y realidad territorial.

Planificación realista y resiliente

Una planificación moderna debe reconocer el equilibrio entre rigurosidad técnica e implementabilidad. Si bien los modelos complejos, los análisis multi-escenario y las simulaciones detalladas aumentan la calidad técnica de los planes, su desarrollo puede requerir recursos significativos, plazos prolongados y capacidades especializadas

que no siempre están disponibles. En contraste, enfoques más simples – aunque técnicamente imperfectos – pueden ser completados más rápidamente y generar resultados operativos útiles si se articulan con mecanismos de ejecución efectivos.

Este dilema no debe resolverse eligiendo entre precisión y rapidez, sino reconociendo que existe un espacio intermedio: planes suficientemente buenos, contruidos con transparencia, participación y datos adecuados, que puedan implementarse en plazos razonables. La clave reside en desarrollar procesos iterativos y adaptativos, donde los planes evolucionen con el tiempo y se mejoren a medida que se fortalecen las capacidades institucionales. Más que aspirar al plan perfecto, se trata de construir planes útiles, ejecutables y capaces de adaptarse a las condiciones cambiantes.

Planificar para la seguridad energética implica anticipar escenarios adversos y construir infraestructura resiliente capaz de resistirlos.

En contextos de mayor exposición climática, cambios tecnológicos acelerados y mayor incertidumbre sobre la demanda futura, la resiliencia se convierte en un principio estructurante de la planificación. Esto supone que la planificación de infraestructura resiliente pueda abordarse como parte del proceso regular de expansión o mediante procesos ad hoc específicos, según el modelo institucional de cada país. En la práctica, esto implica incorporar análisis de estrés, diseñar portafolios robustos que funcionen bajo múltiples futuros posibles, y adoptar infraestructuras con mayor tolerancia física al riesgo, aunque esto implique mayores costos de inversión inicial. A largo plazo, estas decisiones incrementan la seguridad energética y permiten evitar sobrecostos operativos, pérdidas de carga o fallas sistémicas. La planificación robusta no solo responde a incertidumbre: la convierte en una fuente de ventaja estratégica.

Planificar con plazos realistas permite transformar proyecciones técnicas en inversiones concretas.

La experiencia regional muestra que los ciclos de ejecución de los proyectos de transmisión superan con frecuencia los cuatro años desde la formulación del plan hasta la entrada en operación de las obras. A la par en que se trabaja para reducir los plazos de licenciamiento (ver Capítulo 5), es necesario incorporar tiempos realistas en los cronogramas de planificación, considerando los plazos de estudios, licencias, construcción y conexión (IEA, 2021, 2023c), a fin de cerrar esta brecha entre planificación y ejecución. Además, el análisis de cuellos de botella institucionales debe formar parte del

proceso planificador, a fin de identificar reformas necesarias para acelerar los ciclos de implementación. En este sentido, ampliar las ventanas de planeación se vuelve clave para definir proyectos con suficiente anticipación; y, en casos excepcionales, se pueden considerar paquetes de obras urgentes con procedimientos acelerados, siempre como medidas de última instancia.

Es fundamental alinear los criterios de planificación de expansión con las realidades operativas del sistema. En muchos casos, los planes de transmisión se elaboran bajo supuestos ideales de red completa o confiabilidad N-1, sin contemplar situaciones comunes en la operación como mantenimientos simultáneos, fallas múltiples o limitaciones en la configuración física de subestaciones. Esta divergencia entre planificación y operación puede derivar en inversiones inadecuadas o riesgos no anticipados. Se recomienda que los marcos normativos incorporen exigencias de coherencia entre ambas visiones, promoviendo que los estudios de planificación consideren restricciones operativas reales y que los proyectos priorizados mejoren no solo la capacidad, sino también la confiabilidad efectiva del sistema bajo condiciones adversas.

Diseño técnico y herramientas

La planificación debe incorporar explícitamente tecnologías innovadoras como parte de las soluciones disponibles.

Tecnologías como los conductores avanzados, FACTS, almacenamiento, redes inteligentes o HVDC permiten aumentar la capacidad y flexibilidad del sistema sin requerir obras nuevas de gran escala (Caspary & Tsuchida, 2021; DOE, 2022; Tsuchida et al., 2023). Sin embargo, su adopción ha sido limitada en la región debido a su exclusión en los modelos tradicionales de planificación. Integrar estas tecnologías como parte de las soluciones a considerar, con criterios claros de valoración y mecanismos de remuneración adecuados, puede reducir costos, aumentar resiliencia y disminuir el impacto territorial de la expansión.

La evaluación de beneficios debe adoptar una mirada prospectiva que reconozca el rol de la transmisión como habilitador del desarrollo.

En muchos casos, las metodologías de planificación cuantifican beneficios en función del impacto en los usuarios actuales, sin considerar que las redes de transmisión permiten activar recursos productivos no conectados, potenciar cadenas de valor locales y atraer inversión

industrial. Por tanto, se debe incorporar explícitamente en el proceso de priorización los beneficios indirectos y de largo plazo en la evaluación de los proyectos, considerando también criterios de desarrollo regional, reducción de desigualdades territoriales y generación de oportunidades económicas en zonas hoy aisladas.

La modernización de la planificación también requiere diversificar y fortalecer las herramientas analíticas utilizadas. El uso de modelos abiertos y transparentes, como el OSeMOSYS-LAC utilizado en (Quiros-Tortos et al., 2025), facilita la cooperación regional, la capacitación de equipos locales y la reproducibilidad de resultados. Asimismo, la incorporación de algoritmos de inteligencia artificial, técnicas de optimización estocástica y simulaciones de operación en tiempo real puede mejorar la capacidad para representar la creciente complejidad de los sistemas eléctricos. Estas herramientas, cuando se combinan con marcos de acceso gratuito y comunitario, permiten a las instituciones de planificación reducir costos, aumentar la transparencia y acelerar la adopción de nuevas metodologías, evitando la dependencia exclusiva de modelos cerrados o propietarios.

La planificación transformadora debe considerar también la articulación entre transmisión y distribución. Si bien esta Nota se enfoca en la expansión, regulación y financiamiento de la red de transmisión, es fundamental reconocer que una coordinación más estrecha con los sistemas de distribución puede mejorar la eficiencia global, optimizar el despacho local y reducir necesidades de inversión redundante. Elementos como los servicios auxiliares, la respuesta de demanda o la gestión de recursos distribuidos pueden ser apalancados desde la red de distribución, reduciendo así presión sobre la red de transmisión. Adicionalmente, tomar en consideración aspectos de flexibilidad en la planificación permitirían articular de mejor manera las sinergias entre distintos niveles de tensión. Para ello, se recomienda avanzar hacia una planificación integrada transmisión-distribución que contemple su interoperabilidad y habilite sinergias operativas.

Alinear la planificación nacional con los procesos de integración regional permite optimizar recursos y reforzar la seguridad energética compartida. La transmisión eléctrica en ALC no puede pensarse únicamente en clave nacional. Los sistemas interconectados presentan oportunidades para mejorar la eficiencia, gestionar variabilidad, aumentar la resiliencia y reducir costos a través de infraestructura transfronteriza.

Para ello, los planes nacionales deben incorporar objetivos de integración regional, coordinarse con instancias supranacionales existentes y evaluar sistemáticamente los beneficios sociales, técnicos y económicos de la expansión conjunta. Una planificación sin visión regional corre el riesgo de reproducir cuellos de botella en las fronteras y desaprovechar sinergias clave para el desarrollo sostenible de la región.

3

EL ROL DE LA REGULACIÓN – LECCIONES Y NUEVOS MODELOS

DESBLOQUEANDO LA RED:
Cómo garantizar energía confiable y
sostenible en América Latina y el Caribe

EL ROL DE LA REGULACIÓN – LECCIONES Y NUEVOS MODELOS

Este capítulo discute la diversidad de los marcos regulatorios en la región y del papel fundamental que estos juegan vinculando la planificación con el financiamiento. Se resaltan esquemas regulatorios y como estos, bien articulados, podrían habilitar inversión privada. De las recomendaciones que se describen en detalle en la sección 3.5, resaltan las siguientes:

- **Modernizar los marcos regulatorios para habilitar resiliencia e innovación**, priorizando servicios estratégicos del sistema eléctrico, reconociendo nuevas tecnologías y actualizando catálogos de activos, reglas de depreciación y esquemas de remuneración.
- **Gestionar riesgos con marcos regulatorios adaptativos y diferenciados**, que reconozcan riesgos específicos (climáticos, sociales, regulatorios, etc.) e incorporen instrumentos de mitigación ajustados a la madurez institucional y escala de cada proyecto.
- **Fortalecer la institucionalidad y la independencia de los reguladores**, asegurando estabilidad presupuestaria, capacidades técnicas y procesos transparentes de decisión que generen confianza y reduzcan riesgos percibidos.
- **Atraer y movilizar inversión privada mediante marcos claros y creíbles**, con reglas contractuales estables, ingresos predecibles y asignación eficiente de riesgos que habiliten la participación de operadores e inversionistas.
- **Explorar mecanismos innovadores para fomentar la participación privada en ejecución y financiamiento**, incluyendo esquemas de alianzas público-privadas, reciclaje de activos, contratos de disponibilidad o bonos temáticos que diversifiquen las fuentes de capital y aceleren la expansión de la red.

3.1.

Diversidad institucional de los marcos regulatorios en ALC

La transmisión eléctrica requiere intervención regulatoria debido a su naturaleza técnica, económica y social. Se trata de una inversión intensiva en capital, con horizontes de operación de 30 años o más, que requiere señales claras y estables sobre su uso futuro. La transmisión no puede operar de forma aislada: debe coordinarse con activos de generación, distribución y operación del sistema, bajo criterios de estabilidad, continuidad, confiabilidad y resiliencia, entre otros.

Además, la construcción de líneas de transmisión conlleva riesgos sociales, ambientales y territoriales que deben gestionarse de forma transparente, anticipada y justa (Sauma et al., 2025). Es también un monopolio natural, lo que impide la competencia efectiva y refuerza la necesidad de regulación. Adicionalmente, la transmisión genera beneficios sistémicos – como mayor resiliencia, integración regional o reducción de costos operativos – que no pueden ser capturados por actores individuales. En ausencia de señales locales de precios o de mecanismos de asignación eficientes, se requieren marcos regulatorios que asignen riesgos, definan reglas de acceso y orienten la expansión con criterios técnicos y aseguren su desarrollo oportuno y eficiente.

Distinguir entre normativa y regulación permite entender con mayor claridad la función articuladora de esta última. Mientras el marco normativo abarca leyes generales, políticas públicas y estructuras institucionales, la regulación comprende metodologías, decisiones técnicas y procedimientos que determinan cómo se diseñan, operan y remuneran las redes. Su alcance incluye la definición de tarifas, el reconocimiento de inversiones, los estándares de calidad, las condiciones de acceso y, sobre todo – como se ha resaltado anteriormente –, la distribución de riesgos financieros. Esta distinción permite identificar qué aspectos pueden ajustarse sin reformar el marco legal (lo que usualmente es un proceso de mayor complejidad y duración), y dónde existen márgenes para innovar en incentivos, mecanismos contractuales y modelos de gestión.

ALC presenta heterogeneidad en sus modelos regulatorios de transmisión como reflejo de trayectorias institucionales distintas, distintos niveles de apertura al capital privado y enfoques técnicos contrastantes.

Esta diversidad incide directamente en la asignación de los riesgos, el diseño de incentivos y la viabilidad de las inversiones. Comprender estas diferencias es clave para diseñar reformas regulatorias adaptadas, evitando la transferencia sin ajustes adecuados de modelos que no consideren la realidad institucional y fiscal de cada país. El Cuadro 3.1 presenta una comparación de modelos regulatorios de transmisión que también se resume en cinco grandes categorías en la Figura 3.1.

Las diferencias regulatorias que prevalecen en la región pueden convertirse en una barrera para la integración regional. Más que uniformar marcos regulatorios – una tarea compleja dada la diversidad institucional –, el reto está en avanzar hacia la armonización de lenguajes, criterios básicos y puntos de traslape que faciliten la interoperabilidad y la construcción de interconexiones transfronterizas, habilitando así mayores niveles de seguridad y resiliencia energética compartida.

Con el objetivo de analizar comparativamente los marcos regulatorios, este estudio identifica ocho dimensiones clave: (i) el grado de separación entre generación, transmisión y distribución; (ii) la existencia de operadores independientes de transmisión; (iii) la titularidad de los activos de red; (iv) la participación privada en transmisión; (v) la autonomía técnica del regulador; (vi) el modelo de remuneración de la transmisión; (vii) el modelo de expansión; y (viii) el régimen de acceso a la red. Estas dimensiones, sistematizadas en el Cuadro 3.1, fueron seleccionadas por su incidencia sobre la asignación de riesgos y la capacidad de financiamiento para la expansión del sistema de transmisión. Además, las mismas permiten comparar realidades institucionales y regulatorias de forma consistente.

Los desafíos para la modernización regulatoria varían según el modelo institucional de cada país. En sistemas con separación efectiva, transmisores independientes y marcos competitivos de remuneración – como Brasil o Chile –, el énfasis de la modernización regulatoria está en perfeccionar los incentivos por desempeño, atraer financiamiento, habilitar soluciones digitales y reforzar la coordinación entre planificación, regulación y ejecución. En contextos con separación parcial o integración vertical – como México o Ecuador –, la prioridad es fortalecer la autonomía técnica de los entes reguladores y diseñar esquemas de financiamiento

que asignen adecuadamente los riesgos y reduzcan la dependencia del presupuesto público. Finalmente, en sistemas más pequeños o integrados – como Costa Rica o Jamaica –, se vuelve crucial implementar soluciones técnicas escalables y de bajo costo, como la sustitución de conductores, almacenamiento o tecnologías de control de flujo, que permitan modernizar gradualmente las redes sin comprometer su eficiencia operativa ni la estabilidad financiera de las empresas públicas.

Figura 3.1.
Resumen de estructuras regulatorias en ALC.



Fuente: Elaboración propia con insumos de (GME, 2025).

Cuadro 3.1.

Comparación simplificada de modelos regulatorios de transmisión en ALC.

| PAÍS | SEPARACIÓN EFECTIVA ENTRE G-T-D | OPERADOR INDEPENDIENTE DE TRANSMISIÓN | TITULARIDAD DE ACTIVOS DE TRANSMISIÓN | PARTICIPACIÓN PRIVADA ACTIVA EN TRANSMISIÓN | AUTONOMÍA TÉCNICA DEL REGULADOR | MODELO DE REMUNERACIÓN | MODELO DE EXPANSIÓN | RÉGIMEN DE ACCESO |
|-----------|---------------------------------|---|---------------------------------------|---|---------------------------------|-------------------------|---|-------------------------|
| ARGENTINA | Separación parcial | No independiente | Mixta | Alta | Moderada | Precio tope | Contratos bilaterales + planificación indicativa | Acceso abierto regulado |
| BRASIL | Separación completa | Independiente privado | Mixta | Alta | Alta | Empresa eficiente (VNR) | Planificación centralizada con licitación pública (ANM) | Acceso abierto regulado |
| CHILE | Separación completa | Independiente privado | Privada | Alta | Alta | Empresa eficiente (VNR) | Planificación centralizada con licitación pública | Acceso abierto regulado |
| COLOMBIA | Separación parcial | Transportista independiente de origen público | Mixta | Moderada | Alta | Ingreso máximo | Planificación centralizada con convocatorias públicas (UPME) | Acceso abierto regulado |
| PERÚ | Separación parcial | Independiente privado | Mixta | Alta | Alta | Empresa eficiente (VNR) | Planificación centralizada con concursos de transmisión | Acceso abierto regulado |
| GUATEMALA | Separación completa | Independiente privado | Privada | Alta | Moderada | Precio tope | Planificación centralizada + ejecución privada (ETCEE/TRELEC) | Acceso abierto regulado |

| | | | | | | | | |
|-----------------------------|---|---|---------|--------------------|----------------------------|----------------|---|-------------------------|
| EL SALVADOR | Separación parcial | Independiente público | Pública | Nula | Limitada | Ingreso máximo | Planificación centralizada (UTE) | Acceso abierto regulado |
| NICARAGUA | Separación parcial | Independiente público | Pública | Baja | Limitada | N/D | Empresa pública nacional (ENATREL) | Acceso abierto regulado |
| PANAMÁ | Separación legal y funcional; transmisión estatal única | No | Pública | Nula | Limitada | N/D | Planificación centralizada (ETESA) | Acceso limitado |
| REPÚBLICA DOMINICANA | Separación parcial | No | Pública | Nula | Limitada | N/D | Empresa pública nacional (ETED) | Acceso limitado |
| MÉXICO | Sin separación | No | Pública | Limitada | Limitada | Ingreso máximo | Empresa pública nacional (CFE Transmisión) | Acceso discrecional |
| BOLIVIA | Separación formal no implementada; transmisor estatal dominante | Principal operador estatal con privados concesionados | Pública | Muy limitada | Muy limitada | N/D | Empresa pública nacional (ENDE Transmisión) | Acceso discrecional |
| ECUADOR | Separación formal no implementada | CENACE: operador independiente estatal | Pública | Nula | Limitada | Ingreso máximo | Empresa pública nacional (Transelectric) | Acceso discrecional |
| PARAGUAY | Separación formal no implementada | No | Pública | Nula | No regulador independiente | N/D | Empresa pública nacional (ANDE) | Acceso discrecional |
| COSTA RICA | Separación parcial | No | Pública | Solo en generación | Limitada | N/D | Empresa pública nacional (ICE) | Acceso limitado |
| HONDURAS | Sin separación | No | Pública | Limitada | Limitada | N/D | Empresa pública nacional (ENEE) | Acceso limitado |

| | | | | | | | | |
|---------|---|--------------------------------------|---------|----------|----------|----------------|---|-------------------------|
| URUGUAY | Separación parcial con operador estatal único | ADME: operador independiente estatal | Pública | Moderada | Alta | Ingreso máximo | Planificación centralizada (UTE + MIEM) | Acceso abierto regulado |
| JAMAICA | Separación parcial | No | Privada | Moderada | Moderada | Precio tope | Contrato integral con empresa privada (JPS) | Acceso limitado |

Nota: El presente cuadro resume características institucionales y regulatorias del segmento de transmisión en ALC, clasificando a los países según ocho dimensiones clave: separación efectiva entre actividades (generación, transmisión y distribución); existencia de un operador independiente de transmisión; titularidad de los activos de red (a quién le pertenece la red y sus elementos); participación privada activa en transmisión; grado de autonomía técnica del regulador; modelo de remuneración de la transmisión; modelo mediante el cual se define y ejecuta la expansión del sistema; y régimen de acceso a la red. La separación se considera efectiva cuando existe diferenciación legal, operativa y decisonal entre segmentos; en los casos donde la separación está prevista normativamente pero no se ha implementado funcionalmente, se indica como "separación formal no implementada". En contextos donde la transmisión está operada por una empresa estatal única, pero con segmentación legal del sistema, se describe como "separación funcional con operador estatal único". La participación privada activa se refiere exclusivamente al segmento de transmisión y no al sector eléctrico en general. Se entiende como participación activa aquella que implica operación, mantenimiento y responsabilidad directa sobre el desempeño de activos de red, no limitada a la construcción o financiamiento. El modelo de remuneración indica el esquema mediante el cual se determinan los ingresos regulados del transmisor, incluyendo métodos basados en empresa eficiente (por ejemplo, VNR), ingreso máximo, precio tope o mecanismos híbridos. El modelo de expansión clasifica la forma predominante mediante la cual se define y ejecuta la expansión del sistema de transmisión, ya sea a través de planificación centralizada con licitación pública, ejecución directa por empresa pública nacional, o esquemas basados en contratos bilaterales. Finalmente, el régimen de acceso describe el grado de apertura de la red a terceros, distinguiendo entre acceso abierto regulado, acceso discrecional o acceso limitado según disponibilidad y condiciones institucionales.

Fuente: Elaboración propia con insumos de (GME, 2025).

3.2.

La articulación entre planificación y regulación como condición para transformar planes en proyectos

La planificación y la regulación deben entenderse como funciones complementarias. Mientras la primera define las necesidades de infraestructura y establece prioridades técnicas y territoriales – como se detalló en el Capítulo 2 –, la segunda transforma esas prioridades en señales económicas, mecanismos contractuales y reglas de remuneración. Esta articulación es clave para convertir planes en carteras de proyectos viables, bancables y coherentes con los objetivos estratégicos del sistema eléctrico. A su vez, la planificación de la

transmisión y la regulación deben estar estrechamente vinculadas con la política energética y los planes nacionales de largo plazo, de modo que las decisiones de expansión respondan no solo a criterios técnicos inmediatos, sino también a la estrategia de transición energética y desarrollo económico de cada país. Además, la regulación cumple una función esencial al asignar de forma explícita el riesgo financiero entre los distintos actores: inversionistas, operadores (o transmisores), usuarios finales y, en algunos casos, el Estado. La forma en que estos riesgos son distribuidos e interiorizados impacta la bancabilidad de los proyectos, la percepción de riesgo y el nivel de primas exigidas por los agentes financieros (IEA, 2023c; IRENA, 2024a; World Bank, 2022). Esta sección examina cómo alinear la regulación con la planificación – desde el diseño de planes hasta su ejecución – para habilitar decisiones de inversión oportunas, eficientes y financieramente viables.

Del plan a la ejecución: la regulación como vínculo estructural

La regulación es un habilitador central para la inversión, operación y resiliencia del sistema de transmisión eléctrica. Su diseño determina qué proyectos son viables, cómo se remunera su desarrollo y operación, y qué incentivos existen para fomentar eficiencia, calidad y resiliencia en las redes (GME, 2025; IRENA, 2024a). Además de incidir en la percepción de riesgo, la regulación asigna responsabilidades técnicas y contractuales, y la posibilidad de implementar soluciones innovadoras o resilientes ante diversos escenarios de planificación (IEA, 2023c; World Bank, 2022). Un marco regulatorio eficaz – es decir, que asigne de forma eficiente los riesgos entre las partes y establezca las reglas claras para los agentes – es indispensable para reducir el costo de capital, atraer inversión y acelerar la ejecución de proyectos (IDB & WEF, 2025).

La regulación no debe interpretarse como una instancia posterior a la planificación, sino como una herramienta clave para viabilizar su implementación y distribuir de forma eficiente los riesgos asociados.

Mientras la planificación identifica las necesidades estructurales del sistema eléctrico – como integrar nuevas fuentes de generación, reducir congestiones o reforzar nodos críticos –, la regulación traduce esas prioridades en reglas económicas, condiciones contractuales y marcos operativos que permiten convertir planes en proyectos ejecutables. Esta interacción no es un proceso secundario, sino un componente estructural

para viabilizar inversiones en transmisión, reducir riesgos y garantizar que las decisiones estratégicas se materialicen en obras concretas.

Cuando esta coordinación es efectiva, la planificación se convierte en ejecución, y la regulación actúa como una plataforma habilitante.

El caso de Brasil es ilustrativo: la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elabora planes decenales de expansión que se convierten en insumo obligatorio para las licitaciones reguladas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). De forma similar, en Colombia, la sinergia entre la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) permite que el plan de expansión defina el contenido técnico y territorial de las licitaciones, mientras que la regulación establece las bases económicas y los criterios de remuneración. Aunque en ambos países persisten desafíos – como incorporar innovación o acelerar los permisos –, esta articulación ha permitido una expansión sostenida con reglas claras, ingresos previsibles y alineamiento entre decisiones técnicas y condiciones de inversión.

La experiencia del Reino Unido también demuestra el valor de esta coordinación. Allí, el operador del sistema (NESO) realiza evaluaciones anuales de necesidades de red (*Network Options Assessment*), que son revisadas por el regulador (Ofgem) y traducidas en esquemas de remuneración mediante el modelo RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). Este ciclo coordinado ha sido clave para habilitar inversiones en redes complejas como la red *offshore* coordinada (*Offshore Transmission Network Review*), garantizando coherencia técnica, eficiencia económica y aceptación política (Gobierno del Reino Unido, n.d.; NESO, 2023). Las Cajas 3.1 - 3.3 presentan avances importantes en esta coordinación planificación-regulación en Brasil, Chile y Colombia.

El Reino Unido también ha implementado regulaciones que incentivan la innovación, permitiendo que los operadores propongan soluciones basadas en desempeño – como tecnologías avanzadas de control de flujo o la capacidad dinámica de línea (*Dynamic Line Rating*, DLR), – sin especificar de antemano la tecnología a utilizar, siempre que demuestren su capacidad para añadir capacidad de red a menor coste o en menor tiempo que una expansión tradicional. Lecciones como estas pueden adaptarse gradualmente a los marcos institucionales de ALC, especialmente en países con mayor grado de desagregación funcional y capacidades regulatorias consolidadas.

El diseño regulatorio también debe considerar las diferencias entre activos nuevos y existentes. En el caso de activos existentes, el foco suele estar en asegurar la eficiencia operativa, la calidad del servicio y la recuperación razonable de costos históricos, usualmente mediante esquemas de revisión periódica de ingresos (como tarifas basadas en costos reconocidos o ingresos máximos regulados). En cambio, para activos nuevos – particularmente en esquemas de expansión planificada o licitación – la regulación debe garantizar que existan señales de inversión creíbles, reglas de remuneración previsibles y mecanismos que asignen adecuadamente los riesgos de ejecución y demanda.

La coexistencia de ambos tipos de activos dentro de un mismo marco tarifario exige mecanismos de segregación contable, metodologías diferenciadas y, en algunos casos, instrumentos contractuales específicos para evitar distorsiones entre operadores incumbentes y nuevos entrantes (IEA, 2023c; World Bank, 2022). Esta distinción es clave para fomentar tanto la modernización de redes existentes como la expansión eficiente de nueva infraestructura.

El rol de la supervisión es clave para viabilizar el financiamiento y garantizar la calidad operativa de las redes de transmisión. A través de procesos formales de supervisión técnica, económica y contractual – que pueden estar a cargo del regulador o de una entidad independiente –, se verifica que los proyectos se ejecuten conforme a los estándares aprobados, que las obras respeten los cronogramas y presupuestos definidos, y que la infraestructura opere con niveles adecuados de confiabilidad, eficiencia y seguridad. Este control efectivo permite detectar desviaciones, aplicar correctivos oportunos y generar trazabilidad sobre el cumplimiento de obligaciones técnicas y contractuales. Además, se generan insumos empíricos que retroalimentan los procesos de planificación y regulación, fortaleciendo la toma de decisiones basada en evidencia. Desde lo financiero, un sistema robusto de supervisión reduce los riesgos de implementación y operación, mejora la transparencia y previsibilidad del entorno regulatorio, y aumenta la confianza de los inversionistas en la ejecución de los proyectos (World Bank, 2022).

Marcos regulatorios habilitantes, coordinados y anticipatorios

Una regulación eficaz debe traducir los planes en proyectos financiables y ejecutables, anticipando cuellos de botella, habilitando

soluciones innovadoras y promoviendo resultados medibles como mayor capacidad, confiabilidad y resiliencia. Para ello, debe evitar prescripciones tecnológicas, permitir alternativas basadas en desempeño, actualizar esquemas de remuneración y normas técnicas, e incorporar herramientas analíticas que refuercen su calidad. Un desafío crítico es la asimetría temporal entre la expansión de la generación y los plazos regulatorios y constructivos de la transmisión: mientras una planta puede completarse en dos años, una línea asociada requiere entre cuatro y siete. Esta descoordinación genera retrasos, refuerzos no previstos, mayor costo sistémico y pérdida de confianza de inversionistas (IEA, 2025c; Ofgem, 2023).

Superar esta fragmentación requiere institucionalizar la coordinación entre planificadores, operadores y reguladores mediante comités técnicos conjuntos, ventanillas regulatorias únicas, cronogramas vinculantes y plataformas de información compartida. Estas medidas mejoran la trazabilidad entre decisiones técnicas, económicas y administrativas, agilizan procesos, reducen el riesgo financiero y fortalecen la legitimidad regulatoria. Casos como Brasil (EPE–ONS–ANEEL), India (CEA/CERC) y Colombia (UPME–CAPT–XM–CREG) evidencian el impacto positivo de este alineamiento institucional en la ejecución de proyectos estratégicos.

La regulación es más que fijar tarifas, también debe incentivar la inversión. Esto requiere evolucionar desde una función reactiva hacia una función anticipatoria, que asuma la corresponsabilidad de habilitar inversiones, reducir los costos sociales y económicos de la inacción y fortalecer la seguridad energética del país. En un entorno marcado por incertidumbre tecnológica, fiscal y climática, esta colaboración efectiva entre planificación y regulación es clave para construir redes modernas, resilientes y alineadas con las prioridades nacionales de desarrollo. El Cuadro 3.2 sintetiza mecanismos institucionales que distintos países han adoptado para articular ambos procesos. Asimismo, las Cajas 3.1, 3.2 y 3.3 documentan casos concretos de ALC que ilustran buenas prácticas en la regulación de la transmisión.

Un marco habilitante también requiere dotar a los entes reguladores de verdadera autonomía técnica, estabilidad presupuestaria y capacidades humanas especializadas. Esto no solo permite adaptar las reglas a contextos cambiantes, sino también supervisar su cumplimiento. Un sistema robusto de fiscalización – con verificación de contratos,

monitoreo de desempeño y sanciones efectivas ante incumplimientos – es clave para garantizar resultados y reducir los costos sociales y económicos de la inacción. La institucionalización progresiva de estos mecanismos permitirá alinear objetivos técnicos con condiciones económicas realistas, transformando los planes en redes resilientes, financiables y legítimas.

Cuadro 3.2.

Mecanismos institucionales para articular planificación y regulación en transmisión eléctrica.

| MECANISMO INSTITUCIONAL | FUNCIÓN PRINCIPAL | EJEMPLOS INTERNACIONALES |
|----------------------------------|--|------------------------------|
| Planes vinculantes | Obligan al regulador a usar resultados de planificación | Brasil (EPE-ANEEL) |
| Evaluación conjunta de proyectos | Coevaluación técnica y económica antes de licitación | Reino Unido (NESO-Ofgem) |
| Comité interinstitucional | Coordinación formal entre planificador, regulador y operador | Colombia (UPME-CAPT-CREG-XM) |
| Cronograma público de expansión | Secuencia clara de aprobación y licitación | India (CEA-CEA/T-CERC) |

Fuente: Elaboración propia con base en (EPE, 2024; Ofgem, 2020; UPME, 2023).

Caja 3.1

Brasil – Un modelo de gobernanza ejemplar

Brasil ha consolidado una arquitectura institucional robusta que integra visión de largo plazo, tecnificación y gobernanza coordinada. Desde la creación de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) en 2004, el país ha estructurado una planificación técnica e interinstitucional que articula al Ministerio de Minas y Energía (MME), el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). El Plan de Outorgas de Transmisión de Energía Eléctrica (POTEE) asegura la alineación de horizontes de corto, mediano y largo plazo, articulando planificación operativa, estratégica y regulatoria.

La adopción temprana de tecnologías avanzadas ha sido clave para aumentar la resiliencia y eficiencia del sistema brasileño. A partir de 2008, Brasil implementó enlaces HVDC para conectar regiones aisladas con centros de carga, y dispositivos FACTS para controlar flujos, mejorar estabilidad y reducir vulnerabilidades. Estas inversiones han sido estructuradas dentro de un marco de planificación que permite la evaluación anticipada de beneficios sistémicos y operacionales (EPE, 2024).

El modelo de subastas ha permitido articular generación y transmisión con asignación eficiente de riesgos. Desde 2012, ANEEL organiza subastas competitivas que vinculan nuevos proyectos de generación con infraestructura de red, asegurando respaldo técnico y evitando congestión. La participación privada se facilita mediante reglas claras, garantías y criterios de selección que equilibran eficiencia, cobertura y resiliencia (ANEEL, 2024; EPE, 2024).

Brasil ha incorporado progresivamente variables territoriales, sociales y de incertidumbre en sus planes. En 2017, el POTEE introdujo criterios ambientales y socioeconómicos en la priorización de proyectos, mejorando la viabilidad territorial. En 2023, se incluyeron análisis de escenarios múltiples y enfoques robustos ante incertidumbre como parte integral de la planificación. Esta evolución refleja un proceso continuo de mejora técnica, institucional y normativa (EPE, 2024).

Caja 3.2

Chile – Pionero en regulación

Chile ha diseñado una arquitectura moderna que combina independencia técnica, sofisticación metodológica y anticipación ambiental. La Ley 20.936 de 2016 creó el Coordinador Eléctrico Nacional como entidad autónoma responsable de la operación del sistema y la elaboración de planes de expansión. Esta separación funcional ha fortalecido la transparencia y eficiencia del proceso de planificación. La metodología chilena incorpora escenarios múltiples, modelado zonal y análisis de costo-beneficio con enfoque regionalizado. El proceso se estructura en seis etapas que consideran trayectorias diferenciadas de demanda por zona y tipo de usuario. Estas se combinan con análisis técnicos y económicos para priorizar proyectos con mayor precisión. El plan se revisa anualmente, permitiendo ajustes dinámicos frente a cambios en el entorno (Ministerio de Energía, 2025).

El estudio de franjas representa una innovación clave en la integración de variables ambientales desde la etapa de planificación. Este instrumento, vigente desde 2010, permite realizar una evaluación ambiental estratégica previa al diseño de trazado de líneas, reduciendo riesgos de conflicto, tiempos de licenciamiento y niveles de judicialización (Ministerio de Energía, 2018).

Chile ha avanzado en la planificación bajo incertidumbre mediante el uso de escenarios multivariados y enfoques multietapa. Desde 2021, el país ha fortalecido el uso de escenarios con variabilidad en demanda, precios y disponibilidad de recursos. En 2023, se formalizó una planificación por etapas que prioriza proyectos bajo diferentes condiciones futuras (Ministerio de Energía, 2025).

Caja 3.3

Colombia – Regulación para desafíos actuales

Colombia ha emergido como un referente en la región gracias a su arquitectura institucional clara y reformas regulatorias recientes. Desde la liberalización del sector en 1994, la planificación de la transmisión ha sido liderada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, el operador XM y el regulador CREG. Esta estructura funcional ha favorecido la transparencia y la tecnificación del proceso de planificación.

Una reforma clave ha sido la transformación del mecanismo de conexión, que rompió con el modelo “*first-come, first-served*”. Mediante la Resolución 40311 de 2020 y la Resolución CREG 075 de 2021, se priorizan proyectos por mérito técnico y eficiencia en el uso de la red. Se introdujeron garantías financieras y mecanismos de liberación de capacidad, reduciendo el acaparamiento especulativo y mejorando la asignación eficiente del acceso a red.

Colombia ha iniciado la incorporación de nuevos enfoques analíticos y tecnologías emergentes en su planificación. Si bien aún predominan metodologías heurísticas, se han dado pasos para integrar análisis de beneficios múltiples, y se estudia la inclusión de herramientas como FACTS y almacenamiento. La falta de señales regulatorias específicas aún limita su adopción sistemática.

Más recientemente, la Resolución CREG 101-070 de 2025 habilitó el uso de activos de conexión de usuarios no regulados mediante fronteras embebidas, permitiendo conectar generación y demanda al Sistema Interconectado Nacional. Esta medida busca aprovechar de manera más eficiente la infraestructura existente y ampliar las alternativas de acceso a la red, consolidando la posición de Colombia como referente regional en innovación regulatoria.

La articulación entre generación y transmisión es un reto en evolución que el país ha empezado a abordar mediante escenarios prospectivos. La planificación de generación, de carácter indicativo, y la de transmisión, más determinista, no siempre convergen. La UPME ha iniciado esfuerzos para alinear ambos procesos mediante ejercicios de escenarios, aunque aún falta consolidar una visión integrada y resiliente ante futuros inciertos.

3.3.

Diseño regulatorio y esquemas de remuneración en transmisión

Esquemas de remuneración: evolución, desafíos y nuevos enfoques

El diseño del marco regulatorio condiciona los incentivos, la viabilidad financiera, la distribución de riesgos y la sostenibilidad económica de los proyectos de transmisión. No se trata solo de establecer el flujo de ingresos que perciben los operadores, sino de definir bajo qué reglas se remunera la infraestructura, qué riesgos asume cada actor y qué señales se generan para fomentar eficiencia, calidad e innovación.

En ALC, la diversidad institucional ha dado lugar a enfoques regulatorios muy distintos, con asimetrías en cuanto a sofisticación, adaptabilidad y transparencia. Es evidente que cada país seguirá su propia ruta de modernización regulatoria, de acuerdo con su contexto institucional, financiero y legal de partida. No obstante, frente a un entorno más dinámico, los marcos regulatorios deberán evolucionar hacia esquemas que combinen previsibilidad, desempeño e innovación, sin perder claridad ni gobernabilidad.

Los esquemas tradicionales de ingreso anual permitido han otorgado estabilidad, pero requieren ajustes para fomentar eficiencia y evitar sobreinversión. Este modelo, adoptado en países como Brasil o Perú,

garantiza un retorno sobre los activos reconocidos, ajustado por inflación y eficiencia esperada. Su fortaleza radica en la certeza financiera que ofrece. Sin embargo, al remunerar en función del capital invertido, y no de los resultados obtenidos, puede generar incentivos perversos como la sobredimensión de activos o la preferencia por soluciones convencionales (GME, 2025). Por eso, países como Colombia o Chile han comenzado a integrar elementos de desempeño en sus marcos tarifarios, combinando ingresos base con bonificaciones por confiabilidad, disponibilidad o calidad del servicio (GME, 2025). Este enfoque híbrido permite alinear mejor los intereses de operadores, reguladores y usuarios, e incentivar la innovación y eficiencia. La Caja 3.4 muestra un comparativo internacional resaltando dimensiones relevantes del sector (AER, 2023; NVE-RME, 2022; Ofgem, 2020).

La inclusión de criterios objetivos para reconocer inversiones y costos de operación y mantenimiento es fundamental para la bancabilidad de los proyectos. En sistemas institucionalmente sólidos, como Australia, se aplican mecanismos ex ante como el RIT-T (*Regulatory Investment Test – Transmission*), benchmarking comparativo y evaluaciones regulatorias independientes para validar la necesidad y eficiencia de las inversiones (AEMO, 2022). En cambio, en países donde el reconocimiento de inversiones depende de procesos poco estructurados, la discrecionalidad genera incertidumbre, debilita señales económicas y desalienta la participación privada. Avanzar hacia metodologías transparentes y replicables puede mejorar la confianza y reducir el riesgo regulatorio (World Bank, 2022).

La incorporación de ajustes automáticos fortalece la resiliencia financiera de los ingresos regulados. Mecanismos que reconocen variaciones en inflación, tipo de cambio o productividad – como el Factor X en Brasil (ANEEL, 2024) – permiten preservar el valor real de los ingresos sin renegociaciones permanentes. Su ausencia, en cambio, eleva la exposición a riesgos macroeconómicos, encarece el financiamiento y puede desalentar la competencia en licitaciones. Estos instrumentos no sustituyen una revisión regulatoria periódica, pero sí ofrecen una base más estable para proyectos de largo plazo (GME, 2025).

Los incentivos por desempeño permiten introducir disciplina técnica en la operación de redes. Modelos como el RIIO del Reino Unido o los marcos aplicados por la Autoridad Reguladora Nacional de Electricidad y Gas de Noruega (NVE-RME) utilizan indicadores clave de desempeño

como SAIDI, SAIFI, disponibilidad o calidad de servicio para establecer metas verificables y ajustar la remuneración en función de resultados (NVE-RME, 2022; Ofgem, 2020).

Perú ha iniciado esta transición mediante la incorporación progresiva de indicadores de calidad en la remuneración de empresas de distribución y la discusión regulatoria sobre esquemas de eficiencia en transmisión. Sin embargo, su adopción en ALC exige capacidades regulatorias más robustas, entendidas como la existencia de unidades técnicas con autonomía funcional, recursos humanos especializados, marcos normativos estables, y plataformas digitales que permitan monitorear, auditar y verificar datos en tiempo real. En ausencia de estas condiciones, los indicadores pueden ser manipulables o inconsistentes, generando incentivos perversos o resultados no verificables. Por ello, un enfoque gradual con métricas piloto y validación ex post puede ser una estrategia más realista en los primeros años. El Cuadro 3.3 presenta una comparación de metodologías regulatorias y los indicadores empleados.

Una alternativa que ha ganado tracción en algunos países de la OCDE es el enfoque TOTEX (*Total Expenditure*), el cual busca superar la dicotomía tradicional entre gasto de capital (CAPEX) y gasto operativo (OPEX). En lugar de remunerar estos componentes por separado, el modelo TOTEX reconoce la totalidad de los costos eficientes necesarios para prestar el servicio, promoviendo decisiones más integrales, eficientes y basadas en desempeño. Bajo este enfoque, se alienta a los operadores a optimizar el ciclo de vida de los activos, elegir soluciones tecnológicas más costo-efectivas y priorizar resultados sobre insumos. Aunque su implementación requiere capacidades analíticas avanzadas y un entorno regulatorio robusto, representa una vía prometedora para modernizar los marcos de remuneración en la región (DOC, 2021; IRENA, 2024a).

Caja 3.4

Comparativo internacional de modelos regulatorios avanzados en transmisión

| DIMENSIÓN | REINO UNIDO (RIIO – OFGEM) | AUSTRALIA (AER – RIT-T) | NORUEGA (NVE) |
|-----------------------|--|--|--|
| Enfoque general | Basado en desempeño e innovación (Resultados, Incentivos y Output) | Justificación económica de inversiones con fuerte análisis técnico | Foco en confiabilidad y participación pública |
| Planificación | Coordinación con NESO y Network Options Assessment | Revisión previa obligatoria de proyectos de transmisión (RIT-T) | Planificación orientada a largo plazo |
| Metodología tarifaria | Ajuste de ingresos por desempeño y metas alcanzadas | Benchmarking, ingresos permitidos y revisión regulatoria periódica | Ingresos ajustados por calidad del servicio |
| Sostenibilidad | Incentivos explícitos a innovación y resiliencia | Inclusión de criterios sociales y ambientales en evaluación de proyectos | Consideración de impactos ambientales locales |
| Gobernanza | Transparencia regulatoria y consulta pública | Procesos consultivos obligatorios antes de aprobar tarifas | Enlace con autoridades ambientales y sectoriales |

Cuadro 3.3.

Comparación de metodologías regulatorias seleccionadas para redes de transmisión

| PAÍS | MODELO DE REMUNERACIÓN | RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES | PERIODO REGULATORIO (AÑOS) | INDICADORES DE DESEMPEÑO APLICADOS |
|---------------------|---|--|----------------------------|---|
| REINO UNIDO (OFGEM) | RIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) | Costos eficientes ex ante, outputs validados | 8 | KPI, SAIDI, innovación, disponibilidad |
| AUSTRALIA (AER) | Cost-plus con benchmarking | RIT-T + benchmarking | 5 | Disponibilidad, costo unitario, fallas |
| BRASIL (ANEEL) | Ingreso anual permitido | Subasta + validación regulatoria | 5 | Penalidades por indisponibilidad |
| PERÚ (OSINERGMIN) | Ingreso anual con incentivos | Costos reconocidos + eficiencia proyectada | 4 | Fallas técnicas, disponibilidad |
| INDIA (CERC) | Cost-plus diferenciado | Tecnología, tensión, ubicación | 5 | Congestión, pérdidas, tiempos de servicio |

Fuente: Elaboración propia con base en (AER, 2023; ANEEL, 2024; COES, 2024; GME, 2025; Ofgem, 2023)

Marcos tarifarios robustos: largo plazo, armonización y entorno institucional

El diseño tarifario debe adaptarse a la nueva función sistémica de la red eléctrica. A medida que aumentan la penetración de renovables variables, el almacenamiento y la generación distribuida, la red deja de ser solo un medio de transporte y se convierte en un habilitador de flexibilidad, resiliencia y confiabilidad. Esto requiere estructuras tarifarias que valoren servicios como la gestión de congestiones, la respuesta rápida, la interoperabilidad digital y la calidad del suministro (IEA, 2025c). En sistemas con precios nodales – como Chile – ya existen bases técnicas para avanzar en este tipo de diferenciaciones (GME, 2025). Aunque algunos países han iniciado ajustes, este campo aún ofrece amplio espacio de mejora.

Los ciclos regulatorios deben alinearse con los horizontes reales de las inversiones en transmisión. Dado que estos proyectos tienen vidas útiles de 30 a 40 años, la aplicación exclusiva de marcos de revisión cada 4–5 años, típicamente diseñados para infraestructura existente, sin mecanismos específicos y predecibles para nuevas inversiones, resultan insuficientes para reducir la percepción de riesgo, estructurar financiamiento de largo plazo y mejorar la bancabilidad de los proyectos. Experiencias como la de Australia, con ciclos plurianuales que incorporan escenarios de ajuste y revisión intermedia, muestran que es posible equilibrar flexibilidad y certeza (AER, 2023). La previsibilidad regulatoria no es una garantía de rentabilidad, pero sí una condición habilitante para estructurar inversiones complejas.

La heterogeneidad técnica en temas clave afecta la eficiencia del sistema y limita la integración regional. El reconocimiento o traslado del costo de las pérdidas eléctricas, los métodos de cálculo del costo de capital, o la asignación de ingresos en interconexiones transfronterizas varían significativamente entre países. Esto genera distorsiones e incentivos contradictorios. En contextos como SIEPAC, u otros mercados subregionales proyectados, la falta de armonización tarifaria ha dificultado el uso eficiente de la infraestructura ya instalada (CEPAL, 2021). Promover estándares técnicos y regulatorios comunes es un paso clave para viabilizar esquemas de integración energética.

El diseño tarifario no puede desplegar todo su potencial sin un entorno institucional sólido. La efectividad de metodologías avanzadas de remuneración – como esquemas TOTEX, mecanismos de benchmarking o modelos con incentivos por desempeño – depende de contar con reguladores con autonomía técnica, trazabilidad y transparencia en sus decisiones, así como mecanismos formales de consulta y apelación. Limitaciones como la alta rotación de personal, presupuestos restrictivos o falta de lineamientos metodológicos afectan la capacidad de **formular reglas claras, supervisar la operación de redes modernas**, y adaptar los marcos regulatorios a un sistema eléctrico en transformación. Por eso, el fortalecimiento institucional y la mejora de la gobernanza regulatoria deben entenderse como condiciones estructurales para consolidar marcos tarifarios robustos, confiables y orientados a resultados (World Bank, 2022).

No obstante, incluso con marcos regulatorios técnicamente sólidos – es decir, aquellos que establecen reglas claras de acceso, mecanismos

de remuneración consistentes, procesos transparentes y capacidades institucionales para su aplicación y seguimiento –, la expansión de la red enfrenta un desafío estructural: el financiamiento. Las inversiones necesarias para modernizar y extender la transmisión superan con creces los recursos disponibles en los presupuestos públicos, y requieren esquemas que habiliten de manera efectiva la participación del capital privado. La siguiente sección explora cómo la regulación puede actuar como catalizador para atraer inversión, distribuir riesgos y cerrar la brecha financiera del sector. El Capítulo 4 profundiza sobre los mecanismos para escalar el financiamiento.

3.4.

La regulación como habilitador de inversión privada en transmisión

Acelerar la inversión en infraestructura eléctrica en ALC es una prioridad estratégica que exige marcos regulatorios eficaces para viabilizar su expansión. Actualmente, la región proyecta construir más de 150,000 km de nuevas líneas de transmisión hacia 2035, lo que representa incrementos de hasta un 40% respecto a sus redes actuales (Quiros-Tortos et al., 2025). No obstante, la inversión efectiva dista de lo requerido. En 2022, se destinaron unos USD 3.300 millones a transmisión eléctrica en la región, una cifra muy por debajo de lo necesario para acompañar el crecimiento de la demanda y modernizar las redes existentes, como se analizó en el Capítulo 1 (IEA, 2023b, 2025d). Las proyecciones indican que esta inversión deberá más que duplicarse hacia 2030: entre USD 6.000 millones anuales bajo el escenario STEPS y hasta USD 14.000 millones en el escenario APS. Alcanzar estos niveles implicará una combinación efectiva de recursos públicos y un rol significativamente mayor del capital privado, especialmente ante las restricciones fiscales que enfrentan muchos países de la región (IEA, 2024b, 2025c).

Este desfase entre las necesidades de inversión del sistema y los flujos reales constituye un cuello de botella estructural. La situación se agrava en un contexto de restricciones fiscales, donde los presupuestos públicos enfrentan múltiples presiones y no pueden sostener por sí solos la

expansión de las redes (FMI, 2025a, 2025b). Según Brichetti et al. (2021), se requiere una inversión anual equivalente al 0,69% del PIB en generación y transmisión para cerrar la brecha de infraestructura; sin embargo, en 2023 la inversión pública efectiva fue de solo 0,25% del PIB (Infralatom, n.d.). Esta realidad obliga a pensar cómo habilitar y escalar la inversión privada. El marco regulatorio debe crear las condiciones necesarias para distribuir eficientemente los riesgos, estructurar mecanismos creíbles de recuperación de ingresos y permitir la participación activa de agentes privados. Aunque países como Brasil, Chile y Perú han adjudicado más de 350 proyectos de transmisión mediante esquemas concesionales (IEA, 2023b, 2025d), no se dispone de datos desagregados que permitan estimar con precisión la magnitud de la inversión privada en transmisión eléctrica en la región. Sin embargo, los datos disponibles sobre inversión privada en energía limpia en general ofrecen una señal clara: según la IEA (2025c), ALC apenas concentra el 5% de la inversión privada global en este sector. Esta baja participación refleja una combinación de marcos regulatorios frágiles, costos de capital elevados y mercados financieros poco profundos.

Es importante distinguir entre los distintos roles que puede asumir el sector privado en el desarrollo de infraestructura de transmisión. Por un lado, puede participar como desarrollador y/o operador bajo esquemas como el transmisor independiente, concesionario BOOT (*Build–Own–Operate–Transfer*), o socio en asociaciones público-privadas (APP), asumiendo funciones de construcción, operación y mantenimiento (World Bank Group, 2017). Por otro lado, puede actuar como fuente de financiamiento, aportando capital a través de instrumentos como bonos verdes, fideicomisos, *leasing* o fondos de inversión. Si bien ambos roles pueden coincidir en un mismo proyecto, su habilitación requiere marcos regulatorios y contractuales distintos. Esta sección se enfoca en los instrumentos regulatorios que viabilizan la participación del sector privado en cualquiera de estas formas. El Capítulo 4 profundiza en los mecanismos financieros específicos que pueden movilizar capital privado hacia proyectos de transmisión.

La necesidad de inversión privada en transmisión

Dada la restricción fiscal estructural que enfrentan muchos países de ALC, atraer inversión privada en transmisión se vuelve una necesidad, no una opción. Las restricciones presupuestarias, el aumento

de la deuda pública y las altas tasas de interés limitan el margen de maniobra de los Estados, y refuerzan la urgencia de atraer inversión privada con marcos regulatorios creíbles y bancables. Como se indicó anteriormente, las necesidades de inversión anual en generación y transmisión son aproximadamente tres veces la inversión pública efectiva en 2023 (Brichetti et al., 2024). Para cerrar esta brecha, la regulación debe desempeñar un rol habilitador, creando las condiciones institucionales, financieras y contractuales necesarias para reducir riesgos y movilizar capital privado a escala. Esta movilización puede adoptar múltiples formas: desde el involucramiento en la operación y mantenimiento de infraestructura estratégica, hasta la participación privada en el financiamiento (ver Capítulo 4). El diseño regulatorio debe contemplar y habilitar ambas dimensiones, definiendo con claridad los derechos, obligaciones, reglas de remuneración y esquemas de asignación de riesgos asociados.

Incluso en esquemas estatales, el capital privado puede jugar un rol clave para acelerar la expansión de la red, siempre que existan marcos regulatorios que lo habiliten. Para muchos países de la región, esto implica pasar de esquemas tarifarios que solo regulan activos existentes o tarifas generales del sistema, a una arquitectura regulatoria que permita estructurar proyectos nuevos de transmisión con participación privada. Esto requiere definir metodologías específicas de remuneración para nuevos activos, criterios para asignar riesgos entre partes, condiciones de acceso, reglas de adjudicación y garantías de pago. La Figura 3.2 presenta un resumen de instrumentos regulatorios existentes para habilitar la inversión privada y el Cuadro 3.4 muestra los utilizados (o en etapas maduras de desarrollo) en ALC. Existen múltiples modelos de participación privada documentados en la literatura (UN ESCAP et al., 2025; World Bank Group, 2017), aunque en esta sección se abordan los mecanismos más relevantes y utilizados en la región. Más allá del marco legal general, lo que importa es contar con reglas claras sobre remuneración, derechos de ingreso, asignación de riesgos y trazabilidad de pagos. Estas reglas son las que permiten estructurar contratos, emitir títulos de deuda o atraer cobertura de riesgo, convirtiendo planes regulatorios en vehículos de inversión.

Figura 3.2.

Esquemas regulatorios para viabilizar la participación y el financiamiento privado en transmisión eléctrica.



Fuente: Elaboración propia con base en (GME, 2025; World Bank Group, 2017).

Cuadro 3.4.

Instrumentos regulatorios y financieros utilizados en ALC para habilitar inversión privada en transmisión.

| INSTRUMENTO | CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES | PAÍSES DE REFERENCIA |
|--|---|--|
| ESQUEMAS DE PARTICIPACIÓN PRIVADA COMO OPERADOR | | |
| BOOT | Concesión con ingreso anual regulado, licitación por menor tarifa o valor presente neto | Brasil, Colombia, Chile, Perú |
| BOO | Proyectos definidos en la planificación oficial y adjudicados mediante convocatorias públicas, con ingresos regulados | Brasil, Colombia, Chile, Guatemala, Perú |
| APP | Cofinanciamiento público, reparto de riesgos, contratos de largo plazo | Ecuador, Uruguay |
| Fideicomisos con prelación de pagos | Pagos garantizados por flujo tarifario, independencia del presupuesto estatal | República Dominicana |
| Leasing regulado | Arrendamiento con opción de compra, pagos reconocidos en tarifa | Guatemala |
| Derechos de transmisión | Financiamiento privado a cambio de prioridad de conexión o asignación anticipada de capacidad | México, Brasil |
| Derechos contingentes con capital de riesgo | Asignación ex post de derechos de uso con participación privada en zonas con incertidumbre de demanda futura | Brasil, Colombia (proyectos piloto) |
| Internalización de externalidades ambientales | Consideración de beneficios ambientales en la evaluación y remuneración de líneas estratégicas | Chile (en discusión en planificación); Colombia (UPME) |
| MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO PRIVADO | | |
| Bonos verdes / temáticos | Financiamiento vía mercado de capitales, con certificación de sostenibilidad y trazabilidad tarifaria | Colombia (ISA), Brasil (CTEEP), Chile (Transelec) |
| Taxonomías verdes | Clasificación de líneas dentro de marcos de taxonomía sostenible para facilitar acceso a financiamiento climático | En desarrollo: Chile, Colombia, Brasil |
| Garantías multilaterales | Cobertura de riesgo regulatorio o contractual por parte de organismos como BID, CAF, Banco Mundial | Colombia, Honduras, Paraguay |
| Bonos contingentes | Bonos con repago condicionado a hitos críticos (como permisos sociales o adquisición de servidumbres) | En diseño: Brasil, México (con apoyo multilateral) |

Fuente: Elaboración propia con base en (GME, 2025).

Instrumentos regulatorios y financieros para viabilizar la participación privada

El diseño regulatorio habilitante puede adoptar múltiples formas, y su adaptación al contexto nacional debe ser estratégica. Los modelos BOOT, como en Brasil, Perú y Chile, permiten adjudicar proyectos mediante licitaciones competitivas con ingresos regulados a largo plazo (GME, 2025). Las APP facilitan el reparto de riesgos entre el Estado y operadores privados, y han sido empleadas con éxito en México y Colombia. Los fideicomisos con prelación de pagos, como en República Dominicana, canalizan ingresos tarifarios a cuentas segregadas, reduciendo exposición fiscal y aumentando la transparencia (GME, 2025; IEA, 2021, 2023c). Países con marcos legales similares podrían considerar este modelo como una forma de atraer inversión sin comprometer presupuesto público.

Otros mecanismos, como el leasing regulado, pueden ser clave para empresas públicas con limitaciones fiscales. En El Salvador y Guatemala, este modelo ha permitido arrendar infraestructura bajo contratos reconocidos como gasto operativo tarifario, sin incurrir en deuda soberana (IEA, 2021). Su replicabilidad es alta, especialmente en sistemas donde los operadores públicos lideran la expansión, pero enfrentan restricciones presupuestarias. Reguladores que reconozcan estos pagos en la tarifa crean el espacio necesario para que estas soluciones prosperen.

Otra modalidad innovadora es el “reciclaje de activos” (*asset recycling*), mediante el cual el Estado concede activos de transmisión ya construidos y operativos – con bajo riesgo de ejecución – a operadores privados, y destina los ingresos obtenidos a financiar nueva infraestructura (*greenfield*). Este enfoque permite acelerar la expansión de la red sin aumentar la carga fiscal, al tiempo que mantiene el control estratégico del sistema mediante marcos regulatorios estables. Países con redes parcialmente desarrolladas y necesidades urgentes de inversión – como México, Colombia o Perú – podrían explorar esta vía como una opción adicional para complementar esquemas tradicionales (Yépez-García et al., 2022).

Capturar el valor económico que genera la infraestructura de transmisión es una oportunidad subutilizada pero estratégica para diversificar el financiamiento. Este enfoque busca monetizar

las externalidades positivas de la infraestructura mediante tasas, contribuciones especiales o esquemas de contribución por mejora. Aunque su uso ha sido más frecuente en transporte urbano, su aplicación en proyectos de transmisión podría ser viable en zonas de rápido crecimiento urbano o polos industriales conectados a nuevas subestaciones. Este tipo de instrumento puede complementar la tarifa eléctrica tradicional y diversificar las fuentes de financiamiento público o público-privado (Brichetti et al., 2024).

El mercado de capitales ofrece oportunidades adicionales, siempre que el entorno regulatorio lo respalde. Empresas como ISA (Colombia) y CTEEP (Brasil) han emitido bonos verdes certificados para financiar transmisión, alineados con marcos de taxonomía internacionales (Project Bond Focus, 2020). Una innovación emergente son los bonos vinculados con sostenibilidad (*Sustainability-Linked Bonds*, SLB), instrumentos financieros atados a compromisos de desempeño verificables por parte del emisor. A diferencia de los bonos verdes tradicionales, los SLB no exigen que los recursos financien proyectos específicos, sino que imponen penalizaciones (por ejemplo, mayores tasas de interés) si no se cumplen metas climáticas, sociales o de eficiencia acordadas. Empresas de transmisión podrían explorar este vehículo para financiar expansión de redes con metas asociadas a reducción de pérdidas, mejora de confiabilidad o cobertura territorial. Países como Chile han emitido ya SLB soberanos, lo que demuestra su viabilidad técnica y regulatoria en la región (Alvarez Pagliuca et al., 2022).

Los riesgos y su incidencia en la atracción de financiamiento

A pesar del creciente interés por parte de inversionistas institucionales como fondos de pensiones y aseguradoras, persisten barreras regulatorias que dificultan su participación en proyectos de infraestructura. En varios países de ALC, las normativas prudenciales imponen límites a la exposición de estos fondos a activos no líquidos o infraestructurales, mientras que, en la práctica, la escasa estandarización de contratos y la incertidumbre regulatoria agravan la aversión al riesgo. Para atraer capital institucional hacia proyectos de transmisión, será clave avanzar en reglas contables más estables, estructuras de ingresos predecibles y mecanismos de reporte que generen confianza a largo plazo (Alvarez Pagliuca et al., 2022).

Uno de los principales obstáculos para movilizar inversión en transmisión sigue siendo la gestión de derechos de vía. Este riesgo es el “principal talón de Aquiles” para líneas de transmisión: los proyectos deben atravesar tierras privadas, comunales o ambientalmente sensibles, y los conflictos en este proceso pueden generar demoras y sobrecostos sustanciales (Levy et al., 2023; Sauma et al., 2025). Frente a esta realidad, los países pueden fortalecer su regulación de permisos y adoptar planes detallados de adquisición y consulta previa, como condición para el acceso a financiamiento estructurado. El Capítulo 5 profundiza en las barreras ambientales y sociales asociadas a la expansión de redes de transmisión, y presenta estrategias regulatorias y operativas para mitigar estos riesgos.

Incluso con los derechos de vía asegurados, los inversionistas exigen mitigación de riesgo constructivo. Experiencias internacionales han recurrido a garantías parciales de crédito, *project wraps* o coberturas específicas para eventos regulatorios o de ejecución. Tras la desaparición de las aseguradoras monolínea tras la crisis de 2008, estas garantías se estructuran hoy como coberturas parciales sobre hitos críticos (Project Bond Focus, 2020). Su inclusión puede ser decisiva para reducir el costo del capital en proyectos complejos. Los reguladores pueden jugar un rol clave permitiendo que los ingresos futuros derivados de estos proyectos se reconozcan ex ante, lo cual es fundamental para estructurar los bonos.

El uso de garantías parciales de riesgo, emitidas por organismos multilaterales, ofrece una vía eficaz para atraer inversión en entornos institucionalmente frágiles. Estas garantías se activan ante fallos contractuales del Estado –como retrasos en pagos o cambios regulatorios– y permiten transferir riesgo político a entidades solventes (World Bank, 2022). Países con capacidad limitada de emitir deuda o asumir compromisos directos pueden utilizar estas garantías para atraer operadores internacionales sin comprometer respaldo fiscal total. Un ejemplo reciente es la garantía aprobada por el BID para respaldar contratos de generación en Ecuador, que demuestra su aplicabilidad concreta en contextos latinoamericanos (BID, 2025). Su articulación con estructuras como APP, BOOT o leasing regulado puede ser parte de una estrategia nacional de mitigación de riesgos.

Para contextos de alto riesgo regulatorio, los bonos contingentes pueden ser una herramienta emergente para reducir incertidumbre. Estos productos financieros, promovidos por la banca multilateral,

permiten activar pagos automáticos si se materializan eventos predefinidos como retrasos en licencias, cambios regulatorios o ingresos inferiores al mínimo proyectado (IEA, 2021; Project Bond Focus, 2020). Su diseño ofrece flexibilidad a los emisores sin necesidad de garantías soberanas completas, y puede ser útil para proyectos en territorios complejos o en etapas piloto.

Asimismo, mecanismos como el “techo y piso” (*cap and floor*) pueden ayudar a estructurar ingresos estables en proyectos con alta volatilidad de ingresos. Este modelo, utilizado por Ofgem en el Reino Unido, establece un ingreso mínimo y máximo regulado, brindando certidumbre sin comprometer la eficiencia del sistema (Ofgem, 2023). Su aplicación en interconexiones regionales podría ser una solución práctica para compartir riesgos entre países y atraer financiamiento de largo plazo.

Más allá de considerar externalidades en la planificación, algunos países están comenzando a discutir la incorporación de una “regla de oro ambiental” en los marcos de remuneración. Esta regla permitiría reconocer – dentro de la tarifa – los beneficios sistémicos de líneas que reduzcan emisiones netas, minimicen impactos ambientales o habiliten corredores energéticos compartidos. En vez de penalizar a proyectos estratégicos por tener costos unitarios levemente superiores, la regulación podría asignar un valor explícito a su contribución ambiental o territorial, alineando los incentivos financieros con objetivos de sostenibilidad (BID, 2025).

En todos los casos, el entorno regulatorio actúa como la base habilitante para estos instrumentos. Es la regulación la que define si los ingresos son reconocibles, si las estructuras son válidas, y si las reglas se mantendrán durante la vida del contrato. Por eso, los países que busquen movilizar inversión privada en transmisión deben invertir no solo en mecanismos financieros, sino en fortalecer sus marcos regulatorios, mejorar su trazabilidad institucional y generar confianza de largo plazo. La movilización de capital privado no empieza con la licitación, sino con la credibilidad del entorno institucional.

3.5.

Recomendaciones regulatorias para viabilizar inversión y resiliencia

El diseño del marco regulatorio en transmisión eléctrica debe adaptarse a la heterogeneidad institucional de ALC, pero también responder a desafíos estructurales comunes: la urgencia de inversión, la transformación tecnológica del sistema, y la necesidad de marcos creíbles para atraer capital privado. A continuación, se proponen líneas de acción agrupadas en bloques temáticos.

Asegurando un diseño funcional, resiliente e innovador

Incorporar resiliencia e innovación como principios estructurales del marco regulatorio. La regulación debe evolucionar hacia una lógica funcional que priorice servicios estratégicos del sistema eléctrico, más allá de la mera instalación de activos físicos, es decir pasar de infraestructura a servicios (BID, 2020). Esto implica reconocer explícitamente inversiones orientadas a la resiliencia ante eventos climáticos extremos, ciberataques o fallas sistémicas, así como habilitar tecnologías innovadoras como sensores, automatización, redes inteligentes o reconductores avanzados. Para ello, deben actualizarse catálogos de activos, reglas de depreciación y esquemas de remuneración, de modo que estas soluciones sean técnica y financieramente viables.

Diseñar marcos regulatorios adaptativos y orientados al aprendizaje.

Los marcos regulatorios deben permitir ajustes periódicos, incluir ciclos de revisión intermedia, habilitar esquemas piloto para tecnologías emergentes (arenas regulatorias o *sandboxes*), y aplicar criterios de evaluación por desempeño. Esta adaptabilidad es clave frente a la transformación estructural del sistema eléctrico (descentralización, almacenamiento, electrificación de la demanda), y permite balancear la certidumbre para inversionistas con capacidad de respuesta ante nuevos desafíos.

Fortaleciendo la institucionalidad y capacidades del regulador

Fortalecer la institucionalidad regulatoria y su independencia

técnica. Reguladores sólidos requieren autonomía funcional, estabilidad presupuestaria y capacidad técnica sostenida. Para ello es indispensable invertir en formación continua, acceso a herramientas analíticas y cooperación internacional. La alta rotación, la dependencia política o las restricciones presupuestarias debilitan el rol estratégico de las agencias. Sin instituciones fuertes, incluso los mejores marcos regulatorios resultan inefectivos.

Reforzar la trazabilidad, transparencia y rendición de cuentas del proceso regulatorio.

La gobernanza regulatoria debe basarse en metodologías públicas, procesos formales de consulta, mecanismos de apelación y auditorías de desempeño. Estas prácticas generan confianza entre los actores del sistema, reducen el riesgo percibido y fomentan decisiones basadas en evidencia. La publicación sistemática de decisiones regulatorias y su sustento técnico deben convertirse en estándares mínimos, en línea con buenas prácticas observadas en países como Chile y Perú.

Invertir en capacidades institucionales para aplicar marcos sofisticados.

Muchos entes reguladores en ALC enfrentan restricciones presupuestarias, alta rotación de personal y dependencia política, lo que limita su capacidad para aplicar metodologías complejas, supervisar operadores y conducir reformas estratégicas. Fortalecer los sistemas de supervisión – incluyendo la verificación del cumplimiento de contratos, normas técnicas y mecanismos de remuneración – es esencial para garantizar que los compromisos asumidos por los agentes se cumplan y que los incumplimientos tengan consecuencias proporcionales. Invertir en estabilidad institucional, formación técnica y acceso a herramientas analíticas avanzadas es una condición estructural para consolidar marcos regulatorios confiables, adaptativos y alineados con los desafíos del siglo XXI.

Alineando regulación, planificación y sostenibilidad

Incorporar criterios de sostenibilidad social y ambiental desde el diseño regulatorio.

La regulación de transmisión debe ir más allá de los aspectos técnicos y económicos e integrar dimensiones socioambientales desde etapas tempranas del diseño e implementación de proyectos.

Esto incluye mecanismos que incentiven la consulta anticipada con comunidades, la compensación adecuada por impactos, y la incorporación de criterios ambientales dentro de los procesos regulatorios que inciden indirectamente en la planificación y licenciamiento, como lineamientos sobre localización preferente, incentivos para trazas optimizadas o requerimientos de impacto acumulativo. Asimismo, es clave habilitar soluciones como corredores energéticos, líneas compartidas o trazas subterráneas cuando sean técnica y económicamente viables. Una regulación que incorpore estos elementos mejora la aceptación social, reduce conflictos y facilita la ejecución oportuna.

Impulsar la armonización regulatoria regional como habilitador de seguridad e integración energética. Los proyectos de interconexión regional – como SIEPAC, interconexiones andinas o futuras expansiones hacia el Caribe – enfrentan barreras derivadas de marcos regulatorios no coordinados: aunque no impiden el desarrollo físico de las líneas, metodologías tarifarias distintas, criterios disímiles de asignación de ingresos y ausencia de esquemas compartidos de remuneración pueden dificultar la operación integrada, crear distorsiones económicas o encarecer los intercambios regulares de energía. La falta de armonización no solo reduce el atractivo para inversionistas, sino que también limita el aprovechamiento pleno de la infraestructura compartida. Promover plataformas de coordinación técnica entre reguladores, avanzar hacia estándares tarifarios compatibles y definir marcos multilaterales de cooperación puede aumentar significativamente la viabilidad técnica y financiera de estos proyectos, consolidando los beneficios de la integración eléctrica regional.

Gestionando riesgos y adaptando los marcos al contexto

Reconocer explícitamente los riesgos y promover instrumentos de mitigación regulatoria. El diseño regulatorio debe considerar mecanismos que reconozcan la exposición a riesgos (climáticos, sociales, regulatorios) e incorporar herramientas como garantías, fideicomisos, seguros, o ajustes automáticos de ingreso. Esto es especialmente relevante en proyectos regionales, zonas aisladas o con baja densidad de carga. El riesgo regulatorio debe ser mapeado, monitoreado y gestionado activamente, no solo transferido.

Establecer marcos diferenciados según madurez institucional y escala del proyecto.

No todos los países ni todos los proyectos requieren el mismo grado de sofisticación regulatoria. Se deben desarrollar marcos escalables, capaces de combinar enfoques contractuales simplificados en entornos frágiles con esquemas más avanzados en contextos de mayor desarrollo institucional. Esto incluye permitir distintos tipos de remuneración, reglas especiales para proyectos piloto, licitaciones flexibles o regímenes diferenciados para interconexiones internacionales.

Adoptar una visión sistémica del diseño regulatorio. Modernizar la regulación no implica copiar modelos externos, sino construir marcos adaptativos y orientados a resultados, capaces de asignar correctamente los riesgos, reconocer los servicios sistémicos de la red y alinear los incentivos entre operadores, usuarios, reguladores y planificadores. Las brechas técnicas y de gobernanza persisten en la región y deben atenderse con urgencia si se busca una expansión confiable, resiliente y financieramente sostenible del sistema.

4

FINANCIAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: DESAFÍOS ESTRUCTURALES Y ESTRATEGIAS PARA SU MOVILIZACIÓN

DESBLOQUEANDO LA RED:
Cómo garantizar energía confiable y
sostenible en América Latina y el Caribe

FINANCIAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: DESAFÍOS ESTRUCTURALES Y ESTRATEGIAS PARA SU MOVILIZACIÓN

Este capítulo resalta el desafío de financiamiento que enfrenta la transmisión eléctrica, planteando soluciones para escalarla y discutiendo instrumentos financieros para fomentar la inversión privada. Finalmente, se discute la importancia de una articulación efectiva entre planificación, regulación y financiamiento para la movilización de recursos. De las recomendaciones que se describen en detalle en la sección 4.5, resaltan las siguientes:

- **Fortalecer las capacidades institucionales de preparación de proyectos**, mediante unidades permanentes en agencias nacionales y plataformas regionales que estandaricen procesos, reduzcan costos y aseguren carteras técnicas, legales y financieras de calidad.
- **Visibilizar y priorizar carteras de inversión en transmisión**, institucionalizando la publicación periódica de mapas de inversión y portafolios articulados entre energía, finanzas y planificación, con criterios claros de riesgo y elegibilidad.
- **Alinear los proyectos con taxonomías climáticas y marcos de financiamiento sostenible**, para facilitar el acceso a bonos verdes, financiamiento climático y capital privado con criterios ESG.
- **Diseñar contratos y esquemas fiduciarios que aseguren ingresos estables y asignación eficiente de riesgos**, incorporando modalidades como contratos de disponibilidad, esquemas techo-y-piso (*cap-and-floor*), alianzas público-privadas y el rol catalítico de transmisores públicos como anclas de inversión.
- **Consolidar la coordinación financiera e institucional en torno a la transmisión**, mediante mesas técnicas intersectoriales que integren ministerios, reguladores y banca de desarrollo, incorporando resiliencia y seguridad energética como criterios explícitos de priorización.

4.1.

Panorama actual: flujos de inversión, actores clave y brechas

La inversión en redes de transmisión eléctrica en ALC se mantiene por debajo de los niveles necesarios para garantizar un desarrollo resiliente, oportuno y técnicamente robusto. A nivel regional, las inversiones en transmisión en los últimos cinco años se han situado entre USD 2.000 y USD 4.000 millones anuales (IEA, 2025c). Sin embargo, en un escenario de políticas declaradas (escenarios STEPS) la inversión anual debería al menos duplicarse hacia 2030 y triplicarse hacia 2050 (IEA, 2024b, 2025c, 2025d). Mas aún, en un escenario de acción acelerada (APS), las necesidades regionales se sextuplicarían, superando los USD 20.000 millones anuales a mediados de siglo. El Cuadro 4.1 presenta una desagregación de las inversiones planificadas por país para ejecutar efectivamente los planes nacionales de expansión de la transmisión (sin incluir generación). Entre 2026 y 2030, la región planifica una inversión total superior a los USD 17.000 millones [(USD 3.400 millones por año (Quirós-Tortós et al., 2025)]. Esta información evidencia una brecha entre la inversión real, la inversión proyectada, y las necesidades del sistema que exigirá una combinación efectiva de recursos públicos y una mayor participación del capital privado, dadas las limitaciones fiscales actuales (IEA, 2024b, 2025c).

Cuadro 4.1.

Inversiones anuales promedio y totales planificadas en redes de transmisión en varios países de ALC.

| PAÍS | INVERSIÓN (ACUMULADA) EN 2026-2030 (MILLONES DE USD) | INVERSIÓN (ACUMULADA) EN 2031-2035 (MILLONES DE USD) | INVERSIÓN (PROMEDIO ANUAL) EN 2025-2035 (MILLONES DE USD) |
|----------------------|--|--|---|
| Argentina | 1,261 | 127 | 126 |
| Barbados | 7 | 1 | 1 |
| Bolivia | 479 | 169 | 59 |
| Brasil | 4,221 | 3513 | 703 |
| Chile | 828 | 2602 | 312 |
| Colombia | 567 | 154 | 66 |
| Costa Rica | 529 | 457 | 91 |
| Ecuador | 2,810 | 993 | 346 |
| El Salvador | 93 | 38 | 12 |
| Guatemala | 9 | 1,013 | 93 |
| Haití | 18 | 77 | 9 |
| Honduras | 737 | 75 | 74 |
| Nicaragua | 160 | 43 | 18 |
| México | 264 | 2,019 | 208 |
| Paraguay | 1,091 | 133 | 111 |
| Perú | 3,638 | 1,193 | 439 |
| República Dominicana | 539 | 324 | 49 |
| Uruguay | 5 | 24 | 3 |
| Total | 17,257 | 12,955 | 2,718 |

Nota: Las cifras presentadas reflejan estimaciones derivadas de una evaluación prospectiva de la expansión de la transmisión en distintos países de la región, bajo el supuesto de que los planes nacionales – indicativos en algunos casos – se ejecutan en fondo y forma.

Fuente: Elaboración propia con insumos de (Quirós-Tortós et al., 2025).

Financiamiento y fondeo: dos elementos clave para aumentar la bancabilidad de los proyectos de transmisión. El financiamiento se refiere al origen de los recursos que permiten ejecutar un proyecto, incluyendo capital público, deuda comercial, fondos multilaterales o aportes de inversionistas institucionales. El fondeo, en cambio, corresponde al mecanismo mediante el cual se recupera esa inversión a lo largo del tiempo, ya sea a través de tarifas reguladas, peajes, contratos de disponibilidad o pagos por uso (Brichetti et al., 2024). Una adecuada articulación entre ambos elementos en la estructuración de los proyectos permite reducir la percepción de riesgos y mejorar la movilización de recursos hacia el sector de transmisión. El capítulo anterior abordó el fondeo, destacando diversos modelos de participación. Este capítulo se enfoca en la necesidad de atraer recursos de financiamiento, más allá del financiamiento público, y los mecanismos para lograrlo.

En la región coexisten diversos modelos en el desarrollo, operación y financiamiento de la transmisión. La participación de operadores privados no implica necesariamente el uso de financiamiento privado, y viceversa. Algunos modelos combinan operadores estatales con financiamiento privado, mientras que otros permiten operadores privados con financiamiento público o mixto.

Por ejemplo, en Brasil, las subastas organizadas por ANEEL con contratos de ingreso anual permitido han habilitado atraer operadores privados que financian los proyectos mediante recursos del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), banca comercial o mercados de capital. En este modelo, la remuneración está respaldada por contratos regulados de largo plazo que permiten estructurar fondeo con ingresos estables. En Chile, las licitaciones adjudican la operación a privados con tarifas reguladas, generalmente financiadas con deuda comercial. En Perú, las APP estructuradas por ProInversión combinan garantías públicas con contratos estables de largo plazo, y suelen movilizar financiamiento privado bajo esquemas de *project finance* (GME, 2025).

Diversas fuentes de financiamiento participan hoy en el desarrollo de redes de transmisión. Gobiernos nacionales, bancos multilaterales, fondos climáticos, cooperantes bilaterales, bancos comerciales e inversionistas institucionales, cada uno con mandatos y mecanismos operativos distintos participan hoy del financiamiento de la inversión en transmisión. A pesar de esta diversidad, el acceso a financiamiento concesional o de largo plazo sigue siendo limitado (IEA, 2025c).

En la mayoría de los países, estos recursos se canalizan como deuda soberana, lo que impone restricciones fiscales, especialmente en contextos de alta deuda pública. Como resultado, incluso préstamos con condiciones preferenciales enfrentan obstáculos para su utilización. La diversidad de fuentes representa una oportunidad estratégica, que la región necesita aprovechar. Es necesario ampliar y combinar los instrumentos disponibles, más allá de la deuda pública tradicional. La sección 4.3 discute una serie de mecanismos para escalar el financiamiento.

La calidad y el costo del financiamiento están condicionados por factores estructurales que elevan el riesgo percibido por operadores y financiadores. Entre los principales elementos se encuentran: la falta de flujos de ingresos claros y estables para los transmisores; la incertidumbre política y regulatoria que afecta la previsibilidad tanto de las licitaciones como de los ingresos futuros; el retraso en la obtención de los permisos ambientales y sociales, que introduce incertidumbre en los cronogramas y presupuestos; y la asignación inadecuada de riesgos contractuales, como ocurre con las servidumbres o la responsabilidad por sobrecostos y plazos. Estas condiciones incrementan el costo del capital, especialmente en países con baja calificación crediticia o reducida capacidad institucional.

Cerrar la brecha de inversión en transmisión no solo requiere atraer más recursos, sino también reducir su costo, así como mejorar sus condiciones de acceso. Esto exige una mejor gestión de los riesgos en el proceso de planificación, estructuración y ejecución de los proyectos. La estructuración de carteras de proyectos maduros (*project-ready*) – con contratos estandarizados, análisis de riesgos y criterios de elegibilidad claros – representa un primer paso fundamental para movilizar financiamiento. Sin embargo, esta condición técnica resulta insuficiente si no se acompaña de un entorno habilitante que incluya marcos regulatorios estables, procedimientos de licenciamiento ágiles, coordinación institucional efectiva y mecanismos financieros adaptados a las realidades de cada país (GIF et al., 2021; UN ESCAP et al., 2025).

Las siguientes secciones examinan con mayor detalle las barreras ambientales, sociales y administrativas que afectan la ejecución oportuna de los proyectos (Sección 4.2), así como las oportunidades para diversificar instrumentos, movilizar recursos y fortalecer capacidades en el ecosistema financiero de la transmisión (Sección 4.3). Las experiencias regionales (Sección 4.4) demuestran que escalar el financiamiento es

viable en la región. Sobre la base de este análisis se plantean un conjunto de recomendaciones (Sección 4.5) que podrían ayudar a habilitar flujos de inversión con mayor volumen y calidad para un sistema de transmisión eléctrico más resiliente, seguro y asequible para la región.

4.2

Brechas y soluciones para escalar el financiamiento

Escalar el financiamiento en el sistema de transmisión eléctrica en ALC requiere mucho más que disponibilidad de recursos. Exige resolver barreras estructurales que condicionan su acceso, costo y oportunidad. Estas barreras – de naturaleza institucional, regulatoria, contractual y ambiental – impactan directamente la percepción de riesgo y, por ende, las condiciones bajo las cuales los actores financieros participan en los proyectos.

La exposición a riesgos mal gestionados es una brecha fundamental que debe resolverse para escalar el financiamiento.

Los proyectos de transmisión enfrentan riesgos de diversa índole (GME, 2025): riesgos de flujos de ingreso (por ausencia de contratos estables o esquemas predecibles de remuneración), riesgos regulatorios (por marcos cambiantes o poco claros), riesgos de construcción (por retrasos en permisos o servidumbres), riesgos sociales (asociados a oposición local o conflictos territoriales), riesgos macroeconómicos (como inflación elevada o volatilidad cambiaria que afectan la previsibilidad de ingresos en moneda local), y riesgos operativos (por imprevisibilidad en la demanda o condiciones técnicas), entre otros. Cuando estos riesgos no son identificados de manera oportuna y rigurosa, ni gestionados adecuadamente mediante su mitigación o asignación a los actores más capacitados para enfrentarlos, el costo del financiamiento se eleva y se reduce la disposición del capital privado a participar (DOC, 2021).

La falta de mecanismos claros para transferir los ingresos percibidos agrava los riesgos financieros de los proyectos de transmisión.

Mientras que los riesgos de flujo de ingresos aluden a la incertidumbre sobre cuánto se percibirá – por ejemplo, debido a cambios regulatorios, retrasos tarifarios o menor demanda –, este problema adicional se refiere a la ausencia de esquemas institucionales y contractuales que garanticen que dichos ingresos lleguen de forma oportuna y automática al operador o desarrollador una vez generados (GIF et al., 2021).

En muchos casos, incluso cuando existe un mecanismo de remuneración regulada, los transmisores carecen de estructuras como fideicomisos, cuentas segregadas o garantías presupuestarias que aseguren el flujo oportuno y automático de los pagos (UN ESCAP et al., 2025). Esta ambigüedad en la arquitectura financiera y contractual incrementa la percepción de riesgo sobre la recuperabilidad de la inversión, encareciendo el financiamiento y desincentivando la participación privada.

Una brecha complementaria está asociada a la débil articulación entre planificación, regulación y ejecución. En varios países, los planes de expansión de la transmisión no cuentan con un respaldo normativo que permita su implementación efectiva (Ramos et al., 2025). Las señales regulatorias – como criterios de remuneración, procedimientos de licitación o plazos contractuales – no siempre están alineadas con los proyectos priorizados en los planes, lo que genera desconexiones entre las etapas de planificación, adjudicación y financiamiento, como se discutió en capítulos anteriores. Esta fragmentación institucional reduce la posibilidad de ejecución de los planes, limita la asignación eficiente de recursos y retrasa el desarrollo de infraestructura estratégica. Esto a su vez se traduce en una percepción de riesgo para los potenciales inversionistas de los proyectos, dado el incremento de la incertidumbre en los cronogramas y presupuestos.

Además, la incertidumbre macroeconómica y cambiaria afecta particularmente a los países con alta inflación, devaluación sostenida o controles cambiarios. En estos contextos, los ingresos en moneda local no ofrecen cobertura suficiente para inversionistas internacionales, lo cual incrementa el riesgo financiero de los proyectos (DOC, 2021). La ausencia de mecanismos de cobertura cambiaria o de acceso a financiamiento en moneda dura – en dólares, por ejemplo – limita la posibilidad de atraer capital externo en condiciones competitivas.

La lentitud y fragmentación de los procesos de licenciamiento representa una brecha estructural para el financiamiento. Las demoras en la obtención de permisos ambientales, la falta de ventanillas únicas y

la superposición de competencias complican el proceso (Zegarra, 2025). A ello se suman requisitos de consulta previa sin lineamientos claros, que generan incertidumbre. Por otro lado, la limitada participación de actores locales o comunidades y la falta de mecanismos eficaces de participación temprana puede agravar los riesgos sociales y de reputación. Esta situación no solo encarece los proyectos, sino que dificulta su estructuración financiera. El tema es abordado con detalle en el Capítulo 5.

También persiste la carencia de carteras de proyectos bancables.

En muchos países, los proyectos de transmisión no superan la etapa conceptual debido a la falta de estudios de pre-inversión robustos, análisis de factibilidad técnica, esquemas contractuales bien definidos o evaluaciones sociales y ambientales integrales (GIF et al., 2021). Esto no solo limita su capacidad de acceder a financiamiento comercial o concesional, sino que también genera incertidumbre sobre sus costos reales, riesgos asociados y cronogramas de ejecución.

La ausencia de criterios estandarizados para estructurar proyectos, sumada a la rotación de personal técnico y a la escasa experiencia en modelación financiera dentro de las instituciones responsables, agrava esta situación (GME, 2025). Como resultado, el pipeline efectivo de proyectos elegibles para inversionistas institucionales y bancos multilaterales se mantiene restringido, frenando el ritmo de expansión de la infraestructura de transmisión.

La desconexión entre estructuración técnica y criterios financieros limita la viabilidad de los proyectos. En muchos países, los actores financieros – incluidos bancos multilaterales, fondos climáticos o inversionistas institucionales – son incorporados tardíamente en el proceso de formulación de los proyectos de transmisión. Esta desconexión limita la inclusión de criterios de bancabilidad, asignación de riesgos o diseño de garantías desde etapas tempranas, lo cual incrementa la probabilidad de reprocesos o reestructuración. Una mayor articulación entre agencias públicas y actores financieros en fases iniciales permitiría diseñar proyectos más ajustados a las condiciones de mercado, facilitar el cierre financiero y reducir tiempos de implementación.

En varios países existe una capacidad institucional limitada en las entidades encargadas de la planificación, licitación y regulación de proyectos de transmisión. Esta debilidad se manifiesta en la escasez de personal técnico calificado, la falta de recursos financieros para estudios

especializados y la ausencia de procedimientos estandarizados o sistemas de gestión integrados. Muchas instituciones carecen de unidades permanentes de estructuración de proyectos, lo que impide acumular experiencia técnica, asegurar continuidad operativa o implementar mejoras procedimentales en el tiempo (GME, 2025; Zegarra, 2025).

Como se ha indicado en capítulos anteriores, la planificación en algunos países carece de herramientas computacionales de vanguardia, y coexiste con marcos regulatorios fragmentados o con mandatos poco definidos. Esta combinación complica la coordinación con los operadores del sistema y con las agencias de financiamiento. Esta condición transversal impacta negativamente todas las etapas del ciclo de vida del proyecto – desde la formulación y diseño técnico hasta la adjudicación, ejecución y operación – reduciendo la calidad y el ritmo de implementación de las inversiones estratégicas en transmisión eléctrica.

Finalmente, la ausencia de mecanismos específicos para financiar proyectos con componentes de resiliencia representa una brecha adicional. Aunque la resiliencia del sistema de transmisión es clave para asegurar la continuidad del suministro ante eventos extremos o fallos sistémicos, sus beneficios son de largo plazo y de difícil monetización directa. Esto genera una desventaja frente a proyectos con retornos financieros más inmediatos. Si bien incorporar redundancia, flexibilidad operativa o robustez climática en los diseños es económicamente costo-efectivo desde una perspectiva sistémica, estas medidas tienden a aumentar los costos iniciales y pueden quedar excluidas cuando la evaluación se basa únicamente en criterios financieros tradicionales (Ramos et al., 2025). La falta de metodologías de valoración integral que reconozcan estos beneficios limita la inclusión de atributos resilientes en las decisiones de inversión.

Resolver estas brechas exige una acción articulada en cuatro frentes principales. El Cuadro 4.2 presenta la relación entre brechas y soluciones para escalar el financiamiento que se discuten a continuación.

Primero, avanzar hacia una planificación proactiva y coordinada.

Como se argumenta en el Capítulo 2, los planes de expansión deben ser técnicamente viables, territorialmente informados, financieramente priorizados y vinculantes a nivel institucional. Además de integrar la planificación a los ciclos presupuestarios y regulatorios, es clave asegurar la articulación efectiva entre planificación, ejecución y financiamiento,

evitando que los proyectos priorizados queden desconectados de los procesos de licitación o asignación presupuestaria. Esta coordinación debe incluir la participación temprana de actores financieros, operadores del sistema y comunidades locales, a fin de reducir riesgos sociales, mejorar la bancabilidad de los proyectos y facilitar su estructuración desde etapas tempranas. Para ello, se recomienda también fortalecer la capacidad técnica de las instituciones responsables de formular y estructurar proyectos.

Segundo, consolidar marcos regulatorios claros y predecibles. Es indispensable contar con metodologías de remuneración estables, contratos estandarizados y normas transparentes que reduzcan la percepción de riesgo. La regulación debe permitir ejecutar los planes de inversión con agilidad, flexibilidad y mecanismos de ajuste. Los marcos regulatorios deben ser consistentes en el tiempo, a fin de dar certeza a las inversiones. Asimismo, deben prever esquemas que garanticen la canalización efectiva de los ingresos regulados hacia los operadores, cuando sea necesario, a través de mecanismos como fideicomisos, cuentas segregadas o garantías presupuestarias, evitando cuellos de botella administrativos o discrecionalidad. La regulación también debe incorporar criterios que valoren atributos de resiliencia, como redundancia o robustez climática, y permitir su financiamiento a través de tarifas u otros mecanismos.

Tercero, agilizar el licenciamiento ambiental y social. Se requiere armonizar criterios, establecer cronogramas realistas, y habilitar ventanillas únicas o plataformas interinstitucionales que reduzcan los tiempos de aprobación y aumenten la certidumbre. Igual de importante es fortalecer la capacidad operativa de las autoridades ambientales y sociales, y establecer procedimientos claros para la consulta previa, con participación temprana de comunidades. Estos elementos reducen riesgos reputacionales, de conflictividad y financieros, y permiten una gestión más efectiva de riesgos sociales. Este tema se desarrolla con más detalle en el Capítulo 5.

Cuarto, diseñar mecanismos de asignación de riesgos eficientes y equilibrados. Cada actor debe asumir aquellos riesgos que esté en capacidad de gestionar. Para reducir el riesgo percibido por los inversionistas, el Estado debe ofrecer, cuando sea necesario, instrumentos como garantías, seguros o fideicomisos, y promover contratos estandarizados que asignen riesgos de forma clara y predecible.

Asimismo, es importante explorar mecanismos de mitigación más amplios (*de-risking*), como esquemas de *blended finance* o fondos de cobertura. La claridad en la asignación de riesgos, la estandarización de contratos y el uso de instrumentos financieros adecuados son clave para reducir el costo del capital, aumentar la participación privada y acelerar el cierre financiero.

Abordar estas brechas de forma articulada y simultánea es esencial para transformar la transmisión eléctrica en un eje habilitante del crecimiento económico en la región. Las soluciones propuestas no solo buscan viabilizar proyectos, sino también crear condiciones estructurales para una mayor movilización de capital privado, resiliencia institucional y sostenibilidad a largo plazo.

Cuadro 4.2.

Relación entre brechas y soluciones para escalar el financiamiento.

| BRECHA / SOLUCIÓN | PLANIFICACIÓN PROACTIVA | REGULACIÓN CLARA Y PREDECIBLE | AGILIDAD EN EL LICENCIAMIENTO | ASIGNACIÓN EFICIENTE DE RIESGOS |
|--|-------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| Exposición a riesgos no gestionados | | ✓ | ✓ | ✓ |
| Falta de claridad en los flujos de recursos | | ✓ | | ✓ |
| Débil articulación entre planificación, regulación y ejecución | ✓ | ✓ | | |
| Licenciamiento lento y fragmentado | | | ✓ | |
| Ausencia de carteras bancables | ✓ | | | ✓ |
| Desconexión entre estructuración técnica y criterios financieros | ✓ | ✓ | | |
| Capacidad institucional limitada | ✓ | ✓ | ✓ | |
| Falta de mecanismos para financiar resiliencia | | ✓ | | ✓ |

Fuente: Elaboración propia.

4.3.

Instrumentos para escalar el financiamiento

Una vez identificadas las principales brechas y frentes de acción para escalar el financiamiento de la transmisión eléctrica, es clave examinar con mayor profundidad los instrumentos disponibles para movilizar capital. La naturaleza de estos proyectos – con horizontes largos, retornos indirectos y alta exposición regulatoria – exige soluciones financieras adaptadas. Esta sección presenta un conjunto de herramientas emergentes y consolidadas que pueden facilitar la participación del sector privado y reducir los costos del financiamiento, especialmente en contextos de alto riesgo.

El financiamiento de la transmisión eléctrica requiere instrumentos específicos que respondan a sus características particulares: largo plazo, retornos indirectos y alto riesgo regulatorio.

Las inversiones en transmisión tienen una larga vida útil, horizontes de recuperación prolongados, beneficios sistémicos difíciles de monetizar y una fuerte dependencia de decisiones regulatorias e institucionales. Esta combinación limita la participación privada y requiere estructuras financieras que alineen los incentivos públicos y privados y reduzcan las barreras a la inversión privada (IEA, 2021, 2023c).

Los bonos verdes y temáticos representan una herramienta emergente para canalizar capital hacia infraestructura de red, aunque su uso en transmisión aún es incipiente.

Estos instrumentos de deuda permiten a emisores públicos o privados financiar proyectos con beneficios ambientales. En ALC, empresas operando en países como Chile, Colombia y Brasil han emitido bonos etiquetados como sostenibles, algunos de los cuales incluyen componentes de transmisión (IRENA, 2024a). Sin embargo, la mayoría de los estándares de taxonomía y los marcos de reporte de bonos verdes y temáticos están orientados a generación renovable, lo cual reduce la elegibilidad de inversiones en red, a pesar de su papel habilitante para la integración de energías renovables y la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico.

Las garantías financieras son uno de los instrumentos más efectivos para escalar el financiamiento en contextos de alto riesgo. Son

mecanismos diseñados para cubrir parcialmente riesgos regulatorios, contractuales o políticos, mejorando así la calificación crediticia de los proyectos y facilitando su acceso al financiamiento. Garantías de primer o segundo nivel, como las ofrecidas por el BID, la Agencia Multilateral de Garantía de Inversiones (MIGA, por sus siglas en inglés), o agencias nacionales de fomento, permiten transferir parte del riesgo regulatorio, contractual o político. Las garantías parciales de riesgo (PRG) y de cumplimiento (PCG) son especialmente útiles para proyectos de transmisión que requieren financiamiento en moneda local con cobertura de riesgos exógenos (CIF, 2025).

El *blended finance* permite apalancar capital privado mediante la combinación de recursos concesionales y comerciales. Esta estructura financiera combina fondos públicos o concesionales con capital privado, absorbiendo los primeros niveles de pérdida o riesgo. Aumenta la bancabilidad y reduce el costo de financiamiento para proyectos complejos. Este instrumento ha sido utilizado por el BID, el Fondo Verde del Clima (GCF, por sus siglas en inglés), y otras entidades multilaterales para mejorar la viabilidad financiera de proyectos complejos o ubicados en contextos de alto riesgo percibido. En transmisión, puede aplicarse a la etapa de estudios o a componentes de resiliencia que no generan ingresos directos. El uso de mecanismos de absorción de primeras pérdidas (*first loss capital*) por parte del sector público ha sido identificado como una de las herramientas más eficaces para reducir la aversión al riesgo de los inversionistas institucionales y facilitar su entrada en mercados emergentes (DOC, 2021).

Los fondos climáticos y fondos regionales complementan el abanico de opciones financieras, especialmente en contextos con capacidades institucionales limitadas. Fondos como el GCF, Fondo de Inversión Climática (CIF, por sus siglas en inglés) o el Fondo Mundial para la Infraestructura (GIF, por sus siglas en inglés) brindan recursos clave para estructuración técnica y alineamiento con estándares de sostenibilidad (GIF et al., 2021). Además, y con base en experiencias en Asia, propuestas recientes apuntan a la creación de fondos regionales de mitigación de riesgos y emisiones de bonos verdes regionales como estrategias coordinadas para reducir barreras de entrada al capital privado y aumentar la visibilidad de proyectos en países con baja calificación crediticia (UN ESCAP et al., 2025).

Además de los instrumentos tradicionales, existen esquemas de remuneración que han mostrado resultados positivos en entornos de alto riesgo. Se trata de contratos financieros de disponibilidad (*availability payments*) y esquemas de ingreso mínimo garantizado (*cap-and-floor*), que aseguran ingresos mínimos a transmisores, independientemente del nivel de transferencia de energía en la infraestructura. Estos modelos permiten estructurar proyectos más robustos desde el punto de vista financiero, al reducir la exposición a riesgos de demanda, la incertidumbre sobre los flujos futuros y asignar los riesgos de forma más eficiente. Algunos esquemas, como los fideicomisos con orden de prelación, también permiten garantizar el flujo de pagos mediante estructuras institucionales estables (DOC, 2021).

4.4.

Planificación, regulación y financiamiento: Lecciones aprendidas de su articulación

Una expansión eficiente de la transmisión eléctrica requiere mucho más que voluntad política y recursos financieros: necesita una articulación coherente entre la planificación técnica, los marcos regulatorios y los mecanismos de financiamiento. Dicha articulación es esencial para transformar necesidades identificadas en los planes de expansión en proyectos ejecutables, bancables y atractivos para el capital público y privado (IRENA, 2024a). Sin dicha articulación, incluso los instrumentos financieros más sofisticados pierden efectividad. Por ello, es clave diseñar marcos que permitan una traducción fluida de los planes en procesos regulatorios y financieros compatibles con los requerimientos del mercado.

La planificación debe producir señales claras y vinculantes que guíen decisiones de inversión. Para que un plan de expansión de la transmisión sea operativo, no basta con identificar cuellos de botella o zonas prioritarias con potencial renovable; se requiere que los proyectos definidos cuenten con cronogramas realistas, criterios de priorización pública y marcos de seguimiento institucional. En países donde las

agencias planificadoras actúan de forma independiente y cuentan con respaldo técnico (como EPE en Brasil o UPME en Colombia), los planes sirven de insumo directo para licitaciones y asignación de recursos, facilitando el financiamiento. Esto brinda visibilidad anticipada a los inversionistas sobre los proyectos prioritarios, sus plazos y sus riesgos, elemento central para su estructuración financiera. A nivel internacional, el caso del Reino Unido es ilustrativo: la planificación se apoya en el *Electricity Ten Year Statement* (ETYS) y el *Network Options Assessment* (NOA), que permiten definir intervenciones prioritarias en red de forma multicriterio (NESO, 2024).

La regulación debe traducir la planificación en mecanismos ejecutables, predecibles y bancables. Esto incluye la definición de esquemas tarifarios, criterios de remuneración, garantías de repago, mecanismos de licitación y condiciones contractuales. Cuando los marcos regulatorios reconocen explícitamente los costos de inversión, la necesidad de redundancia o los beneficios sistémicos (como resiliencia o flexibilidad), el diseño financiero del proyecto se fortalece. Modelos como el Ingreso Anual Permitido (RAP) en Brasil o los esquemas fiduciarios en Colombia han demostrado esta funcionalidad. En India, el marco de licitaciones basado en tarifas regulado por CERC, junto con contratos tipo y mecanismos de reparto de riesgos, ha logrado atraer capital institucional con costos competitivos (ITP, 2021).

Asimismo, los marcos regulatorios deben evolucionar para incorporar criterios de resiliencia climática y sostenibilidad ambiental, reconociendo explícitamente estos atributos en los mecanismos de remuneración o evaluación. Incluir redundancia, flexibilidad operativa o robustez frente a eventos extremos no solo mejora la seguridad del sistema, sino que puede ser costo-efectivo desde una perspectiva sistémica si se valoran adecuadamente sus beneficios.

La banca de desarrollo y los inversionistas privados dependen de esta coherencia institucional para evaluar el riesgo y determinar su participación. Instrumentos como bonos verdes, *blended finance* o garantías requieren de estructuras contractuales claras, procesos de adjudicación transparentes y visibilidad sobre la sostenibilidad de los flujos de repago. Estos instrumentos contribuyen a mitigar riesgos de ingreso, cambiarios o de ejecución que de otro modo serían inasumibles por el sector privado.

Si la planificación no está alineada con la regulación, los proyectos quedan estancados sin alcanzar viabilidad financiera. Ejemplos como Indonesia, donde la colaboración entre el gobierno, el Banco Asiático de Inversión en Infraestructura (AIIB) y el Banco Asiático de Desarrollo (ADB) permitió estructurar contratos tipo desde la planificación para financiar infraestructura de red asociada a renovables, muestran la efectividad de este enfoque (GIF et al., 2021).

La ausencia de articulación institucional retrasa decisiones críticas y fragmenta las inversiones. En varios países de la región, los desfases entre las actualizaciones de los planes de expansión, los marcos tarifarios vigentes y las reglas de licitación impiden avanzar de forma fluida. Esto conduce a cancelaciones, reprogramaciones o desarrollos ad-hoc que elevan los costos y reducen el impacto sistémico de las obras ejecutadas.

Además, estos desfases afectan la credibilidad institucional, lo que agrava la percepción de riesgo y debilita la señal al mercado. En contraste, el caso de Sudáfrica muestra cómo la coordinación entre el Ministerio de Energía, NERSA (regulador) y el IPP Office permitió estructurar subastas con reglas claras, contratos robustos y financiamiento asegurado bajo el programa REIPPPP (GBM, 2014).

Una articulación eficaz requiere coordinación multisectorial, instancias técnicas permanentes y esquemas de gobernanza claros. Esto puede lograrse mediante la institucionalización de comités interinstitucionales, acuerdos de colaboración entre reguladores y planificadores, y la publicación de “mapas de inversión” u hojas de ruta que sirvan como referencia para todos los actores.

Estos mecanismos también deben considerar la participación temprana de financiadores, así como facilitar la estandarización contractual y el diseño de garantías regionales (UN ESCAP et al., 2025). La articulación institucional también debe permitir incorporar criterios de resiliencia climática y sostenibilidad ambiental, mediante esquemas de remuneración que reconozcan estos atributos como parte del valor sistémico del proyecto.

La experiencia reciente en ALC muestra que es posible movilizar recursos para la transmisión eléctrica cuando se logra una articulación efectiva entre planificación, regulación y financiamiento. Diversos países de la región han implementado reformas institucionales, mecanismos contractuales y estrategias de inversión que han permitido

avanzar en la ejecución de proyectos estratégicos, atraer capital privado o escalar el financiamiento multilateral. A continuación, se sintetizan algunos casos ilustrativos y condiciones habilitantes para su replicabilidad.

Brasil constituye el ejemplo más consolidado de articulación entre planeación, regulación y financiamiento. El modelo institucional liderado por EPE, ANEEL y el BNDES permite traducir los planes de expansión en subastas públicas con ingreso anual permitido (RAP), contratos de largo plazo, y acceso a financiación estructurada. El BNDES actúa no solo como financiador, sino como catalizador de inversión, ofreciendo líneas de crédito y movilizándolo capital institucional. Estas condiciones han permitido atraer agentes internacionales, disminuir el costo del capital y expandir la red de forma consistente. El sistema ha evolucionado hacia mecanismos más competitivos y flexibles, con fuerte componente de estandarización contractual.

Colombia ha desarrollado un modelo que combina planeación prospectiva, licitaciones competitivas y garantías fiduciarias. La UPME elabora el plan de expansión, la CREG define los marcos regulatorios y la financiación se canaliza a través de fideicomisos con prelación de pagos. Esta arquitectura ha permitido reducir el riesgo percibido, aumentar la participación de oferentes y vincular inversiones con prioridades del sistema. No obstante, la fragmentación institucional y los plazos regulatorios aún presentan desafíos para su escalamiento.

Chile y Perú han implementado mecanismos competitivos que permiten escalar inversiones con control público. En Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y la industria proponen obras necesarias para el sistema a la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien elabora una propuesta anual de expansión de la transmisión. Con la propuesta definitiva, el Ministerio de Energía publica el Decreto de Expansión de la Transmisión que contiene las obras nuevas que el CEN debe licitar mediante procesos abiertos y competitivos. En Perú, las líneas de transmisión son adjudicadas mediante APP reguladas por ProInversión, con contratos de concesión y remuneración regulada. Ambos modelos han atraído operadores especializados, aunque enfrentan desafíos en trámites administrativos, aceptación social y ejecución oportuna.

El caso centroamericano evidencia el rol catalítico del financiamiento multilateral en proyectos regionales. Aunque con un objetivo de integración centroamericana, el desarrollo de SIEPAC contó con el

respaldo del BID y el BCIE, y permitió crear no solo infraestructura de interconexión, sino también una arquitectura institucional regional compuesta por tres entidades clave: el Ente Operador Regional (EOR), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y la Empresa Propietaria de la Red (EPR). Esta última se consolidó como un vehículo corporativo con capacidad para recibir financiamiento, operar activos y ejecutar inversiones transfronterizas. Estructuras análogas podrían ser una oportunidad innovadora en otros países o regiones.

Si bien SIEPAC ha sido un caso pionero de integración eléctrica en ALC, el mismo presenta oportunidades de mejora: la armonización regulatoria es aún escasa, prevalecen limitaciones operativas en el despacho regional, y existen aún incentivos asimétricos entre países. Este caso muestra que la infraestructura física, si no está acompañada de gobernanza común y marcos operativos robustos, resulta insuficiente para consolidar mercados eléctricos regionales.

4.5. Condiciones habilitantes y recomendaciones para escalar el financiamiento de la transmisión

Reducir la brecha de financiamiento en la transmisión eléctrica de LAC requiere acciones complementarias en materia institucional, contractual y financiera. Si bien en la región se han desarrollado instrumentos sofisticados y se ha avanzado en algunos esquemas regulatorios, persisten limitaciones sistémicas que restringen la capacidad de absorción de recursos disponibles y frenan la participación de capital privado. Las recomendaciones siguientes abordan estos retos desde una perspectiva habilitante y proactiva, y recogen las lecciones derivadas de los casos analizados en la sección anterior.

Fortalecer las capacidades de preparación de proyectos en agencias técnicas y unidades ejecutoras y facilitar el uso de financiamiento climático, concesional o privado especializado. La calidad de la

estructuración técnica, legal, ambiental y financiera condiciona la elegibilidad de los proyectos ante financiadores públicos y privados. Se propone establecer unidades permanentes de preparación de proyectos dentro de ministerios o agencias como EPE, UPME o ETESA, con apoyo técnico continuo y financiamiento para estudios de pre-inversión. Adicionalmente, deberían promoverse plataformas regionales de preparación de proyectos para estandarizar procesos y reducir costos de transacción (UN ESCAP et al., 2025).

Establecer carteras de proyectos priorizados y visibilizados. La movilización de financiamiento requiere predictibilidad, y ello solo es posible si los financiadores conocen de antemano la cartera de proyectos en preparación, su cronograma, presupuesto y necesidades de financiamiento. Se sugiere institucionalizar la publicación periódica de mapas de inversión o portafolios priorizados, articulados entre los ministerios de energía, finanzas y planificación, incluyendo aspectos regulatorios, de permisos, y fiscales. Estas herramientas facilitan el análisis de riesgo ex-ante y permiten a los financiadores adaptar instrumentos como *blended finance*, garantías o bonos temáticos. Esta visibilidad también permite la participación temprana de inversionistas institucionales en el diseño de instrumentos financieros a medida.

Alinear los proyectos de transmisión con taxonomías climáticas nacionales o internacionales. La adopción de taxonomías climáticas permite clasificar las inversiones según su contribución a objetivos ambientales, facilitando su elegibilidad para bonos verdes, financiamiento climático y mecanismos de reporte ESG. Se recomienda que los ministerios de energía, reguladores y entidades ejecutoras incorporen estos marcos en la priorización de proyectos, especialmente aquellos que fortalecen la resiliencia del sistema, integran fuentes renovables o reducen pérdidas. La alineación con estas taxonomías también mejora la transparencia frente a inversionistas institucionales y apoya la convergencia hacia estándares internacionales de sostenibilidad.

Diseñar mecanismos contractuales que aseguren ingresos estables y asignación eficiente de riesgos. En contextos con baja demanda o alta percepción de riesgo, se recomienda el uso de contratos de disponibilidad, esquemas *cap-and-floor* o contratos con tarifas reguladas de largo plazo. Estas estructuras reducen la exposición al riesgo de demanda y permiten desvincular la remuneración del nivel efectivo de uso del activo. Tal como se observa en India, Brasil o Perú, estos contratos

han sido fundamentales para atraer operadores especializados y fondos de inversión en infraestructura. Estos contratos deben ser fácilmente evaluables por financiadores, idealmente con modelos financieros estandarizados y comparables entre países.

Reforzar el rol de los transmisores públicos y mixtos como vehículos de inversión estructurada. En varios países, los operadores de red pueden funcionar como *off-takers*, promotores o socios en SPV de infraestructura, aprovechando su posición institucional para reducir el riesgo percibido. Se recomienda impulsar esquemas fiduciarios o asociaciones público-privadas (APP) en los que los transmisores públicos actúen como anclas institucionales en fases tempranas del proyecto, facilitando la transición a financiamiento privado una vez mitigados los riesgos iniciales. Este enfoque es particularmente útil en países con alta percepción de riesgo o donde el mercado de capitales no está suficientemente desarrollado.

Establecer mecanismos de coordinación financiera e institucional en torno a la transmisión. La falta de articulación entre ministerios sectoriales, organismos financieros y reguladores ha limitado la consolidación de estrategias de financiamiento integrales. Se propone conformar mesas técnicas de inversión en transmisión, con participación de los ministerios de energía, finanzas, entidades reguladoras y bancos de desarrollo. Estas instancias permitirían definir prioridades, revisar riesgos regulatorios, adaptar condiciones de mercado a las necesidades de cada país y facilitar la integración de instrumentos financieros innovadores en las políticas de expansión de red. Estas instancias también pueden facilitar la integración entre prioridades energéticas y metas climáticas nacionales.

Incorporar los objetivos de resiliencia y seguridad energética en la evaluación de proyectos y asignación de recursos. Muchos de los beneficios de la transmisión, como la redundancia, la integración regional o la flexibilidad operativa, no se capturan en los modelos tradicionales de rentabilidad financiera. Incluir estos atributos en los criterios de priorización permite justificar mecanismos de financiamiento concesional, esquemas de garantía o apoyo público diferenciado y facilitar el acceso a fondos climáticos internacionales, que priorizan atributos de resiliencia y beneficio sistémico.

Seis condiciones habilitantes emergen de las experiencias exitosas y se proponen como principios orientadores para la región: (1)

Establecimiento de marcos regulatorios predecibles y metodologías claras de remuneración; (2) Coordinación efectiva entre planificación, regulación y financiamiento; (3) Participación temprana de la banca de desarrollo y provisión de garantías; (4) Diseño de contratos estandarizados con asignación eficiente de riesgos; (5) Capacidad institucional para estructurar y priorizar carteras bancables; (6) Alineación con taxonomías climáticas y marcos de financiamiento sostenible, para garantizar elegibilidad ante instrumentos verdes y atraer capital con criterios ambientales, sociales y de gobernanza (ESG).



5

ACELERANDO LOS PROCESOS DE CONSTRUCCIÓN

DESBLOQUEANDO LA RED:
Cómo garantizar energía confiable y
sostenible en América Latina y el Caribe

ACELERANDO LOS PROCESOS DE CONSTRUCCIÓN

Este capítulo aborda los retos para acelerar la ejecución de proyectos de transmisión, desde los cuellos de botella en el licenciamiento ambiental y social hasta las limitaciones logísticas, de adquisición y de capacidad institucional. Se plantean soluciones para modernizar los procesos de evaluación, fortalecer las capacidades técnicas de autoridades y consultores, y mejorar la coordinación interinstitucional. Asimismo, se discute la necesidad de integrar la planificación logística y de cadena de suministro como un componente técnico central en la viabilidad de los proyectos. De las recomendaciones que se describen en detalle en la sección 5.7, resaltan las siguientes:

- **Reformar la normativa ambiental y simplificar los procedimientos de evaluación**, con listas taxativas, términos de referencia sectoriales, plazos obligatorios y ventanillas únicas digitales que agilicen el licenciamiento sin reducir sus exigencias de fondo.
- **Profesionalizar y fortalecer capacidades técnicas en autoridades y consultores**, con registros obligatorios, formación continua y equipos multidisciplinarios que mejoren la calidad y confianza en los dictámenes.
- **Impulsar la coordinación interinstitucional clara y eficiente**, mediante protocolos, plataformas digitales compartidas y facultades normadas que reduzcan la fragmentación del proceso.
- **Optimizar adquisiciones y contratación de insumos críticos**, con pliegos tipo, estándares de desempeño, contratos marco y articulación con compras públicas y multilaterales para mayor transparencia y agilidad.
- **Integrar logística y cadena de suministro en la planificación de proyectos**, incluyendo diagnósticos tempranos, coordinación con actores locales y desarrollo de capacidades regionales de manufactura e instalación.

5.1.

De planes a obras: el proceso de licenciamiento y conexión

El proceso de licenciamiento y conexión constituye el principal punto de inflexión entre la planificación y la ejecución de los proyectos de transmisión. Es en este punto donde los proyectos priorizados en los planes de expansión de la transmisión se enfrentan a los requerimientos técnicos, normativos, institucionales, sociales y territoriales para convertirse en obras ejecutables. En esta etapa se concentran los principales retrasos del proceso, originados por procedimientos complejos, lentos y muchas veces poco coordinados (Ramos et al., 2025; Sauma et al., 2025; Zegarra, 2025).

En particular, los procesos de tramitación de permisos ambientales y sociales, las gestiones para obtener puntos de interconexión y servidumbres, así como las limitaciones logísticas y de suministro de componentes clave, generan demoras que comprometen la viabilidad de muchos proyectos (IEA, 2025a). El tiempo promedio para construir una línea de transmisión en ALC supera los siete años, y en algunos países puede superar los diez años (Ramos et al., 2025; Zegarra, 2025). Esto implica que los proyectos planificados hoy podrían no estar operativos antes de 2030, con graves implicaciones para la confiabilidad del suministro, la resiliencia sistémica del sistema eléctrico de potencia y la seguridad energética de la región.

El proceso de conexión incluye etapas como la solicitud formal, la realización de estudios técnicos, la validación del punto de conexión y la firma de acuerdos. Estas etapas, generalmente secuenciales, involucran al operador del sistema, al regulador y desarrollador del proyecto, y están sujetas a criterios técnicos y administrativos que en ocasiones carecen de definición clara o de aplicación consistente (Ramos et al., 2025). La ausencia de sistemas de gestión digital, de reglas para organizar las solicitudes y de criterios de priorización genera congestión, demoras y percepciones de discrecionalidad.

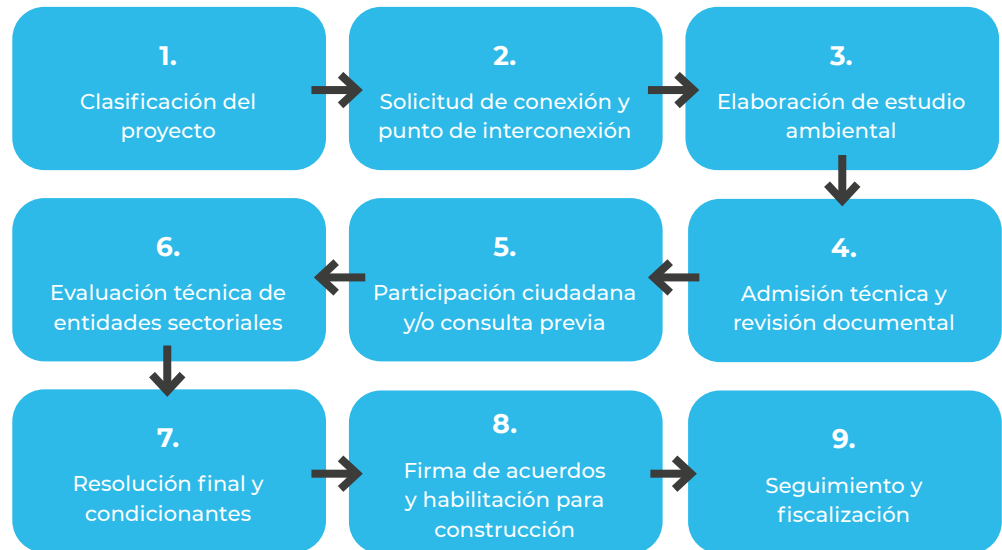
En paralelo, los proyectos deben cumplir con el proceso de licenciamiento ambiental y social, que representa uno de los

principales cuellos de botella para la ejecución de proyectos de

infraestructura. A pesar de las diferencias nacionales, existe un patrón común de pasos que suele incluir la clasificación ambiental del proyecto, la elaboración del estudio ambiental, la revisión por parte de la autoridad, los mecanismos de participación y la emisión de la resolución (Ramos et al., 2025; Sauma et al., 2025; Zegarra, 2025). La Figura 5.1 resume de forma genérica las etapas típicas del proceso de conexión y licenciamiento en la región. Este proceso, cuando no está articulado con la etapa de conexión, genera duplicaciones, retrasos y conflictos de programación.

Figura 5.1.

Proceso típico de licenciamiento ambiental en proyectos de transmisión y ejecución (versión sintética regional).



Fuente: Elaboración propia con base en (Zegarra, 2025).

Acelerar los procesos de conexión y licenciamiento es un requisito estructural para transformar la planificación en infraestructura operativa y resiliente.

No se trata de añadir nuevas exigencias, sino de reorganizar lo existente de forma más coherente y funcional. La articulación de plazos, la interoperabilidad entre entidades, la digitalización de procedimientos y la diferenciación por tipo de proyecto son medidas que permiten reducir tiempos sin sacrificar el rigor técnico ni ambiental. Comprender estos procesos no es una cuestión meramente técnica: es una condición para asegurar que las inversiones comprometidas se traduzcan en resultados tangibles dentro de plazos realistas.

La experiencia internacional demuestra que esta transformación es posible. En regiones como la Unión Europea, Estados Unidos e India se han implementado reformas institucionales, mecanismos de “*silencio administrativo positivo*”, plataformas digitales, ventanillas únicas y planificación anticipada, logrando acortar significativamente los plazos de conexión y construcción (Ramos et al., 2025). Chile ha dado pasos importantes con la reciente aprobación de la **Ley de Reforma a los Permisos Sectoriales**, que establece ventanillas únicas, interoperabilidad normativa, y nuevos plazos vinculantes para proyectos estratégicos, acompañados por una Plataforma de Permisos Sectoriales que permite trazabilidad digital en tiempo real (Ministerio de Economía Fomento y Turismo - Gobierno de Chile, 2024). Esta iniciativa constituye una referencia relevante para otros países de la región.

Este capítulo profundiza en los procesos que permiten convertir planes en infraestructura construida. Como se señaló en el Capítulo 2, el desfase entre planificación y ejecución representa uno de los desafíos estructurales del sistema eléctrico en la región. Allí se diagnosticaron las limitaciones institucionales y procedimentales que dificultan pasar del diseño al despliegue. En este capítulo se examinan con mayor profundidad las causas específicas y los cuellos de botella en las fases de conexión, licenciamiento, construcción, logística y fuerza laboral, así como los avances regulatorios y experiencias exitosas que ofrecen rutas concretas para acelerar la ejecución.

5.2. Impacto ambiental y social de los proyectos de transmisión

Las líneas de transmisión generan una huella territorial extendida que conlleva múltiples impactos ambientales y sociales. Aunque no ocupan grandes superficies, su trazado lineal atraviesa ecosistemas, comunidades rurales, territorios indígenas y zonas de valor ambiental o cultural (ver Cuadro 5.1). Estos impactos incluyen la potencial fragmentación de hábitats, perturbaciones visuales y sonoras, afectación de suelos y

cuerpos de agua, y conflictos por el uso del territorio (CATF, 2024b, 2024a; Zegarra, 2025). La sensibilidad de estos efectos depende del contexto específico del trazado y de su cercanía a zonas protegidas o poblaciones tradicionalmente excluidas.

Cuadro 5.1.

Matriz de impactos comunes y medidas de mitigación.

| IMPACTO IDENTIFICADO | MEDIDAS DE MITIGACIÓN TÍPICAS |
|---|--|
| Fragmentación de hábitats | Rediseño del trazado, pasos de fauna, revegetación |
| Interferencia visual | Pantallas vegetales, integración paisajística |
| Ruido y polvo en construcción | Barreras acústicas, horarios restringidos, riego de vías |
| Afectación a suelos agrícolas o comunales | Compensaciones económicas, acuerdos comunitarios |
| Riesgo de conflicto comunitario | Consulta temprana, mecanismos de beneficio compartido |

Fuente: Elaboración propia.

Gestionar los impactos requiere integrar el componente ambiental desde la etapa de planificación del proyecto. Un trazado que no considera variables territoriales desde el inicio tiende a enfrentarse a conflictos durante la evaluación ambiental o en las fases de construcción (CATF, 2024a; IEA, 2025a). La ausencia de estudios comparativos de franjas o rutas alternativas ha sido causa recurrente de rechazos, reformulaciones o judicialización. En contraste, experiencias como la del proyecto Nueva Línea 2x500 kV Charrúa – Ancoa en Chile incorporaron análisis de alternativas y estudios de aceptación social desde etapas tempranas, reduciendo significativamente el riesgo de oposición comunitaria y demoras en la obtención de permisos (Zegarra, 2025).

Los impactos ambientales comunes deben ser abordados con medidas de mitigación específicas y proporcionales. Por ejemplo, la fragmentación de hábitats en zonas de biodiversidad puede mitigarse mediante el rediseño del trazado para evitar áreas críticas o la implementación de pasos de fauna y revegetación controlada, tal como

se ha implementado en proyectos en Colombia y Perú (Zegarra, 2025). El ruido y polvo durante la construcción requieren planificación de horarios, uso de maquinaria menos intrusiva y medidas de control de emisiones (CATF, 2024b). La interferencia visual puede minimizarse mediante diseño paisajístico, pantallas vegetales y tecnologías con menor presencia visual. La afectación de suelos agrícolas o territorios comunales debe abordarse mediante compensaciones acordadas, consultas previas y redefinición de trayectorias en la medida de lo posible (CATF, 2024b; Zegarra, 2025).

La inclusión temprana de comunidades y actores territoriales en la planificación mejora sustantivamente la aceptación social en las fases de implementación. La experiencia demuestra que los conflictos sociales no se resuelven únicamente con medidas técnicas, sino mediante procesos de legitimación, diálogo continuo y esquemas de beneficio compartido (Zegarra, 2025). La percepción de exclusión, inequidad o falta de consulta puede escalar rápidamente hacia la oposición activa o la judicialización del proyecto (CATF, 2024b). En cambio, cuando los actores locales participan desde el diseño inicial, no solo es posible anticipar y gestionar conflictos latentes, sino también co-crear soluciones adaptadas al contexto, fortaleciendo la legitimidad territorial.

Esta perspectiva reconoce que los aspectos sociales y ambientales no deben tratarse como fases posteriores o independientes del diseño técnico, sino como componentes integrados que fortalecen la factibilidad del proyecto desde su concepción (Sauma et al., 2025). Esto requiere mecanismos formales y anticipados de participación, acuerdos vinculantes sobre beneficios compartidos (como infraestructura, empleo o compensaciones colectivas) y una presencia institucional sostenida durante todo el ciclo de vida del proyecto.

Tratar el componente ambiental y social como un proceso paralelo y no como una fase posterior mejora la viabilidad del proyecto.

Incorporar criterios ambientales y sociales desde la planificación evita zonas sensibles, reduce la conflictividad, facilita la obtención de licencias y promueve diseños más sostenibles y aceptables (Ramos et al., 2025; Zegarra, 2025). Esta aproximación integrada no retrasa el desarrollo de la infraestructura; por el contrario, permite acelerar su ejecución al reducir los riesgos institucionales y sociales asociados al proyecto.

5.3.

Licenciamiento ambiental y social: desafíos y reformas necesarias

El licenciamiento ambiental representa una fase crítica para la ejecución de proyectos de transmisión, donde convergen exigencias técnicas, normativas, sociales y territoriales. Su duración y complejidad afectan directamente los cronogramas, generan incertidumbre y elevan los costos del proyecto. Como se mencionó en el Capítulo 2, la obtención de una licencia ambiental para proyectos de transmisión puede demorar entre 18 y 36 meses, pese a que la legislación establece plazos mucho menores (Zegarra, 2025). Las causas de estos retrasos son múltiples: falta de articulación entre entidades opinantes y concedentes, ausencia de plazos vinculantes en fases clave, solicitudes de información reiterativas, y escasa digitalización de los expedientes. A pesar de su importancia, los procedimientos actuales en la región continúan siendo largos, fragmentados y poco adaptados a las particularidades de la transmisión.

Un obstáculo estructural es la falta de procedimientos diferenciados y marcos normativos específicos para líneas de transmisión. Si bien algunos países han elaborado manuales para el diseño, evaluación y compensación de impactos ambientales en líneas de transmisión, su adopción es voluntaria o no vinculante, y su aplicación queda sujeta en ocasiones a la discrecionalidad del evaluador (Zegarra, 2025). La falta de criterios homogéneos genera ineficiencias tanto para los titulares como para las autoridades competentes. Asimismo, los procedimientos deberían considerar la distinta complejidad de las obras de transmisión, ya que la envergadura de los proyectos y la intervención de múltiples territorios plantean desafíos muy diferentes entre sí. Por ejemplo, en Perú y Colombia se han promovido guías técnicas para valoración económica de impactos, jerarquización de medidas de mitigación y metodologías de compensación, pero su uso efectivo es aún limitado.

La tramitación dispersa de permisos ambientales y sectoriales agudiza los retrasos. Los proyectos deben cumplir requisitos ante distintas agencias – medioambiente, uso de suelo, patrimonio, transporte, servidumbres – sin una instancia centralizadora que organice plazos ni resuelva contradicciones normativas (Zegarra, 2025). Esta dispersión,

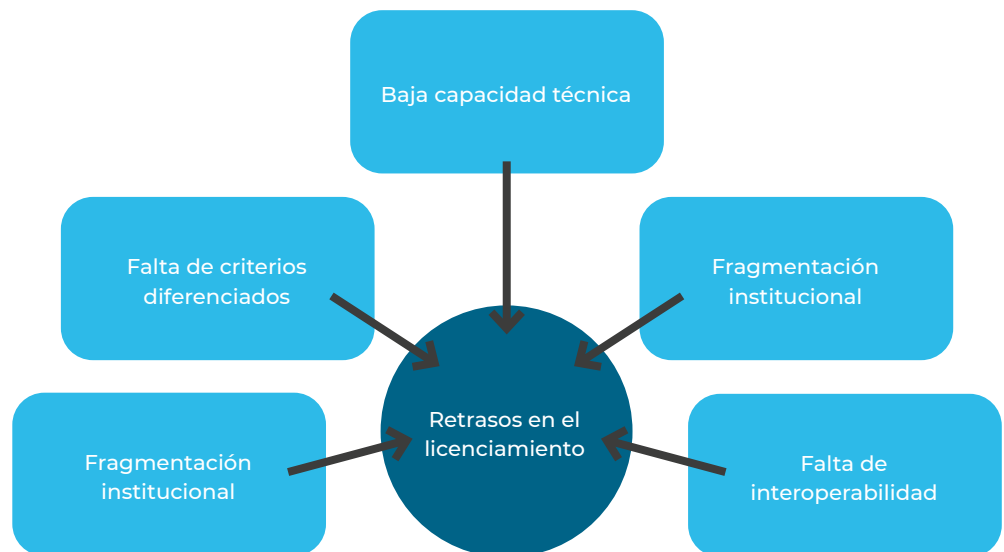
sumada a la falta de interoperabilidad entre plataformas y a la rotación de los equipos técnicos (Ramos et al., 2025), deriva en secuencias de evaluación ineficientes y riesgos de judicialización.

Estos cuellos de botella no actúan de forma aislada, sino que se refuerzan entre sí, generando un ciclo de retrasos estructurales.

Como se muestra en la Figura 5.2, existe una interacción directa entre fragmentación institucional, falta de criterios diferenciados, baja capacidad técnica y ausencia de interoperabilidad. Estos factores se retroalimentan, agravando los desafíos y reduciendo la eficiencia del sistema de licenciamiento. Para ilustrar el desfase entre los tiempos teóricamente estipulados y los tiempos observados en la práctica, el Cuadro 5.2 presenta una comparación entre los plazos óptimos y los tiempos reales para cada fase del proceso de licenciamiento ambiental en proyectos de transmisión eléctrica en la región. Este diagnóstico – basado en datos sistematizados en (Zegarra, 2025) – permite identificar con precisión los puntos críticos del proceso y sustentar las recomendaciones de reforma.

Figura 5.2.

Interacción entre los principales cuellos de botella del licenciamiento ambiental en proyectos de transmisión.



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5.2.

Comparación entre tiempos óptimos y tiempos observados en el proceso de licenciamiento ambiental para proyectos de transmisión eléctrica.

| FASE DEL PROCESO | TIEMPO ÓPTIMO (DÍAS) | TIEMPO OBSERVADO (DÍAS) | PRINCIPALES CAUSAS DE RETRASO |
|---|----------------------|-------------------------|--|
| Aprobación de Términos de Referencia (TdR) | 15–30 | 90–120 | Ausencia de formatos específicos, falta de personal técnico, revisión iterativa por ambigüedad |
| Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) | 90–120 | 180–300 | Capacidad limitada de consultores, baja calidad técnica, falta de guías sectoriales |
| Etapa de Admisibilidad | 10–20 | 45–60 | Expedientes incompletos, criterios de revisión poco claros, falta de tramitación digital |
| Revisión técnica por la autoridad | 90 | 180–270 | Falta de equipos multidisciplinarios, alta rotación de personal, discrecionalidad evaluadora |
| Pronunciamientos de entidades opinantes | 20–30 | 90–180 | Falta de plazos vinculantes, superposición de competencias, ausencia de interoperabilidad |
| Participación ciudadana | 30–45 | 60–120 | Procesos no adaptados cultural ni lingüísticamente, conflictos por expectativas no gestionadas |
| Emisión de Resolución de Calificación Ambiental (RCA) | 15–30 | 60–90 | Acumulación de observaciones previas, procesos secuenciales, debilidad en cierre procedimental |

Fuente: Elaboración propia con base en (Zegarra, 2025).

Superar estas limitaciones requiere una reforma integral en cuatro frentes complementarios. En el ámbito **normativo**, es fundamental establecer criterios claros de clasificación anticipada, procedimientos proporcionales según complejidad, y términos de referencia adaptados a proyectos lineales. A nivel **institucional**, se requiere consolidar equipos técnicos especializados, con estabilidad y formación continua. Desde una perspectiva de **procedimiento**, se deben activar ventanillas únicas con trazabilidad digital, interoperabilidad entre plataformas y plazos vinculantes. Desde el plano **tecnológico**, debe promoverse el uso de inteligencia ambiental, mapeo territorial y plataformas interoperables para agilizar la toma de decisiones (Zegarra, 2025).

Los aprendizajes acumulados permiten sintetizar recomendaciones clave, respaldadas por experiencias concretas de países de la región. Por ejemplo, la implementación de listas taxativas en algunos países ha permitido mejorar la predictibilidad de los procedimientos y reducir disputas sobre requisitos discrecionales. En Chile, el sistema digital SUPER permite unificar criterios, reducir pasos y monitorear en línea el avance de los permisos, aumentando la trazabilidad y confianza del proceso (Ministerio de Economía Fomento y Turismo - Gobierno de Chile, 2025). Otro ejemplo relevante es el uso de guías específicas para líneas de transmisión en Colombia y Perú, que permite estandarizar los términos de referencia y disminuir la discrecionalidad técnica (Ramos et al., 2025; Zegarra, 2025). En estos países, las autoridades han promovido mecanismos de formación conjunta entre evaluadores y consultores, fortaleciendo la capacidad institucional y reduciendo errores en la presentación y revisión de expedientes.

También se han documentado buenas prácticas en plataformas interoperables, como las iniciativas de ventanilla única implementadas en República Dominicana o los módulos de evaluación rápida en SENACE (Perú), que priorizan proyectos estratégicos y reducen demoras mediante una gestión ágil, sin perder rigurosidad técnica ni ambiental (Zegarra, 2025). Estas herramientas tecnológicas, cuando están acompañadas de criterios claros y capacidades humanas adecuadas, permiten acortar plazos de forma significativa, manteniendo altos estándares de calidad.

Además de reformas estructurales, se requieren mejoras inmediatas que no dependen de cambios legislativos. Entre ellas destacan: el desarrollo de matrices simplificadas para líneas de transmisión, la publicación de guías de referencia validadas por las autoridades

ambientales, el fortalecimiento de mecanismos de formación conjunta entre reguladores y consultores, y la creación de módulos de evaluación prioritaria para proyectos que forman parte de planes de expansión oficiales (CATF, 2024b; Zegarra, 2025). El licenciamiento no debe percibirse como un obstáculo, sino como una etapa crítica de validación social, técnica y territorial. Reformar el sistema no implica flexibilizar estándares, sino establecer reglas claras, coherentes y ejecutables, que permitan acelerar la transición hacia sistemas eléctricos más robustos, seguros y resilientes.

Los procesos de reforma más efectivos han sido aquellos que combinan cambios normativos con mejoras procedimentales e inversiones en tecnología, evitando enfoques fragmentados. Las reformas exitosas no implican menos exigencias, sino mayor claridad, mejor articulación y eficiencia institucional al servicio del despliegue de infraestructura crítica. Transformar el licenciamiento ambiental requiere visión, capacidades y herramientas (CATF, 2024b). Una institucionalidad ambiental fortalecida, articulada con los planes de expansión energética, es un habilitador indispensable para ejecutar los proyectos estratégicos que la región necesita.

5.4. Consulta y participación ciudadana: legitimidad territorial y gestión anticipada

Los procesos de consulta y participación ciudadana son determinantes para la viabilidad social de los proyectos de transmisión eléctrica. En ALC, el despliegue de esta infraestructura frecuentemente atraviesa territorios con alta sensibilidad social y cultural, incluyendo comunidades indígenas, zonas rurales densamente habitadas y áreas con conflictos latentes sobre el uso del suelo. En este contexto, la falta de una estrategia robusta de participación puede traducirse en oposición activa, judicialización, bloqueos territoriales y pérdida de legitimidad institucional (BID, 2015; IEA, 2025a; Zegarra, 2025).

La participación efectiva debe ir más allá del cumplimiento formal.

Muchos marcos normativos en la región contemplan mecanismos de consulta pública, audiencias o procesos de información. Sin embargo, su implementación suele estar centrada en el cumplimiento de requisitos mínimos. Además, la participación pública muchas veces ocurre de forma tardía y se centra en la comunicación de avances o decisiones, en lugar de fomentar espacios de diálogo, adaptación del proyecto y construcción de acuerdos (Zegarra, 2025). La participación se activa, en la mayoría de los casos, una vez iniciado el proceso de evaluación ambiental, cuando ya se han tomado decisiones clave sobre el trazado o la tecnología, lo que limita la posibilidad de la ciudadanía de influir en el diseño.

La consulta previa con pueblos indígenas, cuando corresponda, constituye una obligación legal y una oportunidad de legitimación.

Los estándares internacionales (como el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo) y fallos judiciales en la región han reforzado la necesidad de que estos procesos sean previos, libres, informados y culturalmente adecuados (Zegarra, 2025). Sin embargo, su aplicación práctica ha sido irregular. En algunos casos se convierte en una instancia altamente judicializada y politizada; en otros, en una herramienta de negociación efectiva cuando se implementa con acompañamiento técnico, facilitadores interculturales y marcos de beneficio compartido.

La evidencia muestra que los proyectos que anticipan la participación comunitaria desde la etapa de planificación logran mayor aceptación y menos retrasos.

Experiencias como la planificación territorial con comunidades en Chile, el establecimiento de oficinas de enlace comunitario en Colombia o la creación de comités de vigilancia en Perú han permitido identificar riesgos sociales antes de que se manifiesten en oposición activa. Estas prácticas no sólo reducen conflictos, sino que mejoran el diseño del proyecto, facilitan la tramitación de licencias y refuerzan la sostenibilidad a largo plazo (CATF, 2024b; Zegarra, 2025).

Diseñar una estrategia de participación efectiva requiere combinar mecanismos formales e informales.

Entre las herramientas destacadas se encuentran: diagnósticos de percepción social, mapas de actores, mecanismos de queja y reparación, acuerdos de beneficio compartido (infraestructura comunitaria, empleo local, electrificación rural), acompañamiento territorial durante la construcción y operación, y sistemas de monitoreo social participativo. En este sentido, resulta clave el trabajo articulado entre Estado e inversionistas para viabilizar las

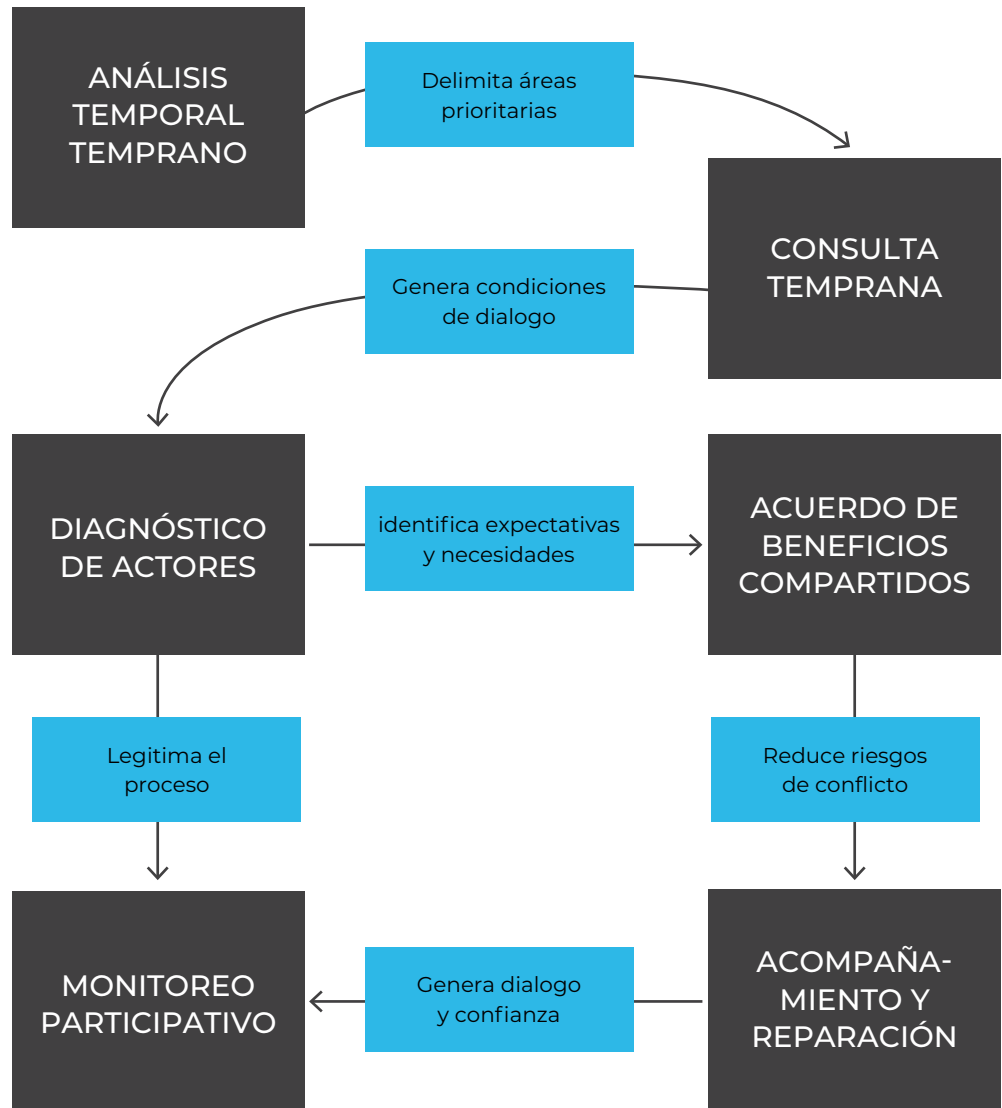
licencias ambientales, por ejemplo a través de proyectos en vías, salud o educación que funcionen como mecanismos de compensación social o anticipos de impuestos.

La participación no debe verse como un requisito que retrasa, sino como una inversión en legitimidad, confianza y sostenibilidad. Una estrategia territorial bien diseñada puede reducir los tiempos netos de implementación al evitar conflictos, reformulaciones o litigios. Como se ilustra en la Figura 5.3, una estrategia efectiva de participación y consulta combina distintas etapas articuladas – desde el análisis territorial previo y el diagnóstico de actores clave, hasta la consulta temprana, los acuerdos de beneficio compartido, el acompañamiento institucional durante la ejecución y el monitoreo participativo. Esta trayectoria no es lineal, sino iterativa, y debe evolucionar en paralelo con la planificación técnica y ambiental, fortaleciendo la legitimidad del proyecto en cada fase.

Consolidar una institucionalidad de participación requiere inversión, capacidades y voluntad política. Esto implica fortalecer las unidades sociales en los ministerios de energía y ambiente, formar facilitadores interculturales, y establecer estándares operativos claros que guíen la actuación de empresas y operadores. En última instancia, la legitimidad territorial no se decreta: se construye con presencia, coherencia y reciprocidad.

Figura 5.3.

Ruta crítica para una estrategia efectiva de participación y consulta en proyectos de transmisión.



Fuente: Elaboración propia.

5.5.

Logística, cadena de suministro y fuerza laboral

La ejecución oportuna de proyectos de transmisión enfrenta crecientes desafíos logísticos y operativos. En la región, las limitaciones en infraestructura vial, acceso a zonas remotas, disponibilidad de insumos críticos y capacidad de empresas contratistas son factores que retrasan la construcción de líneas, incluso una vez superadas las etapas de planificación y licenciamiento. Estos obstáculos se intensifican en contextos de expansión acelerada de la demanda eléctrica, presión sobre la infraestructura existente y dependencia de mercados externos para ciertos componentes clave (IEA, 2022; Zegarra, 2025).

La cadena de suministro enfrenta tensiones estructurales y riesgos geoestratégicos. La creciente demanda global de equipos como transformadores, conductores de alta capacidad, aisladores, estructuras metálicas y subestaciones modulares ha provocado aumentos en los plazos de entrega y volatilidad de precios (IEA, 2022, 2025a). Diversas fuentes técnicas indican que los tiempos de entrega para transformadores grandes pueden superar los cuatro años y los de cables de alta tensión pueden extenderse hasta tres años. Además, los precios de transformadores han aumentado hasta 75% desde 2019, mientras que los de cables casi se han duplicado (IEA, 2025a). Estas presiones impactan directamente los cronogramas de construcción y los costos totales de inversión.

ALC depende fuertemente de las importaciones para abastecer su infraestructura eléctrica, lo que la hace más vulnerable a cuellos de suministro. Más de dos tercios de los transformadores provienen de Asia y una parte importante de los cables de Europa. Esta concentración de proveedores limita la capacidad de respuesta ante disrupciones logísticas o shocks de demanda. Brasil, por ejemplo, ha identificado la escasez de transformadores como un riesgo crítico para la ejecución de sus proyectos adjudicados, lo que ha motivado discusiones sobre incentivos a la producción local (IEA, 2025c, 2025a; Zegarra, 2025).

La construcción en territorios complejos impone exigencias logísticas específicas.

La apertura de caminos, el transporte de torres por rutas secundarias o sin acceso vehicular, y la instalación en zonas montañosas o selváticas requiere equipos especializados, maquinaria adaptada y estrategias de coordinación con autoridades locales y comunidades (Zegarra, 2025). En muchos casos, los proyectos enfrentan costos adicionales y retrasos por no haber integrado una evaluación temprana de la logística territorial y una estrategia proactiva del proceso de procura.

La gestión de adquisiciones es un factor determinante para asegurar el valor por dinero en la ejecución de proyectos de transmisión.

La selección de contratistas, proveedores y servicios debe responder a criterios técnicos, de desempeño y trazabilidad, no solo de costo. En muchos países de ALC, los procesos de procura enfrentan debilidades institucionales, escasa estandarización y plazos incompatibles con las exigencias del sector (Zegarra, 2025). Estas deficiencias exponen a los proyectos a costos adicionales, litigios o entregas fuera de tiempo.

Para lograr eficiencia y transparencia, se debería profesionalizar las unidades de adquisiciones, adoptar herramientas de contratación digital y establecer marcos de licitación adaptados a la complejidad de los proyectos eléctricos. Asimismo, deberían evaluarse opciones como acuerdos marco, contratos tipo y sistemas de precalificación, que permiten acelerar tiempos sin comprometer la competencia (Zegarra, 2025). Una estrategia de adquisiciones bien diseñada no solo mejora la ejecución, sino que permite optimizar recursos públicos y privados, asegurar estándares de calidad y reducir el riesgo de fallas contractuales durante la construcción.

Las capacidades técnicas y operativas son un eslabón crítico para la ejecución eficiente.

La construcción de infraestructura de transmisión requiere perfiles técnicos especializados – operadores de grúa, instaladores de línea viva, topógrafos, ingenieros eléctricos y supervisores de obra, ente otros – cuya disponibilidad no está garantizada de forma homogénea en todos los países o regiones. Se estima que serán necesarios al menos 1,5 millones de nuevos trabajadores en el sector eléctrico global al 2030, especialmente en transmisión (IEA, 2025a). En ALC, esta brecha se manifiesta en demoras para escalar proyectos y en sobrecargas para las empresas de ingeniería, adquisición y construcción.

El fortalecimiento de la fuerza laboral debe ser parte integral de la planificación del proyecto. Esto implica mapear anticipadamente la demanda de habilidades, coordinar con instituciones de formación técnica y profesional, ofrecer certificación acelerada en oficios estratégicos y fomentar alianzas público-privadas para la capacitación territorial (ESMAP, 2024; IEA, 2025b). Además, es clave promover condiciones laborales adecuadas, seguridad ocupacional y estabilidad en los contratos, para asegurar continuidad y calidad en la ejecución.

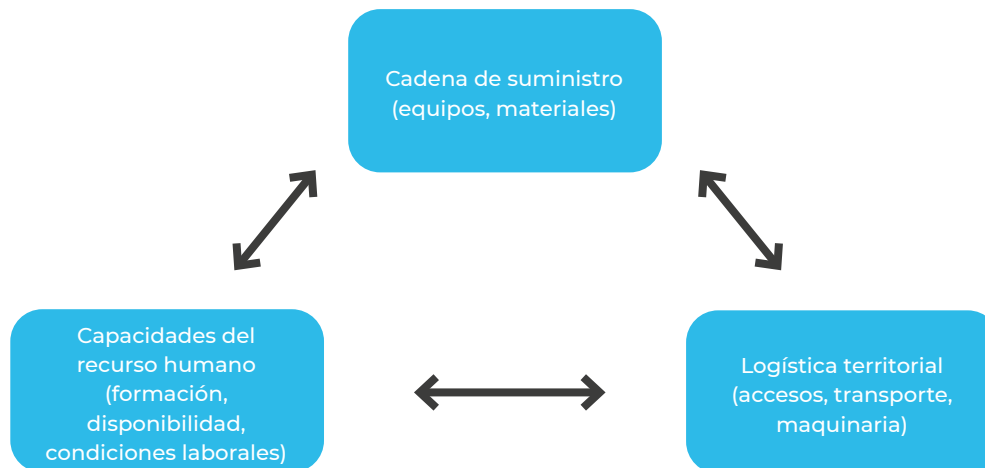
La planificación del proceso de suministro y logística debe abordarse como un componente técnico de la viabilidad del proyecto. No se trata sólo de conseguir materiales o contratar mano de obra, sino de construir un ecosistema operativo capaz de sostener la ejecución con eficiencia, seguridad y coherencia territorial. Esto requiere integrar la logística en el diseño de los cronogramas, articularla con los procesos de participación y consulta, y asegurar su seguimiento continuo mediante indicadores claros (IEA, 2025b).

Más allá de la gestión inmediata de los cuellos de botella, estas tensiones en la cadena de suministro abren también la oportunidad de articular políticas de desarrollo productivo vinculadas a la transición energética. La creciente demanda global de transformadores, conductores, aisladores y subestaciones modulares puede aprovecharse para impulsar capacidades industriales locales y regionales, generando encadenamientos productivos, empleo calificado y valor agregado. Si bien este tema excede el alcance de este informe, su inclusión en futuras agendas permitiría avanzar hacia una estrategia que combine seguridad energética con fortalecimiento industrial, en línea con el marco conceptual de capacidades productivas propuesto por la CEPAL (2022, 2024).

La ejecución no comienza con la primera torre instalada, sino con la capacidad de preparar el terreno técnico, humano y logístico que permita construir sin interrupciones. Ante la creciente complejidad de los entornos de construcción, los países de la región deben fortalecer sus capacidades para asegurar que los proyectos de transmisión planificados se conviertan efectivamente en infraestructura operativa, con calidad, eficiencia y legitimidad. Esto incluye garantizar el valor por dinero en cada etapa del ciclo del proyecto, minimizando costos adicionales, evitando retrasos y maximizando el impacto de los recursos públicos y del financiamiento movilizado. La Figura 5.4 muestra estos tres nodos críticos para la ejecución de proyectos de transmisión.

Figura 5.4.

Nodos críticos en la ejecución de proyectos de transmisión: logística, suministros y fuerza laboral.



Fuente: Elaboración propia.

5.6.

Experiencias exitosas en la región

En diversos países de ALC se han implementado reformas e iniciativas que han permitido acelerar procesos de conexión, licenciamiento y construcción de líneas de transmisión. Estas experiencias ofrecen lecciones valiosas sobre los factores que facilitan la ejecución efectiva y legítima de proyectos, así como sobre los arreglos institucionales y normativos que han demostrado ser eficaces en contextos complejos.

En Chile, la creación de la plataforma digital ha marcado un hito en la coordinación de permisos sectoriales. Esta ventanilla única, acompañada por plazos vinculantes y trazabilidad digital, ha reducido significativamente los tiempos de tramitación para proyectos estratégicos (Ministerio de Economía Fomento y Turismo - Gobierno de Chile, 2025). Además, el desarrollo de estudios de franjas a nivel territorial ha permitido anticipar conflictos, facilitar el diseño de trazados y fortalecer la coordinación con autoridades locales y servicios ambientales (Ministerio de Energía - Gobierno de Chile, 2018). Este enfoque proactivo se ha complementado con el fortalecimiento del rol del SEA (Servicio de Evaluación Ambiental) como entidad articuladora de procesos intersectoriales.

Colombia ha avanzado en esquemas de planificación integrada y fortalecimiento institucional. A través del uso de herramientas como el Plan de Expansión de Referencia y la coordinación entre el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el operador del sistema, se ha logrado alinear decisiones de expansión con criterios técnicos, sociales y ambientales (Zegarra, 2025). Asimismo, la ANLA ha impulsado iniciativas para mejorar la evaluación de proyectos lineales, incluyendo mesas técnicas, guías para consultores y plataformas de trazabilidad documental. Estas medidas han contribuido a reducir tiempos de evaluación y aumentar la calidad técnica de los estudios presentados.

Perú destaca por su experiencia en institucionalizar la priorización de proyectos de transmisión dentro del SENACE. La creación de módulos de evaluación especializada, junto con el desarrollo de guías sectoriales y la digitalización del sistema EVA, han permitido ordenar la tramitación ambiental, focalizar recursos técnicos y reducir la discrecionalidad (Zegarra, 2025). Además, la articulación con el Ministerio de Energía y Minas y la identificación anticipada de conflictos territoriales han sido clave para acelerar procesos sin comprometer la calidad de la evaluación.

Brasil ha combinado mecanismos de planificación anticipada con innovación en las licitaciones de infraestructura. La ANEEL y el Ministerio de Minas y Energía han promovido reformas que integran evaluaciones previas del trazado, condiciones mínimas de viabilidad ambiental y coordinación temprana con gobiernos estatales (Zegarra, 2025). Esto ha permitido reducir el riesgo de judicialización y aumentar la confianza del mercado. A nivel logístico, el país ha movilizado capacidades locales de manufactura y ha promovido la certificación de contratistas regionales para responder a la escala de los proyectos adjudicados.

Estas experiencias muestran que no existe una única receta, pero sí principios comunes que pueden guiar la acción pública en la región. Entre ellos destacan: la anticipación en el diseño territorial, la coordinación interinstitucional efectiva, la digitalización de procedimientos, la segmentación de proyectos por complejidad, y la inversión en capacidades humanas dentro del Estado. Reconocer, adaptar y escalar estas prácticas puede marcar la diferencia entre planes bien diseñados y obras efectivamente construidas. El Cuadro 5.3 muestra para algunos países de la región reformas habilitantes y condiciones de éxito en proyectos de transmisión.

Cuadro 5.3.

Reformas habilitantes y condiciones de éxito en proyectos de transmisión (muestra de países).

| | COLOMBIA | CHILE | ECUADOR | PERÚ | HONDURAS |
|--------------------------------------|----------|-------|---------|------|----------|
| Digitalización de permisos | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí |
| Ventanilla única | Sí | Sí | Sí | No | No |
| Consulta y participación territorial | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí |
| Cronograma (ideal) establecido | Sí | Sí | Sí | Sí | No |

Fuente: Elaboración propia con base en (Zegarra, 2025).

5.7.

Recomendaciones finales para acelerar la ejecución de proyectos de transmisión

Reformar la normativa ambiental es una condición indispensable para reducir incertidumbre y agilizar el licenciamiento.

A corto plazo, esto requiere la adopción de listas taxativas de categorización ambiental con parámetros técnicos claros y validados por autoridades sectoriales. A mediano plazo, se recomienda establecer esquemas de clasificación proporcional al riesgo, así como desarrollar Términos de Referencia (TdR) específicos para líneas de transmisión, con enfoque técnico y participación académica. En el largo plazo, se requiere un proceso de armonización normativa entre sectores y niveles de gobierno, fortaleciendo las capacidades institucionales de los Ministerios de Ambiente, Energía y autoridades evaluadoras.

Simplificar los procedimientos de evaluación ambiental es clave para eliminar cuellos de botella y mejorar la trazabilidad.

Esto implica institucionalizar la aprobación previa de TdR bajo un enfoque de *scoping*, reglamentar etapas de admisibilidad técnica y establecer plazos

obligatorios para cada fase del proceso. Estas reformas procedimentales deben ir acompañadas del fortalecimiento del recurso humano, asegurando perfiles técnicos capacitados, competencias en gestión documental y una dotación institucional adecuada para responder a la demanda creciente.

Profesionalizar el ecosistema de consultores ambientales es fundamental para mejorar la calidad y la confianza en los estudios.

Se propone establecer registros técnicos obligatorios con criterios de habilitación, calificación por desempeño y mecanismos de sanción, gestionados por las autoridades ambientales en coordinación con entidades formadoras. Esta medida, que debe implementarse en el mediano plazo, debe complementarse con programas de capacitación continua y actualización técnica.

Fortalecer la capacidad técnica y organizativa de las autoridades evaluadoras permitirá reducir tiempos y elevar la calidad de los dictámenes.

A corto plazo, se deben elaborar guías sectoriales específicas para proyectos de transmisión, con enfoque participativo y actualizaciones periódicas. A mediano plazo, es clave consolidar equipos de evaluación multidisciplinarios y avanzar en una agenda de fortalecimiento del recurso humano, que combine incremento de plazas técnicas, programas de formación, mentoría interna y articulación con universidades y centros de investigación.

La digitalización del sistema de evaluación ambiental es un habilitador estructural para lograr eficiencia, trazabilidad y transparencia.

En el largo plazo, se recomienda implementar una Ventanilla Única de Certificación Ambiental (VUCA), junto con una arquitectura de interoperabilidad entre plataformas institucionales y una plataforma nacional de inteligencia ambiental. Esta transformación requiere respaldo normativo, inversión en capacidades técnicas y colaboración activa con universidades y agencias de modernización del Estado.

Una coordinación interinstitucional clara y eficiente es esencial para reducir la fragmentación y mejorar la coherencia técnica del proceso.

En el mediano plazo, se deben normar con precisión las funciones y plazos de las entidades opinantes, otorgando a la autoridad ambiental la facultad para valorar técnicamente los pronunciamientos. Protocolos de cooperación, plataformas digitales compartidas y espacios de formación conjunta permitirán mejorar la eficiencia, la calidad técnica y la legitimidad de las decisiones ambientales.

Fortalecer los procesos de adquisición y contratación es clave para reducir demoras en la ejecución y mejorar la transparencia en proyectos estratégicos.

Muchos proyectos de transmisión enfrentan retrasos considerables no sólo por licenciamiento, sino también por debilidades en los procedimientos de contratación de obras, bienes y servicios. En el corto plazo, se recomienda desarrollar pliegos tipo y criterios técnicos estandarizados para licitaciones de transmisión, incluyendo cláusulas que promuevan buenas prácticas de trazabilidad ambiental, requisitos mínimos de experiencia, y estándares de desempeño. En el mediano plazo, se debería promover esquemas de contratación anticipada de insumos críticos – como transformadores, cables y estructuras – mediante contratos marco o acuerdos interinstitucionales, reduciendo la exposición a interrupciones globales. Estos esfuerzos deben estar acompañados por una mayor articulación entre ministerios de energía, agencias de compras públicas, y entidades financieras multilaterales, para asegurar procesos transparentes, ágiles y orientados a resultados.

Incorporar la planificación logística y de cadena de suministro como componente técnico de la ejecución es esencial para mejorar la viabilidad operativa.

Las restricciones en transporte, acceso territorial y disponibilidad de equipos son una fuente recurrente de demoras. A corto plazo, se recomienda incluir diagnósticos logísticos y planes de suministro como parte de los estudios de factibilidad de proyectos, priorizando rutas, nodos críticos y condiciones de accesibilidad. En el mediano plazo, debe institucionalizarse la coordinación entre desarrolladores, autoridades locales y operadores logísticos desde las etapas iniciales del diseño, integrando requerimientos específicos al cronograma y presupuesto del proyecto. Asimismo, se sugiere promover capacidades regionales de manufactura e instalación, mediante incentivos a proveedores locales estratégicos y esquemas de certificación para contratistas. Estas medidas permitirán reducir vulnerabilidades ante cuellos de botella globales, acortar plazos de construcción y aumentar la resiliencia del sistema.

6

INNOVACIONES TECNOLÓGICAS

DESBLOQUEANDO LA RED:
Cómo garantizar energía confiable y
sostenible en América Latina y el Caribe

INNOVACIONES TECNOLÓGICAS

Este capítulo examina el potencial de las GET y otras innovaciones – como almacenamiento, digitalización e inteligencia artificial – para aumentar la capacidad, flexibilidad y resiliencia de los sistemas de transmisión. Se discuten las barreras que limitan su adopción, incluyendo vacíos regulatorios y metodológicos, y se plantean medidas para integrarlas de manera sistemática en la planificación y operación. De las recomendaciones presentadas en detalle en la sección 6.7, destacan las siguientes:

- **Reconocer el valor sistémico de las tecnologías innovadoras en la planificación**, evaluando su aporte en flexibilidad, rapidez, reducción de vertimientos y resiliencia, más allá del costo unitario.
- **Actualizar marcos regulatorios y de remuneración** para incorporar tecnologías con costos mixtos (CAPEX/OPEX), revisando catálogos de activos, reglas de depreciación y esquemas tarifarios.
- **Escalar programas piloto hacia despliegues sistemáticos**, mediante sandboxes regulatorios, evaluación por desempeño y reglas claras de transición a esquemas de remuneración regulares.
- **Integrar almacenamiento de gran escala como complemento de transmisión**, evaluando su rol para descongestionar subestaciones, gestionar flujos críticos y reforzar la resiliencia del sistema.
- **Impulsar digitalización, inteligencia artificial y cooperación regional en innovación tecnológica**, fomentando proyectos de gemelos digitales, sensorización en tiempo real y estándares comunes que reduzcan costos y aceleren adopción.

6.1. Introducción: De redes saturadas a redes inteligentes

La construcción de nuevas líneas es necesaria, pero no suficiente para ampliar la capacidad del sistema. Los proyectos de nuevas líneas suelen enfrentar plazos de ejecución que superan los siete años, complejidades territoriales, oposición social, y desafíos logísticos y ambientales (ver Capítulo 2 para detalles). El ritmo de construcción de nuevas líneas de transmisión no acompaña la necesidad de capacidad adicional en el sistema. Si bien la expansión física es indispensable para sostener el crecimiento futuro del sistema, esta debe ser complementada con soluciones más ágiles, flexibles y costo-efectivas, que permitan optimizar y ampliar la capacidad de transmisión.

Las tecnologías que refuerzan la red (*Grid Enhancing Technologies, GET*) ofrecen una solución concreta para fortalecer tanto la resiliencia del sistema eléctrico como la seguridad energética en ALC. Estas tecnologías permiten liberar capacidad latente de las redes existentes, optimizar su operación, otorgar flexibilidad y habilitar una mayor integración de generación sin necesidad de construir nuevas líneas (Caspary & Tsuchida, 2021; IEA, 2023a).

El conjunto de GET incluye soluciones como la DLR, los conductores de alta temperatura (*High-Temperature Low-Sag, HTLS*), los sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (*Flexible Alternating Current Transmission System, FACTS*), los condensadores síncronos y los sensores avanzados con plataformas digitales de control. En ciertos contextos, estas tecnologías pueden aumentar entre un 10% y un 40% la capacidad efectiva de transmisión sin agregar un solo kilómetro de línea (Caspary & Tsuchida, 2021).

Además de liberar capacidad, las GET permiten operar en tiempo real, habilitar respuestas modulares y reducir la exposición a eventos extremos o variaciones súbitas en la demanda, lo que refuerza la estabilidad del sistema y su adaptabilidad. En un entorno caracterizado por creciente electrificación, variabilidad climática e incertidumbre geopolítica, disponer de redes más inteligentes y flexibles se vuelve una necesidad

estratégica para garantizar el suministro y la continuidad del sistema eléctrico de potencia.

Pese a su madurez tecnológica, la adopción de las GET sigue siendo marginal en ALC, debido a múltiples barreras institucionales y de gobernanza. Aunque estas soluciones existen desde hace décadas y han sido implementadas con éxito en otros mercados, enfrentan obstáculos persistentes en la región: modelos de planificación que no las consideran como alternativas explícitas, esquemas regulatorios que no permiten su adecuada remuneración, y estructuras institucionales que continúan privilegiando exclusivamente la expansión física de la red (Caspary & Tsuchida, 2021; IEA, 2023a).

Superar este rezago requiere una transformación profunda en la forma en que se planifican, modelan y regulan las inversiones en redes de transmisión. Es necesario avanzar hacia una lógica de portafolio tecnológico, en la que las GET compitan en igualdad de condiciones con las soluciones estructurales tradicionales, y en la que su valoración no se base únicamente en costos unitarios, sino en su aporte al costo total del sistema, considerando además criterios como la rapidez de implementación, la reducción de vertimientos, el aprovechamiento de activos existentes y el fortalecimiento de la resiliencia operativa (IEA, 2023a; Ofgem, 2020). Además, dado que sus atributos difieren de los de las expansiones convencionales, las GET deberían contar con procedimientos específicos que anticipen su implementación, reconozcan sus beneficios transitorios y aseguren una adecuada distribución de riesgos y responsabilidades entre los actores involucrados.

La experiencia internacional lo demuestra. En el Reino Unido, el operador de red, NESO, ha integrado un portafolio de GET dentro de su estrategia de modernización de redes, habilitado por el marco regulatorio RII0, que premia resultados en lugar de inversiones físicas (Ofgem, 2020). En Estados Unidos, el DOE ha identificado estas tecnologías como prioritarias para fortalecer la red eléctrica nacional y mejorar su eficiencia (Caspary & Tsuchida, 2021). En ALC, Chile y Colombia han comenzado a adoptar GET – como DLR, condensadores síncronos y baterías – como activos habilitadores, integrándolos en estudios técnico-económicos y procesos de licitación (Kretz et al., 2025).

Las GET no reemplazan la construcción de nuevas líneas de transmisión, sino que constituyen un complemento que permite aliviar cuellos de

botella, mejorar la operación y ganar tiempo mientras se materializan las expansiones necesarias.

6.2. ¿Qué son las tecnologías que refuerzan las redes existentes?

Las GET comprenden un conjunto de soluciones que permiten aumentar la capacidad, eficiencia y flexibilidad de las redes de transmisión existentes, sin necesidad de construir nuevas líneas. Estas tecnologías abarcan desde sensores y software hasta dispositivos físicos que actúan sobre el flujo de potencia, la temperatura del conductor, la inercia del sistema o la topología de red. Su implementación puede ser más rápida, modular y menos conflictiva socialmente que la infraestructura tradicional, por lo que se posicionan como herramientas estratégicas para acompañar la modernización de los sistemas eléctricos.

A continuación, se presenta una descripción de las GET más documentadas y con mayor evidencia de aplicación en la literatura y en la práctica internacional, junto con el Cuadro 6.1 que resume sus ventajas, limitaciones y casos destacados en la región. Dado que el desarrollo tecnológico avanza de forma acelerada, esta sección no agota todas las opciones disponibles. Por ello, más adelante se mencionan brevemente otras tecnologías emergentes que también pueden complementar la modernización progresiva de las redes.

Capacidad dinámica de las líneas

La capacidad dinámica de las líneas (DLR) permite aprovechar al máximo la capacidad térmica de las líneas ajustando su límite operativo en función de condiciones ambientales reales. A diferencia del “rating” estático, que fija un límite conservador basado en temperaturas altas, baja velocidad de viento y máxima irradiación solar, DLR actualiza la capacidad de una línea en tiempo real utilizando sensores

(de tensión, temperatura, inclinación y viento) o inteligencia artificial y análisis de datos, combinados con modelos meteorológicos. Esto permite trasegar más energía cuando las condiciones lo permiten – por ejemplo, cuando hay viento fresco – sin incurrir en riesgos térmicos o estructurales (DOE, 2022; Kretz et al., 2025; Su et al., 2025; Tsuchida et al., 2023).

Desde el punto de vista técnico, DLR puede aumentar la capacidad de la línea entre un 10% y un 30%, especialmente en corredores donde las condiciones meteorológicas suelen ser favorables (Kretz et al., 2025). El despliegue de un sistema DLR típicamente incluye sensores en campo, estaciones meteorológicas, sistemas de adquisición de datos y plataformas de integración con el centro de control. El tiempo de implementación varía entre 12 y 24 meses, dependiendo de la extensión del tramo, la complejidad del terreno y la interoperabilidad con sistemas SCADA existentes.

Los costos de inversión son moderados y suelen oscilar entre USD 15 000 y 50 000 por línea monitoreada, dependiendo de la tecnología utilizada y el nivel de digitalización requerida (Su et al., 2025). Este costo puede ser recuperado rápidamente si se considera la reducción de vertimientos, el diferimiento de inversiones en infraestructura nueva y la mejora en confiabilidad del sistema. En estudios realizados por el DOE y el NESO, se ha estimado que DLR puede ofrecer un retorno de inversión en menos de 3 años en sistemas con alta congestión y presencia de renovables (DOE, 2022; Tsuchida et al., 2023).

Sin embargo, su adopción no está exenta de desafíos. El éxito de DLR depende de la calidad y disponibilidad continua de datos meteorológicos y eléctricos, así como de la integración efectiva con los centros de operación, por lo que la creación de capacidades en estos actores se torna relevante. Asimismo, en muchos países de ALC, su uso no está contemplado en los modelos regulatorios, lo cual impide su reconocimiento tarifario y, por ende, limita su escalamiento.

Aplicaciones internacionales demuestran su efectividad. En Chile, la línea Ciruelos – Cautín fue equipada con DLR como parte de un piloto que logró reducir vertimientos solares y evitar restricciones operativas (Kretz et al., 2025). En Colombia, la UPME ha priorizado su análisis para corredores entre el centro y la costa Caribe. En EE. UU., el programa “Construyendo una Mejor Red” (*Building a Better Grid*) del DOE lo identifica como tecnología clave para habilitar mayor penetración renovable, mientras

que en el Reino Unido, NESO lo ha incorporado en su planificación Net Zero, especialmente en líneas desde Escocia.

Conductores avanzados

Los conductores avanzados permiten ampliar significativamente la capacidad de las líneas sin modificar su trazado ni torres. Esta solución consiste en reemplazar los conductores existentes por cables de nueva generación como los HTLS (*High-Temperature Low-Sag*) o los ACSS (*Aluminum Conductor Steel Supported*), que operan a temperaturas más elevadas sin comprometer la seguridad estructural ni aumentar la flecha (*sag*) de los cables (IEA, 2025a; Kretz et al., 2025). Gracias a su resistencia térmica y menor dilatación mecánica, estos conductores permiten transportar más corriente por el mismo corredor.

Desde una perspectiva técnica, los conductores pueden incrementar la capacidad de transmisión entre 1 y 2 veces en comparación con los cables convencionales (Kretz et al., 2025). Este tipo de intervención es particularmente útil en zonas densamente pobladas o en corredores críticos donde obtener nuevas servidumbres resulta complejo o inviable. El proceso de instalación requiere el desmontaje de los conductores existentes, adecuaciones menores en torres, y el uso de equipos de izaje especializados, pero evita la construcción de nueva infraestructura.

Los costos de sustitución de conductores (o repotenciación) pueden oscilar entre USD 200 000 y 700 000 por kilómetro, dependiendo del tipo de conductor, la topografía del terreno y la necesidad de refuerzos estructurales (Kretz et al., 2025; Su et al., 2025). Aunque esta inversión puede parecer elevada en términos unitarios, diversos estudios demuestran que el costo total por megavatio-kilómetro es menor que el de nuevas líneas, especialmente cuando se consideran los tiempos de ejecución (12–24 meses), el costo de las torres y elementos mecánicos, y la reducción en pérdidas técnicas (Tsuchida et al., 2023).

Una de las principales ventajas de esta tecnología es que se apalanca en la infraestructura existente, reduciendo el impacto social, ambiental y logístico. Sin embargo, puede implicar desconexiones temporales durante su instalación, y su análisis costo-beneficio debe considerar la tensión del sistema, la demanda futura y la duración estimada de la solución.

Las aplicaciones más destacadas se encuentran en Brasil, donde la Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica Paulista (ISA CTEEP) ha repotenciado líneas en zonas urbanas densas sin necesidad de nuevas servidumbres (Kretz et al., 2025), y en Estados Unidos (Tsuchida et al., 2023), donde esta práctica es habitual para modernizar corredores envejecidos. En Argentina también se ha explorado el uso de HTLS en redes industriales con restricciones de espacio.

Controladores de flujo y topología

Los controladores de flujo permiten optimizar el uso de las redes existentes redirigiendo la energía hacia donde más se necesita. Estas tecnologías actúan como “semáforos eléctricos” que gestionan los flujos de potencia entre líneas para evitar sobrecargas en unos tramos mientras otros están subutilizados. Así, permiten aliviar congestiones, mejorar la eficiencia del despacho y fortalecer la estabilidad del sistema (Kretz et al., 2025; Tsuchida et al., 2023).

Las soluciones más comunes incluyen los transformadores con cambio de fase (*Phase-Shifting Transformer*, PST) y los FACTS, que modifican parámetros como el ángulo de fase, la reactancia o la impedancia de las líneas. Dentro de los FACTS se encuentran dispositivos como los compensadores estáticos de reactivo (*Static Var Compensator*, SVC, or *Static Synchronous Compensator*, STATCOM), compensador serie con capacitor controlado por tiristores (*Thyristor Controlled Series Capacitor*, TCSC) y el controlador unificado de flujo de potencia (*Unified Power Flow Controller*, UPFC), cada uno con funciones específicas en el control de tensión, frecuencia o flujos.

En términos de implementación, estos equipos requieren estudios técnicos detallados y personal especializado, pero su impacto puede ser significativo: permiten operar la red de manera más segura, reducir vertimientos y evitar inversiones más costosas en expansión de infraestructura. Su instalación puede demorar entre 18 y 36 meses, con costos que van desde USD 2 millones para soluciones básicas hasta más de USD 20 millones para equipos avanzados como UPFC (Caspary & Tsuchida, 2021; Su et al., 2025).

En ALC, Colombia ha implementado STATCOM y analiza el uso de PST en corredores con restricciones de transferencia, mientras que Chile

ha desplegado estos dispositivos para mejorar la estabilidad en zonas con alta penetración de energía solar (Kretz et al., 2025). En el Reino Unido, NESO los utiliza para controlar flujos eólicos en corredores congestionados (Caspary & Tsuchida, 2021).

Condensadores síncronos

Los condensadores síncronos ofrecen soporte de tensión e inercia rotacional sin inyectar potencia activa. Estas máquinas giratorias están conectadas a la red, pero no están acopladas a una fuente de generación, permitiendo estabilizar el sistema ante fluctuaciones rápidas de carga o variabilidad de generación, especialmente en redes con baja inercia debido a la salida de centrales térmicas (Kretz et al., 2025; Su et al., 2025).

Desde un punto de vista técnico, los condensadores síncronos contribuyen a la estabilidad de tensión, a la restauración del sistema post-contingencia (*black-start*) y a la provisión de servicios auxiliares de regulación de tensión. Su capacidad de respuesta es casi inmediata, y su comportamiento es análogo al de generadores convencionales, lo que facilita su integración en sistemas diseñados bajo modelos clásicos.

Los costos de inversión se sitúan entre USD 15 y 30 millones por unidad, dependiendo de la potencia reactiva nominal (normalmente entre 50 y 200 MVar), la necesidad de equipos auxiliares y las condiciones del sitio (Kretz et al., 2025). Los tiempos de implementación pueden alcanzar entre 18 y 36 meses, incluyendo el proceso de licitación, construcción y pruebas de puesta en marcha.

Si bien presentan una solución robusta y madura, sus limitaciones incluyen requerimientos de espacio físico, mantenimiento mecánico y sistemas de control específicos. Además, su remuneración depende de marcos regulatorios que reconozcan explícitamente los servicios de inercia y soporte de tensión, lo cual no ha sido común en todos los países de ALC, aunque esto ha venido cambiando con la incorporación de otras tecnologías como las FACTS.

Chile ha liderado su adopción mediante licitaciones específicas para mejorar la estabilidad en el norte del país (Kretz et al., 2025). Australia y Reino Unido los han utilizado para compensar la salida de generación térmica convencional en escenarios de alta penetración renovable (Caspary & Tsuchida, 2021).

Sensores, digitalización y control avanzado

La digitalización transforma datos en decisiones, habilitando redes más eficientes, flexibles y resilientes. El despliegue de sensores avanzados – capaces de medir temperatura, corriente, vibración y condiciones meteorológicas – junto con plataformas SCADA, algoritmos de inteligencia artificial y herramientas de *big data*, permite monitorear el sistema eléctrico en tiempo real, anticipar eventos críticos y mejorar la operación diaria. Estas tecnologías convierten el sistema eléctrico en una red inteligente, adaptable y con mayor capacidad de respuesta ante variabilidad operativa (DOE, 2022; Kretz et al., 2025; Su et al., 2025).

Desde el punto de vista técnico, estas soluciones permiten implementar mantenimiento predictivo, respuesta automática ante contingencias, gestión dinámica de recursos distribuidos y una integración más efectiva de generación variable. El tiempo típico de implementación oscila entre 12 y 24 meses, dependiendo de la infraestructura digital existente y la interoperabilidad con sistemas de control. Los costos varían ampliamente, desde USD 2 millones hasta más de USD 10 millones por zona operativa, según la densidad de sensores, la necesidad de telecomunicaciones dedicadas y los estándares de ciberseguridad requeridos. Si bien estas inversiones son significativas, los beneficios incluyen reducción de fallas, mejor calidad del servicio, menor gasto en mantenimiento correctivo y mayor estabilidad del sistema.

Una tecnología emergente de gran potencial es la optimización topológica (*topology optimization*), que permite reconfigurar dinámicamente la red utilizando interruptores y seccionadores controlados desde el sistema de supervisión. Mediante algoritmos avanzados, esta herramienta identifica configuraciones de red más eficientes para minimizar pérdidas, reducir congestión o mitigar contingencias sin necesidad de inversiones físicas. Su implementación requiere únicamente ajustes en el sistema de control y puede completarse en un plazo de 12 a 18 meses, con costos estimados entre USD 1 y 5 millones por área operativa. Países como Reino Unido y Alemania ya han adoptado esta solución como parte central de su estrategia para modernizar redes existentes y mejorar su resiliencia (Tsuchida et al., 2023).

En ALC, México ha iniciado el despliegue de sensores en líneas prioritarias como parte de una estrategia hacia la digitalización y el monitoreo en tiempo real. En Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional ha comenzado a

utilizar análisis de big data para pronóstico de vertimientos y optimización operativa. En Estados Unidos, el *Grid Modernization Lab Consortium* ha desarrollado plataformas que integran inteligencia artificial y modelos de gemelos digitales (*digital twins*), capaces de simular condiciones futuras y apoyar la toma de decisiones en contextos de alta incertidumbre. La inclusión de estas tecnologías digitales representa una de las vías más eficaces para modernizar redes de forma escalable, optimizando su rendimiento sin necesidad de construir nueva infraestructura.

Otras tecnologías que refuerzan la red

Los aisladores poliméricos representan otra alternativa tecnológica de interés. Aunque requieren un mayor CAPEX inicial, ofrecen ventajas como menores necesidades de mantenimiento, reducción del peso en las torres y disminución del ancho de las franjas de servidumbre. Estas características los hacen especialmente útiles en proyectos de repotenciación de infraestructura existente.

Los inversores grid-forming permiten aportar inercia sintética y soporte de frecuencia en sistemas con alta penetración de renovables. Su capacidad de operar como fuentes de referencia de tensión y frecuencia mejora la estabilidad del sistema y reduce la dependencia de generación síncrona, lo que los convierte en un recurso estratégico para redes con menor inercia física.

Las soluciones de almacenamiento, tanto en baterías de gran escala como en tecnologías híbridas, ofrecen flexibilidad operativa al permitir desplazar energía en el tiempo, reducir congestiones y proveer servicios auxiliares. Además de respaldar la confiabilidad del sistema, pueden optimizar la utilización de las líneas de transmisión existentes, aportando capacidad adicional sin necesidad de nueva infraestructura.

Las subestaciones digitales o híbridas integran tecnologías de automatización, sensorización y comunicaciones avanzadas para mejorar la supervisión y el control en tiempo real. Este tipo de infraestructura permite optimizar la operación, reducir tiempos de mantenimiento y facilitar la integración de equipos avanzados, aumentando la resiliencia y eficiencia de la red.

Los controladores de flujo avanzado, como los APFC y SSSC, representan una evolución de los dispositivos FACTS convencionales. Estas tecnologías

permiten modular de forma más precisa los flujos de potencia activa y reactiva, mejorando la utilización de los corredores existentes y aportando mayor flexibilidad operativa en proyectos de transmisión que ya se están implementando en la práctica.

Las iniciativas de optimización de topología buscan redefinir de manera dinámica la configuración de la red para mejorar su desempeño. Mediante el uso de interruptores y esquemas de control avanzados, esta solución permite redistribuir flujos de potencia, aliviar congestiones y aumentar la resiliencia del sistema sin necesidad de infraestructura adicional significativa.

Para aprovechar al máximo tecnologías como los controladores avanzados o la optimización de topología, es indispensable contar con herramientas de soporte en tiempo real. Estas plataformas permiten al operador despachar de manera segura la capacidad y la impedancia de la red bajo condiciones cambiantes, reduciendo riesgos y garantizando estabilidad en sistemas con alta variabilidad.

Los enlaces HVDC permiten transferir grandes bloques de energía a largas distancias con menores pérdidas y mayor control operativo. Aunque su implementación requiere altos niveles de inversión y plazos prolongados, ofrecen beneficios significativos para la integración regional y la resiliencia del sistema.

Finalmente, y aunque del lado de la distribución, la electrificación inteligente de la demanda puede desempeñar un papel clave. Estudios recientes destacan que estrategias como la carga controlada de vehículos eléctricos y la gestión térmica automatizada en edificios permiten desplazar picos de consumo, reduciendo la urgencia del refuerzo de redes y mejorando la flexibilidad y eficiencia del sistema (IRENA, 2024b; Quirós-Tortós et al., 2023).

Cuadro 6.1:

Ventajas, limitaciones y aplicaciones de los GET.

| TECNOLOGÍA | VENTAJAS | LIMITACIONES | APLICACIONES |
|--|--|--|---|
| DLR | <ul style="list-style-type: none"> • Libera 10–30% de capacidad adicional • Reduce vertimientos • Bajo impacto ambiental • Rápida implementación • Compatible con SCADA | <ul style="list-style-type: none"> • Requiere sensores y datos confiables • Integración técnica compleja • Barreras regulatorias • Inercia organizacional | Chile, Colombia, EE.UU, Reino Unido |
| Sustitución de conductores (HTLS-ACSS) | <ul style="list-style-type: none"> • Aumenta capacidad 1.5–3X • Usa derechos de vía existentes • Rápida ejecución • Reduce pérdidas técnicas | <ul style="list-style-type: none"> • Mayor costo por km • Requiere refuerzos estructurales • Implica desconexión temporal • Costo-beneficio variable | Brasil, Argentina, EE. UU. |
| Controladores de flujo (FACTS/PST) | <ul style="list-style-type: none"> • Optimiza flujos sin ampliar red • Control en tiempo real de tensión y frecuencia • Útil ante contingencias • Mejora eficiencia del despacho | <ul style="list-style-type: none"> • Alto costo en algunos casos • Exige estudios de estabilidad • Personal capacitado necesario • Impacto depende del sistema | Colombia, Chile, Reino Unido |
| Condensadores sincrónicos | <ul style="list-style-type: none"> • Aporta inercia y estabilidad • Permite black-start • No requiere generación fósil • Tecnología madura | <ul style="list-style-type: none"> • Costos elevados • Requiere espacio y condiciones específicas • Largo tiempo de implementación • Valor depende de remuneración | Chile, Colombia, Australia, Reino Unido |

| | | | |
|---------------------------|---|--|------------------------|
| Sensores y digitalización | <ul style="list-style-type: none"> • Visibilidad en tiempo real • Mantenimiento predictivo • Integra generación variable • Posibilita digital twins | <ul style="list-style-type: none"> • Requiere inversión en TIC y ciberseguridad • Interoperabilidad técnica • Cambio organizacional necesario • Valor depende de integración operativa | México, EE. UU., Chile |
|---------------------------|---|--|------------------------|

Fuente: Elaboración propia con insumos de (DOE, 2022; Kretz et al., 2025; Su et al., 2025).

6.3.

Evaluación técnica y económica: ¿Son costo-efectivas estas tecnologías?

Evaluar únicamente el CAPEX inicial subestima el valor real de estas soluciones. Aunque muchas GET presentan un costo de inversión unitario superior al de tecnologías convencionales, aportan beneficios sistémicos cuantificables: reducción de vertimientos, optimización del despacho, postergación de inversiones estructurales, disminución de pérdidas técnicas y mejora en la confiabilidad operativa (DOE, 2022; Kretz et al., 2025; Tsuchida et al., 2023).

En sistemas donde el límite térmico estático restringe el flujo, tecnologías como el DLR y los dispositivos FACTS incrementan la capacidad sin modificar físicamente la infraestructura, mientras que los conductores HTLS pueden incluso duplicar la capacidad de transporte aprovechando derechos de vía existentes (Kretz et al., 2025). Este aprovechamiento de capacidad latente convierte a las GET en una herramienta de alto impacto en escenarios de crecimiento acelerado de demanda o de integración de renovables en zonas periféricas.

La evidencia internacional respalda la costo-efectividad de estas tecnologías. En el Reino Unido, el regulador Ofgem estimó que un

portafolio de GET podría generar ahorros acumulados de hasta £1.200 millones hacia 2050 en comparación con una expansión convencional [USD 1 560 millones al tipo de cambio promedio de junio 2025, (OFGEM, 2022)]. En Estados Unidos, el DOE calculó que la implementación combinada de DLR y FACTS podría reducir costos anuales en USD 175 millones, al tiempo que mejora la confiabilidad operativa y reduce la necesidad de inversión en líneas nuevas (Caspary & Tsuchida, 2021; Tsuchida et al., 2023).

En ALC, los beneficios también son tangibles: en Chile, estudios técnico-económicos liderados por el Coordinador Eléctrico Nacional muestran que un paquete de tecnologías como DLR, condensadores síncronos y baterías podría reducir más del 40% de los vertimientos en zonas críticas y aportar beneficios netos superiores a USD 500 millones en una década (Kretz et al., 2025).

Comparar GET con nuevas líneas de transmisión exige ampliar los criterios de evaluación más allá del costo unitario por kilómetro.

Las líneas convencionales pueden tardar entre 7 y 10 años en entrar en operación, enfrentan procesos de consulta complejos, oposiciones territoriales y largos trámites de licenciamiento. En cambio, muchas GET se implementan en 1 a 3 años, utilizan infraestructura existente y generan beneficios inmediatos. Además, permiten una implementación modular y escalonada, lo que las hace adecuadas para contextos con incertidumbre en la evolución de la demanda o de la generación (IEA, 2023a). Su valoración debe incorporar métricas como resiliencia operativa, flexibilidad en el despacho, reducción de congestión, tiempo de implementación y capacidad de respuesta frente a eventos extremos. El Cuadro 6.2 sintetiza estas diferencias clave entre GET y expansión estructural, evidenciando por qué deben analizarse en un marco multicriterio.

Cuadro 6.2:

Diferencias entre GET y nuevas líneas de transmisión.

| CRITERIO | GET (DLR, CONDUCTORES AVANZADOS, FACTS, ETC.) | NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN |
|----------------------------|--|---|
| Tiempo de implementación | 1-3 años | 7-10 años |
| Impacto territorial | Bajo (uso de infraestructura existente) | Alto (requiere nuevas servidumbres) |
| Flexibilidad operativa | Alta (adaptación dinámica a la red) | Limitada |
| Escalabilidad | Alta (modular, incremental) | Baja (grandes proyectos, difícil ajuste) |
| Costo por MW-km | Moderado/alto unitario, pero menor total | Bajo unitario, pero mayor inversión total |
| Aceptación social | Alta | Frecuentemente baja |
| Habilitación de renovables | Inmediata en zonas congestionadas | Condicionada al término de obras |
| Servicios complementarios | Algunos (estabilidad, tensión eléctrica, frecuencia) | Dependen de diseño y equipamiento |

Fuente: Elaboración propia con insumos de (DOE, 2022; Kretz et al., 2025; Su et al., 2025).

El entorno regulatorio actual sigue siendo un obstáculo clave. En muchos países, los mecanismos de remuneración están diseñados para reconocer exclusivamente la inversión en activos físicos convencionales, como nuevas líneas o subestaciones. Esta visión impide capturar los beneficios sistémicos que aportan las GET, en especial cuando su implementación requiere componentes mixtos de CAPEX y OPEX, como sensores, software, monitoreo o servicios de operación dinámica. La ausencia de marcos que remuneren el desempeño en términos de confiabilidad, reducción de vertimientos o uso eficiente de la infraestructura existente genera un desincentivo estructural a su adopción, incluso cuando las GET resultan más costo-efectivas para el sistema en conjunto (Kretz et al., 2025). Es fundamental repensar los

esquemas regulatorios para valorar no solo la inversión, sino también los resultados. Habilitar un entorno favorable requiere esquemas tarifarios que valoren la resiliencia operativa, la flexibilidad del sistema y la eficiencia bajo incertidumbre, además de incorporar mecanismos de evaluación ex post que permitan justificar estas decisiones (IEA, 2023a).

Las GET no sustituyen a las grandes obras, pero sí las optimizan. Su implementación puede aliviar cuellos de botella críticos, reducir tiempos de espera para la conexión de nuevos proyectos y aportar flexibilidad operativa que las líneas tradicionales no ofrecen por sí solas. Por ello, el futuro de las redes de transmisión no se define en una disyuntiva entre tecnologías nuevas y expansión convencional, sino en su articulación efectiva (Caspary & Tsuchida, 2021; Kretz et al., 2025; Tsuchida et al., 2023). El reto ya no es tecnológico, sino institucional: transformar los marcos regulatorios, metodologías de planificación y estructuras de remuneración que hoy frenan su adopción es indispensable para construir redes más resilientes, eficientes y adaptadas a los desafíos del siglo XXI.

6.4. Planificación y modelación para redes reforzadas

La planificación tradicional no contempla adecuadamente las tecnologías que refuerzan redes existentes. En la mayoría de los países, los procesos de expansión de redes se enfocan casi exclusivamente en la construcción de nuevas líneas y subestaciones, dejando de lado opciones como la sustitución de conductores, el DLR, o el despliegue de controladores de flujo. Esta omisión se debe en parte a que los modelos de planificación no consideran estos recursos como alternativas viables, lo que limita su evaluación sistemática y posterior inclusión en los planes de desarrollo del sistema (IEA, 2023a; Kretz et al., 2025).

Caja 6.1

¿Qué atributos faltan en los modelos de planificación?

Muchos modelos utilizados en la planificación de redes aún se centran en minimizar costos de inversión bajo supuestos deterministas. Esto omite atributos clave que definen el valor sistémico de las GET:

- Tiempo de implementación reducido
- Flexibilidad operativa bajo incertidumbre
- Capacidad de respuesta ante eventos extremos
- Valor del uso eficiente de infraestructura existente
- Costos evitados por postergar o reducir obras estructurales

Actualizar los modelos para reflejar estos atributos es un paso esencial para una planificación moderna y resiliente.

Las metodologías utilizadas no están diseñadas para capturar beneficios dinámicos ni criterios de flexibilidad. Herramientas tradicionales como los modelos de flujos de carga o expansión determinística a costo mínimo suelen subestimar el valor de tecnologías que operan en tiempo real, mejoran la resiliencia o permiten decisiones modulables en escenarios inciertos. La falta de métricas para evaluar atributos como la rapidez de implementación, la adaptabilidad operativa, o la capacidad de mitigar eventos extremos, hace que las GET aparezcan como soluciones “invisibles” en los análisis base de los organismos de planificación (DOE, 2022; Kretz et al., 2025; Tsuchida et al., 2023).

El resultado es una visión fragmentada que prioriza grandes obras sin explorar soluciones costo-efectivas. En lugar de comparar directamente

el beneficio marginal de una nueva línea versus un portafolio de tecnologías que podrían aliviar el mismo cuello de botella, la mayoría de los estudios asumen como única respuesta la expansión estructural. Esto no solo reduce las opciones disponibles, sino que retrasa los beneficios sistémicos y aumenta la exposición a conflictos territoriales o problemas logísticos. En muchos casos, una sustitución de conductores o la instalación de FACTS podría ofrecer beneficios comparables con menores plazos y riesgos (Kretz et al., 2025). Un ejemplo es el caso de Colombia, donde se adjudicó en 2021 un proyecto con baterías para aliviar un cuello de botella entre redes nacional y regional. Aunque su ejecución aún no se concreta, ilustra el potencial y también las dificultades prácticas de estas soluciones innovadoras.

Para cambiar esta lógica, es necesario reformar el enfoque metodológico de la planificación. La experiencia internacional muestra que cuando se integran tecnologías de refuerzo en la etapa temprana del análisis – como parte de un menú de opciones tecnológicas dentro del modelo – se generan decisiones más informadas y eficientes. Esto implica actualizar las bases de datos técnicos, incorporar representaciones paramétricas de soluciones como DLR o STATCOM, y realizar análisis comparativos no solo en términos de CAPEX, sino de impacto en operación, resiliencia y cumplimiento de metas climáticas (IEA, 2023a; Kretz et al., 2025; Tsuchida et al., 2023).

También es clave incorporar escenarios de incertidumbre y modelos de toma de decisiones robustas. Dado que las tecnologías GET son especialmente útiles en entornos volátiles – como aquellos con alta penetración renovable o eventos climáticos extremos – su evaluación gana relevancia cuando se incluyen metodologías como análisis bajo incertidumbre profunda, planificación por portafolio o simulaciones de estrés. Estos enfoques permiten valorar opciones no solo por su eficiencia esperada, sino por su desempeño bajo múltiples futuros posibles, donde la adaptabilidad y el tiempo de implementación se vuelven centrales (Kretz et al., 2025).

El diseño institucional de los planes también debe evolucionar hacia un enfoque más participativo y modular. Incluir operadores de sistemas, empresas de transmisión, reguladores y expertos técnicos desde etapas tempranas del proceso permite que estas tecnologías sean consideradas con mayor realismo técnico y político. Además, establecer hitos parciales y mecanismos de revisión periódica en los planes puede facilitar la

incorporación gradual de GET conforme avanza la capacidad institucional y mejora la confianza del sistema en su uso (DOE, 2022; Kretz et al., 2025; Tsuchida et al., 2023).

En ALC, algunos países han comenzado a integrar estos elementos de forma parcial, pero se requiere mayor sistematicidad. Chile ha evaluado escenarios alternativos con baterías, sustitución de conductores y DLR como activos habilitadores, mientras que Colombia ha comenzado a considerar tecnologías de compensación reactiva en sus estudios regionales. Sin embargo, la inclusión de GET sigue siendo marginal respecto a su potencial real, en parte por falta de directrices claras o por ausencia de lineamientos metodológicos homologados (Kretz et al., 2025).

Planificar mejor no implica necesariamente planificar más, sino hacerlo con herramientas modernas y objetivos claros. Incorporar tecnologías de refuerzo en la modelación permite diseñar redes más eficientes, resilientes y adaptables al cambio tecnológico y climático. En un contexto donde cada año cuenta, planificar sin estas soluciones es una oportunidad perdida que ALC no puede darse el lujo de ignorar.

6.5.

El rol de la regulación: de barrera a habilitador

La regulación actual no está diseñada para valorar ni remunerar adecuadamente las tecnologías que refuerzan redes existentes.

En muchos países de ALC, los marcos regulatorios fueron concebidos para financiar infraestructura física tradicional, como nuevas líneas o subestaciones, y no contemplan inversiones en soluciones tecnológicas como el Dynamic Line Rating, conductores avanzados o dispositivos FACTS. Como resultado, estas tecnologías no son tratadas como activos tarifarios reconocibles, lo que desincentiva su adopción por parte de empresas transmisoras, incluso cuando aportan beneficios claros al sistema.

Caja 6.2

El marco RIIO del Reino Unido

Concepto clave: RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) es un marco regulatorio que prioriza resultados por sobre inversiones físicas.

Elementos principales:

- Incentivos por desempeño (eficiencia, confiabilidad).
- Recuperación de costos para tecnologías innovadoras.
- Flexibilidad para adoptar soluciones sin aprobación caso a caso.

Es posible fomentar la inversión en GET mediante incentivos alineados con el desempeño del sistema. Algunos países han comenzado a transitar hacia esquemas regulatorios que recompensan la eficiencia, la confiabilidad y la reducción de costos sistémicos, más que la expansión física de activos. En el Reino Unido, el marco regulatorio RIIO permite que los operadores reciban ingresos adicionales por reducir vertimientos, mejorar la utilización de la red o evitar inversiones innecesarias, lo que ha habilitado inversiones en DLR, FACTS y compensación síncrona (Ofgem, 2020). Este tipo de modelo permite que las empresas innoven sin necesidad de solicitar aprobaciones excepcionales por cada nueva tecnología que adoptan.

Un segundo elemento clave es la posibilidad de recuperar inversiones que no se ajustan al perfil tradicional de CAPEX. Muchas de las tecnologías de refuerzo tienen componentes mixtos, con una parte importante de costos operativos (por sensores, software, monitoreo, mantenimiento), lo que las hace incompatibles con sistemas regulatorios diseñados para activos físicos de larga vida útil. Para corregir esto, algunos países como Chile han comenzado a reconocer explícitamente

inversiones en tecnologías como condensadores síncronos y baterías como parte del sistema de transmisión, habilitando su remuneración mediante licitaciones técnicas o tarifas aprobadas (Kretz et al., 2025). Sin embargo, el reto más complejo está en cómo valorar tecnologías como el DLR o las soluciones de digitalización, cuyos beneficios sistémicos son claros pero no encajan fácilmente en los modelos regulatorios tradicionales. Superar esta brecha es fundamental para escalar la adopción de GET más allá de pilotos o estudios aislados.

Las experiencias internacionales muestran que marcos habilitantes permiten acelerar la adopción de tecnologías costo-efectivas.

Cuando la regulación se adapta, los transmisores y operadores responden con soluciones más ágiles, innovadoras y adecuadas a las necesidades del sistema. En Chile, por ejemplo, la inclusión de criterios de costo-efectividad en licitaciones ha permitido comparar soluciones estructurales con alternativas tecnológicas para mitigar vertimientos o estabilizar el sistema. En el Reino Unido, *National Grid* ha implementado una cartera completa de GET tras la validación de sus beneficios mediante indicadores de desempeño (IEA, 2023a; Kretz et al., 2025).

Caja 6.3

Guía rápida para reguladores

Cinco preguntas clave para modernizar la regulación:

1. ¿La normativa permite recuperar inversiones con alto componente OPEX?
2. ¿Se consideran beneficios no lineales como reducción de vertimientos?
3. ¿Existen métricas de eficiencia y resiliencia para evaluar proyectos?
4. ¿Pueden tecnologías no convencionales ser reconocidas sin procesos excepcionales?
5. ¿Se articulan los criterios regulatorios con los de planificación nacional?

Sin embargo, en muchos casos, innovar aún implica riesgos regulatorios para los operadores. Si una tecnología no está reconocida en el marco vigente, no puede ser incorporada a la base tarifaria, lo que significa que cualquier inversión no aprobada previamente puede convertirse en un costo no recuperable. Esta penalización por innovar crea una inercia institucional que perpetúa el uso de soluciones convencionales incluso cuando existen opciones más eficientes. En la práctica, muchas empresas prefieren no arriesgarse, limitando la modernización de las redes y la velocidad de respuesta del sistema (Tsuchida et al., 2023).

Una regulación centrada en resultados puede corregir estas distorsiones. En lugar de juzgar las tecnologías por su categoría contable, los reguladores deberían valorar su impacto en términos de eficiencia del sistema, reducción de congestión, habilitación de renovables, mejora en la calidad del servicio y reducción de costos globales. Esto requiere métricas claras, procedimientos de evaluación ex post y marcos de gobernanza que permitan incorporar nuevas soluciones sin necesidad de reescribir las reglas para cada caso (Kretz et al., 2025).

El diálogo entre planificación y regulación es esencial para que estas tecnologías dejen de ser excepcionales. De poco sirve que un plan identifique la utilidad de una tecnología si luego el marco regulatorio impide su ejecución. La coordinación entre ministerios, agencias de planificación, reguladores y operadores es clave para alinear los criterios de elegibilidad tecnológica con los objetivos de política energética. Solo así podrá avanzarse hacia una red más moderna, eficiente y resiliente, donde las soluciones tecnológicas compitan en igualdad de condiciones con las obras tradicionales.

6.6. Casos aplicados en ALC

ALC comienza a incorporar tecnologías de refuerzo de red en sus procesos de planificación y operación. Aunque su adopción todavía es incipiente en términos comparativos, varios países han iniciado

proyectos piloto, estudios regulatorios y decisiones técnicas que marcan un cambio de paradigma respecto a la expansión tradicional de la infraestructura. Estos primeros pasos permiten evaluar el impacto real de estas tecnologías, identificar las barreras institucionales que frenan su implementación y generar aprendizajes útiles para su escalamiento (Kretz et al., 2025).

Chile es el caso más avanzado en la región, con un enfoque sistemático que integra DLR, condensadores síncronos y baterías como activos de transmisión. El Coordinador Eléctrico Nacional ha desarrollado múltiples estudios técnico-económicos para evaluar la factibilidad de tecnologías de refuerzo frente a la construcción de nuevas líneas. Entre sus hallazgos destaca que el uso de condensadores síncronos en el norte del país puede reducir vertimientos renovables en más de un 40% y generar beneficios netos superiores a USD 500 millones en diez años (Kretz et al., 2025). Además, se han identificado líneas con alto potencial de aplicación de DLR para liberar capacidad en zonas congestionadas y se han promovido baterías como soluciones de transmisión temporal, lo que representa un avance significativo en el diseño de portafolios tecnológicos que responden a necesidades locales y temporales del sistema.

Colombia ha implementado pilotos de DLR y tecnologías de control de flujo en regiones con restricciones estructurales. La UPME ha liderado estudios para evaluar el uso de DLR en corredores clave, como los que conectan el centro del país con la costa Caribe, con el objetivo de reducir la congestión sin necesidad de nuevas servidumbres. Asimismo, se han instalado dispositivos FACTS – como STATCOM – en la región Caribe para mejorar la estabilidad de voltaje y permitir el crecimiento de la demanda. Estas iniciativas representan un avance técnico relevante, aunque aún requieren consolidación institucional para escalarse a nivel nacional y consolidarse en los planes de expansión.

Brasil ha comenzado a considerar tecnologías de refuerzo en su planificación, especialmente en entornos urbanos densos. Empresas como ISA CTEEP han utilizado conductores HTLS para incrementar la capacidad de líneas críticas dentro del área metropolitana de São Paulo, donde la obtención de nuevas servidumbres es prácticamente inviable. Además, se han planteado reformas regulatorias para permitir la remuneración de soluciones innovadoras dentro del marco tarifario nacional. Aunque estas medidas aún son puntuales, muestran un

creciente interés del país por incorporar tecnologías de refuerzo como alternativa viable y costo-efectiva en contextos complejos.

Otros países muestran señales tempranas de interés.

- México ha iniciado el despliegue de sensores avanzados en líneas prioritarias, como parte de una estrategia hacia el mantenimiento predictivo y la futura implementación de DLR.
- Argentina ha evaluado la sustitución de conductores y esquemas de control de flujo en redes industriales para acelerar tiempos de conexión.
- Perú y Uruguay han explorado el uso de FACTS y compensación síncrona en contextos específicos, aunque sin escalamiento nacional.

Los aprendizajes regionales apuntan a la necesidad de adoptar una visión de portafolio que combine tecnologías tradicionales y soluciones de refuerzo. Las experiencias más exitosas muestran que no se trata de reemplazar nuevas líneas con GET, sino de usarlas como complemento estratégico para ganar tiempo, reducir costos y mejorar la resiliencia del sistema. Para ello, es clave contar con análisis técnico-económicos comparativos, métricas de evaluación adecuadas y una gobernanza que permita su inclusión en los procesos de planificación y licitación.

Una condición crítica para el escalamiento de estas tecnologías es la actualización de los marcos institucionales y regulatorios. En todos los casos revisados, el avance de las GET ha estado asociado a intervenciones específicas del regulador o el operador del sistema que habilitan su inclusión como activos reconocidos. Sin reformas estructurales que permitan recuperar inversiones, establecer incentivos por desempeño y evaluar tecnologías por su impacto y no por su tipología, estas experiencias seguirán siendo la excepción y no la regla.

6.7.

Recomendaciones para la innovación tecnológica

La innovación tecnológica en transmisión no debe considerarse un complemento marginal, sino un componente estructural de la modernización de los sistemas eléctricos en ALC. La experiencia internacional y los pilotos en la región muestran que las GET, el almacenamiento, la digitalización y la inteligencia artificial pueden aportar beneficios inmediatos, costo-efectivos y de rápida implementación. Sin embargo, su integración ha sido limitada debido a vacíos en los marcos regulatorios, metodologías de planificación desactualizadas y falta de incentivos claros para su adopción a escala. Si bien las GET no sustituyen necesariamente la construcción de nuevas líneas, pueden agregar capacidad y eficiencia al sistema en menores plazos.

La planificación debe reconocer explícitamente el valor sistémico de las tecnologías innovadoras. No se trata de compararlas solo por su costo unitario frente a nuevas líneas, sino de evaluar su aporte en términos de flexibilidad, rapidez de implementación, reducción de vertimientos y resiliencia frente a eventos extremos. Esta valoración funcional debe integrarse en los modelos de planificación y en los criterios de priorización de proyectos, de forma que las GET dejen de ser vistas como soluciones accesorias y pasen a ser parte del menú de alternativas a considerar en igualdad de condiciones.

Los marcos de remuneración y reconocimiento de costos requieren actualización para contemplar estas nuevas tecnologías. Muchas tecnologías innovadoras tienen una estructura de costos mixta, donde los componentes operativos (software, monitoreo, mantenimiento) son más relevantes que la inversión inicial de capital. Los marcos regulatorios tradicionales, diseñados para remunerar activos físicos de larga vida útil, generan barreras para su adopción. Es necesario revisar catálogos de activos, reglas de depreciación y esquemas tarifarios para permitir la recuperación de estas inversiones. La experiencia de países como Alemania, que han comenzado a reconocer explícitamente baterías y soluciones digitales como activos de red, ofrece un referente útil para la región.

Escalar programas piloto hacia implementaciones sistemáticas permitirían generar conocimiento para un despliegue mayor. En ALC se han desarrollado pilotos y estudios de GET, pero su impacto ha sido limitado al no avanzar hacia fases de despliegue masivo. Se recomienda institucionalizar programas de innovación tecnológica con financiamiento público-privado, esquemas de “*sandbox* regulatorio” y mecanismos de evaluación por desempeño. Estos programas deben incluir reglas claras de escalamiento: una vez demostrada la efectividad de la tecnología, debe habilitarse su incorporación en esquemas de remuneración regulares. Adicionalmente, plataformas regionales de cooperación pueden facilitar la transferencia de conocimientos, el diseño de estándares técnicos comunes y la reducción de la percepción de riesgo tecnológico entre inversionistas.

Integrar almacenamiento como complemento de transmisión es clave para la seguridad energética y resiliencia del sistema. El almacenamiento de energía a gran escala puede cumplir funciones estratégicas más allá del respaldo energético. Casos como el intento en Colombia o los Grid Boosters en Alemania muestran que las baterías pueden descongestionar subestaciones críticas, gestionar flujos en la interfase entre transmisión y distribución y aumentar la confiabilidad operativa. Se recomienda que los planes de expansión evalúen sistemáticamente el rol del almacenamiento como alternativa o complemento a nuevas líneas, considerando no solo sus beneficios técnicos sino también su aporte a la resiliencia del sistema.

Impulsar la digitalización y el uso de inteligencia artificial crearía redes más inteligentes. La creciente complejidad de los sistemas eléctricos exige herramientas digitales avanzadas para su operación. Los gemelos digitales (*digital twins*), la sensorización en tiempo real y los algoritmos de inteligencia artificial permiten anticipar fallas, optimizar mantenimientos y mejorar la eficiencia en la operación de redes congestionadas. Invertir en estas capacidades no solo mejora la seguridad operativa, sino que también incrementa la transparencia de la información disponible para reguladores y planificadores. En este sentido, se recomienda fomentar proyectos de digitalización con financiamiento climático o tecnológico, aprovechando el interés creciente de bancos de desarrollo en estas soluciones.

Fortalecer la cooperación regional en innovación tecnológica es clave para resolver retos comunes. La región enfrenta retos comunes

de congestión, variabilidad renovable y exposición a eventos extremos. Promover espacios de cooperación regional sobre GET y digitalización permitiría desarrollar estándares compatibles, facilitar la interoperabilidad de equipos y reducir costos mediante economías de escala. Iniciativas conjuntas de prueba y certificación de nuevas tecnologías también pueden acelerar su adopción, al generar confianza en su desempeño y reducir el tiempo entre el piloto y la implementación comercial.



7

CONSIDERACIONES FINALES Y LLAMADO A LA ACCIÓN

DESBLOQUEANDO LA RED:
Cómo garantizar energía confiable y
sostenible en América Latina y el Caribe

CONSIDERACIONES FINALES Y LLAMADO A LA ACCIÓN

7.1. Planificación proactiva, robusta y multisectorial

El Capítulo 2 analiza en profundidad el rol estratégico de la planificación de la transmisión como puente entre visión, regulación y ejecución. En este análisis, se enfatiza la importancia de diseñar planes implementables y adaptativos, considerando tanto las capacidades institucionales actuales como la necesidad de evolucionar metodologías para abordar incertidumbre, resiliencia e integración multisectorial. A continuación, se sintetizan las recomendaciones orientadas a fortalecer una planificación proactiva, territorializada y técnicamente sólida.

La expansión de la red debe guiarse estratégicamente, no limitarse a reaccionar a solicitudes individuales. La transmisión no puede continuar subordinada a decisiones fragmentadas de conexión. Una planificación anticipatoria permite estructurar el sistema eléctrico en función de objetivos nacionales. Esto implica construir escenarios integrados que consideren la evolución de la generación y la demanda, la hidrología, el uso del suelo, las políticas públicas y las trayectorias tecnológicas. Al definir corredores prioritarios con anticipación, se reducen conflictos, se articulan inversiones y se minimizan riesgos regulatorios y financieros.

Los planes deben ser útiles, ejecutables y contruidos con visión adaptativa y evolución técnica. En contextos con capacidades limitadas, insistir en metodologías excesivamente complejas puede paralizar la acción. Por ello, avanzar con planes suficientemente buenos – basados en fundamentos técnicos sólidos, participación efectiva y articulación con los mecanismos de ejecución – puede generar impactos concretos en el corto plazo. Sin embargo, esto no implica renunciar a la sofisticación. Las herramientas de planificación deben evolucionar gradualmente para incorporar nuevas tecnologías, metodologías avanzadas, análisis

de incertidumbre y criterios de resiliencia. La clave es diseñar procesos iterativos, que permitan actuar hoy con lo disponible, mientras se fortalecen las capacidades para planificar mejor mañana.

La planificación debe incorporar elementos metodológicos modernos que fortalezcan su relevancia y resiliencia. Esto incluye la integración de variables climáticas y territoriales, el uso de análisis de estrés y escenarios múltiples, y la evaluación de tecnologías habilitadoras como almacenamiento, redes inteligentes, FACTS o HVDC. Asimismo, debe considerar la interoperabilidad con sistemas de distribución, la coherencia con la operación real del sistema y los impactos diferenciales de la expansión en distintas regiones. Una planificación que no contemple estos aspectos corre el riesgo de volverse obsoleta ante entornos cambiantes o de generar inversiones subóptimas.

Por ello, la planificación de transmisión debe coordinarse con políticas territoriales, industriales, logísticas y climáticas. La red no es solo infraestructura técnica: es un habilitador del desarrollo productivo, la integración regional, la adaptación climática y la equidad territorial. Por tanto, los criterios de priorización deben ir más allá de la rentabilidad financiera o los flujos de carga, e incorporar atributos como resiliencia, redundancia, inclusión social y beneficios sistémicos. Solo así la red podrá responder de forma robusta ante escenarios futuros inciertos y demandas multisectoriales crecientes, promoviendo el crecimiento económico.

Una planificación robusta exige gobernanza efectiva. Las instituciones responsables deben contar con mandato claro, capacidades técnicas y autonomía operativa. Sin entidades sólidas, con visión estratégica y herramientas modernas, no es posible transformar planes en proyectos reales. Es prioritario dotar a las agencias de planificación de recursos, independencia y atribuciones para liderar procesos articulados con reguladores, operadores y actores territoriales. Es fundamental también la coordinación interinstitucional, a fin de traducir los planes en proyectos. La transparencia en los datos, la trazabilidad de los análisis y la participación multisectorial deben ser parte estructural del proceso.

Una planificación robusta es una herramienta de seguridad energética y resiliencia nacional. Enfrentar amenazas sistémicas y climáticas, garantizar inversiones sostenidas y asegurar el funcionamiento confiable del sistema eléctrico depende de una visión de largo plazo traducida en decisiones concretas. Planificar bien no es

un ejercicio técnico aislado: es una política pública estratégica al servicio del desarrollo. Una planificación robusta no solo fortalece la seguridad energética, sino que reduce la incertidumbre y mejora las condiciones para atraer inversión pública y privada.

7.2. Políticas públicas y reformas regulatorias

El Capítulo 3 evalúa los desafíos regulatorios de la transmisión eléctrica, resaltando la necesidad de modernizar el marco normativo para habilitar inversión, resiliencia e innovación. Esta evaluación enfatiza que la regulación debe superar su enfoque centrado en activos físicos y avanzar hacia una lógica funcional, basada en servicios estratégicos del sistema. A continuación, se presentan las recomendaciones clave para consolidar un marco regulatorio eficaz y alineado con los nuevos desafíos técnicos e institucionales.

La modernización regulatoria debe comenzar por un cambio de enfoque: del control de activos físicos hacia el reconocimiento explícito de los servicios estratégicos que ofrece la red. La

transmisión no debe evaluarse únicamente por kilómetros de líneas o equipos instalados, sino por su capacidad de habilitar resiliencia frente a eventos extremos, adaptabilidad operativa, integración de renovables y confiabilidad sistémica. Este cambio exige marcos que valoren inversiones en tecnologías emergentes como automatización, sensores, redes inteligentes, recondutores avanzados, almacenamiento y soluciones digitales. Para que estas alternativas sean viables, es necesario actualizar catálogos de activos, reglas contables y esquemas de remuneración, permitiendo que la innovación y la resiliencia sean opciones financieramente competitivas y no excepciones regulatorias.

La regulación debe ser adaptativa, orientada al aprendizaje y capaz de anticiparse a la transformación del sistema. Los marcos regulatorios estáticos pierden efectividad ante un entorno en rápida evolución marcado por la descentralización, el almacenamiento y la electrificación

de la demanda. Incorporar ciclos de revisión periódica, esquemas piloto, criterios de desempeño y ventanas de ajuste regulado permite balancear certeza para los inversionistas con flexibilidad para responder ante nuevos desafíos tecnológicos y operativos.

Sin reguladores sólidos y autónomos, incluso las mejores reglas fracasan en la práctica. La institucionalidad regulatoria necesita estabilidad presupuestaria, autonomía funcional y capacidad técnica sostenida. La alta rotación, la dependencia política y la falta de herramientas analíticas han debilitado el rol estratégico de muchas agencias. Invertir en la profesionalización del regulador, en cooperación internacional y en sistemas de información modernos es un prerrequisito para aplicar marcos regulatorios complejos y conducir reformas de manera efectiva. Además, los entes reguladores deben contar con capacidad operativa para supervisar el cumplimiento de contratos, normas técnicas y esquemas de remuneración.

La regulación debe integrar desde su diseño los criterios sociales, ambientales y territoriales. Los conflictos socioambientales han demostrado ser uno de los principales cuellos de botella para la expansión de redes. Incorporar mecanismos que incentiven la consulta anticipada, la compensación adecuada y el uso de trazas subterráneas o corredores compartidos puede mejorar la aceptación social y reducir los tiempos de licenciamiento. La regulación debe dejar de ser neutra frente a estas dimensiones y transformarse en una herramienta habilitadora de soluciones técnicamente viables y socialmente aceptables.

Los marcos regulatorios deben reconocer explícitamente los beneficios funcionales de las tecnologías flexibles y remunerarlas de forma adecuada. Las GET suelen ofrecer valor sistémico más allá de la inversión inicial: reducen congestiones, habilitan mayor generación renovable, mejoran la estabilidad operativa y extienden la vida útil de la red. Para capturar estos beneficios, es necesario actualizar los catálogos de activos permitidos, revisar los criterios de depreciación y diseñar esquemas de remuneración por desempeño, no únicamente por inversión física. Los catálogos deberían complementarse con mecanismos flexibles de remuneración – como libros abiertos o costos auditados – que permitan reflejar los costos reales eficientes de nuevas tecnologías y de proyectos convencionales de renovación y repotenciación. Reguladores como FERC en EE.UU. ya han adoptado este enfoque, y su implementación es posible también en contextos institucionales diversos.

La armonización regulatoria regional es clave para viabilizar interconexiones y mejorar la seguridad energética. Los proyectos transnacionales enfrentan obstáculos derivados de marcos incompatibles: criterios tarifarios disímiles, ausencia de reglas compartidas de remuneración o falta de coordinación institucional. Impulsar plataformas de cooperación técnica entre reguladores, avanzar hacia metodologías compatibles y establecer marcos multilaterales de operación y financiamiento son pasos concretos para consolidar los beneficios de la integración eléctrica. Esto requiere también una mayor alineación entre regulación, planificación y financiamiento, a fin de estructurar soluciones coherentes y viables en el tiempo.

Reconocer y gestionar activamente los riesgos regulatorios fortalece la credibilidad de los marcos. Las reglas deben incorporar instrumentos que mitiguen riesgos climáticos, sociales y políticos, especialmente en proyectos complejos o zonas con baja densidad de carga. Herramientas como garantías, ajustes automáticos de ingreso, fideicomisos o seguros regulatorios pueden reducir el costo de capital y atraer actores con distintos perfiles de riesgo. El riesgo no debe ser transferido arbitrariamente, sino identificado, monitoreado y tratado con mecanismos explícitos.

Los marcos regulatorios deben diferenciarse según el contexto institucional y la escala del proyecto. La sofisticación no siempre garantiza efectividad. En sistemas frágiles o con capacidades limitadas, marcos simples, contractuales y estandarizados pueden ser más efectivos que esquemas complejos difícilmente aplicables. Esto implica permitir regímenes diferenciados, adaptables a proyectos piloto, interconexiones o contextos institucionales diversos, sin renunciar a estándares mínimos de transparencia y gobernanza. Diseñar marcos escalables y adaptables permite avanzar sin sacrificar estándares mínimos de gobernanza y transparencia.

El diseño regulatorio debe concebirse como parte de una arquitectura sistémica, no como una herramienta aislada. Alinear planificación, regulación y financiamiento exige un enfoque estratégico que asigne correctamente los riesgos, reconozca los servicios sistémicos de la red y distribuya los incentivos entre operadores, usuarios y agencias públicas. La construcción de marcos adaptativos, orientados a resultados y sostenidos por instituciones fuertes, es indispensable para lograr una expansión de la transmisión técnicamente robusta, financieramente

sostenible y socialmente legítima. La red no es solo una infraestructura física, sino una plataforma que habilita seguridad energética, integración regional y desarrollo territorial.

El despliegue de redes de transmisión no solo es una condición técnica para integrar mayor generación renovable, sino también un habilitador estratégico de la descarbonización del sector energético. Por ello, incluir metas explícitas de expansión y modernización de la transmisión en la agenda climática (e.j., las contribuciones nacionalmente determinadas) permitiría reconocer su rol de primer orden en la transición energética y facilitar el acceso a financiamiento climático internacional.

7.3.

Incentivos a la innovación y financiamiento

El Capítulo 4 identifica brechas estructurales en el financiamiento de proyectos de transmisión, vinculadas tanto a la debilidad institucional como a la falta de estructuración adecuada de carteras y mecanismos de mitigación de riesgo. Con base a este análisis, propone un enfoque habilitante, donde planificación, regulación y financiamiento converjan para movilizar capital público y privado. Las recomendaciones siguientes abordan medidas clave para escalar la inversión y catalizar innovación tecnológica y contractual en el sector.

Escalar el financiamiento requiere cerrar brechas institucionales, articularlo con la planificación sectorial y transformar la forma en que se estructuran los proyectos. Aunque existen instrumentos financieros sofisticados y marcos regulatorios en evolución, los cuellos de botella persisten en la etapa previa al financiamiento. La capacidad de preparar proyectos técnica, legal y financieramente sólidos sigue siendo limitada en muchas instituciones. Para revertir esta situación, es prioritario consolidar unidades permanentes de estructuración de proyectos dentro de agencias planificadoras y ejecutoras, con sostenibilidad presupuestaria. Además, deben impulsarse plataformas regionales de preparación de proyectos que estandaricen procesos, reduzcan costos de transacción y generen carteras más homogéneas y predecibles.

La movilización de recursos depende de la visibilidad y madurez de las carteras de inversión. Los financiadores no responden únicamente a señales regulatorias, sino a portafolios viables, con cronogramas definidos, necesidades claras y condiciones institucionales transparentes. El análisis de riesgos es fundamental como elemento habilitador del financiamiento. La publicación periódica de mapas de inversión articulados entre las carteras de energía, planificación y finanzas puede anticipar riesgos, acelerar los procesos de diligencia debida y facilitar el uso de instrumentos financieros como *blended finance*, bonos verdes o garantías de riesgo. Esta visibilidad debe acompañarse de criterios de priorización claros, consistentes con los objetivos del sistema y con una narrativa de impacto alineada con las exigencias de los mercados financieros.

El despliegue de instrumentos innovadores como los bonos verdes y sostenibles representa una vía concreta para movilizar capital hacia proyectos de transmisión. Estos instrumentos permiten canalizar recursos de inversionistas institucionales interesados en proyectos con impacto ambiental y social positivo, generando condiciones de financiamiento más competitivas. En la región, varias emisiones soberanas y corporativas han mostrado que existe apetito de mercado, siempre que los proyectos cuenten con criterios claros de elegibilidad, certificación internacional y reportes de impacto verificables. Incorporar de manera explícita estos mecanismos dentro de las carteras de transmisión no solo diversifica las fuentes de financiamiento, sino que también fortalece la legitimidad y trazabilidad de las inversiones frente a la sociedad y los mercados financieros.

Los contratos deben asignar los riesgos de forma eficiente y garantizar ingresos estables para atraer inversión privada. En contextos con alta percepción de riesgo o baja demanda inicial, modelos como los contratos de disponibilidad, esquemas *cap-and-floor* o tarifas reguladas de largo plazo permiten dissociar el uso efectivo de la red del retorno financiero esperado. Estas estructuras ya han demostrado su eficacia en mercados como Reino Unido, India, Brasil y Perú, al reducir la exposición al riesgo de demanda y viabilizar la entrada de operadores especializados y fondos institucionales. La estandarización de estos contratos y su adaptación al marco jurídico de cada país puede reducir significativamente los costos de transacción y acelerar los tiempos de cierre financiero.

Los operadores públicos y mixtos pueden desempeñar un rol catalítico en la estructuración de inversiones.

En muchas jurisdicciones, los transmisores públicos – como empresas estatales o entidades con participación mayoritaria del Estado – están en una posición privilegiada para actuar como *off-takers*, promotores o socios en vehículos de inversión. El involucramiento temprano de estos transmisores en la fase de preparación reduce el riesgo percibido y facilita el apalancamiento posterior con capital privado, una vez mitigadas las incertidumbres iniciales. Es fundamental habilitar normativamente la participación de estos operadores en las etapas iniciales de desarrollo, mediante esquemas fiduciarios, alianzas público-privadas u otras figuras contractuales que combinen estabilidad institucional con eficiencia en la ejecución.

La coordinación financiera e institucional es clave para superar la fragmentación y construir estrategias integradas.

La desconexión entre ministerios sectoriales, agencias regulatorias y bancos de desarrollo ha limitado la consolidación de hojas de ruta coherentes para el financiamiento de la transmisión. Es necesario establecer mesas técnicas permanentes que integren visión estratégica, capacidad regulatoria y criterio financiero. Estas mesas permitirían alinear prioridades, revisar marcos regulatorios, adaptar instrumentos financieros al contexto nacional y diseñar intervenciones públicas focalizadas en desbloquear proyectos de alto valor sistémico. Asimismo, es clave garantizar que la regulación actúe como facilitador del financiamiento, alineando señales tarifarias, cronogramas y requisitos técnicos con las condiciones necesarias para estructurar proyectos bancables.

Los criterios de financiamiento deben reconocer explícitamente atributos como resiliencia, redundancia e integración regional.

Muchos beneficios estructurales de la transmisión no se reflejan en los modelos tradicionales de rentabilidad financiera. Incorporar estos elementos en la evaluación de proyectos permite acceder a instrumentos concesionales, justificar el uso de garantías soberanas o climáticas y ampliar la gama de financiadores interesados. La transmisión debe ser tratada como infraestructura crítica, no solo como activo económico, y su impacto debe medirse también en términos de seguridad energética, robustez del sistema y capacidad de respuesta ante eventos extremos.

Un entorno habilitante para el financiamiento requiere coherencia regulatoria, institucionalidad fuerte y contratos bien diseñados.

Las experiencias más exitosas muestran que cinco condiciones son

especialmente relevantes: reglas claras de remuneración y señales regulatorias creíbles; articulación efectiva entre planificación, regulación y financiamiento; involucramiento temprano de la banca de desarrollo; contratos que distribuyan riesgos de manera eficiente; y capacidad técnica suficiente para estructurar carteras bancables. Donde estas condiciones se han alineado, el financiamiento ha fluido y los proyectos se han ejecutado con mayor oportunidad y menor costo de capital.

Innovar en financiamiento no es solo introducir nuevos instrumentos, sino rediseñar la arquitectura institucional que conecta planes con capital. Una visión estratégica del financiamiento implica no solo buscar recursos, sino construir condiciones para que esos recursos lleguen de forma sostenida y se traduzcan en infraestructura concreta. La capacidad de hacer esto marcará la diferencia entre una planificación ambiciosa y una red de transmisión efectivamente implementada.

7.4. Hacia un proceso de conexión ágil

El Capítulo 5 aborda los cuellos de botella asociados al licenciamiento, la evaluación ambiental y la cadena de suministro, destacando su impacto en la ejecución oportuna de la infraestructura. Por ello, propone una agenda integral de reformas normativas, fortalecimiento institucional y profesionalización de actores clave, complementada con herramientas digitales y esquemas de coordinación interinstitucional. A continuación, se presentan las recomendaciones para avanzar hacia un proceso de conexión más ágil, predecible y eficiente.

Modernizar la normativa ambiental es indispensable para reducir incertidumbre y acelerar el licenciamiento de proyectos de transmisión. La coexistencia de marcos legales fragmentados, desactualizados o poco claros genera procesos largos y poco predecibles, que afectan tanto la ejecución técnica como la bancabilidad de los proyectos. Para revertir esta situación, deben adoptarse listas taxativas de categorización ambiental que definan con claridad los parámetros técnicos aplicables a las líneas de transmisión, validadas por las

autoridades sectoriales competentes. En un horizonte de mediano plazo, se requiere consolidar esquemas proporcionales al riesgo y desarrollar Términos de Referencia específicos por tipología de proyectos, con enfoque técnico y respaldo académico. Esta reforma debe culminar con un proceso de armonización normativa entre sectores y niveles de gobierno, acompañado del fortalecimiento institucional de los ministerios de ambiente, energía y entidades evaluadoras.

Simplificar los procedimientos de evaluación ambiental es clave para eliminar cuellos de botella y elevar la trazabilidad del proceso.

La institucionalización de mecanismos como el *scoping*, la reglamentación de etapas de admisibilidad técnica y la imposición de plazos máximos para cada fase permiten transformar un sistema reactivo en un proceso planificado y transparente. Estos ajustes deben ir acompañados de inversiones en recurso humano, asegurando que las autoridades evaluadoras cuenten con profesionales capacitados en análisis técnico, gestión documental y herramientas digitales.

Fortalecer el ecosistema de consultores ambientales es esencial para mejorar la calidad y credibilidad de los estudios.

La heterogeneidad actual en la calidad de los estudios genera desconfianza y retrabajo. Establecer registros técnicos obligatorios, con criterios de habilitación, calificación por desempeño y sanción, permitiría profesionalizar la actividad. Este registro debe ser gestionado por las autoridades ambientales en coordinación con instituciones formadoras, y complementado con programas de formación continua que garanticen actualización técnica y ética profesional.

Las autoridades evaluadoras deben contar con capacidad técnica suficiente para emitir dictámenes oportunos y consistentes.

Elaborar guías sectoriales específicas para líneas de transmisión, actualizadas periódicamente y con enfoque participativo, es un paso inmediato y necesario. A mediano plazo, se deben consolidar equipos multidisciplinarios, fortalecer las plazas técnicas permanentes y establecer programas de formación interna, con apoyo de universidades y centros de investigación. Sin equipos técnicos robustos, los plazos formales no se traducen en decisiones reales.

La digitalización del sistema de evaluación ambiental es un habilitador estructural para lograr eficiencia, trazabilidad y transparencia.

La implementación de una ventanilla única de

certificación ambiental, integrada con plataformas institucionales interoperables y una base nacional de inteligencia ambiental, transformaría radicalmente la experiencia administrativa del proceso. Esta transformación requiere respaldo normativo, inversión sostenida en capacidades digitales y una articulación estrecha con agencias de modernización del Estado y universidades.

Una coordinación interinstitucional clara es indispensable para reducir la fragmentación y aumentar la coherencia técnica del proceso. La falta de alineación entre entidades opinantes retrasa decisiones y diluye responsabilidades. Normar con precisión las funciones y plazos de estas entidades, otorgando a la autoridad ambiental la facultad de valorar técnicamente sus pronunciamientos, permite recuperar gobernabilidad del proceso. Protocolos de cooperación, plataformas compartidas y espacios de formación conjunta mejoran la eficiencia, la legitimidad y la calidad técnica de las decisiones.

Lograr un proceso de conexión ágil no es sólo una tarea administrativa, sino una prioridad estratégica para habilitar redes resilientes y seguras. Las demoras en la obtención de licencias ambientales no sólo encarecen los proyectos, sino que comprometen la capacidad del sistema eléctrico para responder a necesidades críticas. Convertir el licenciamiento en una palanca de mejora – y no en un obstáculo – es uno de los desafíos más urgentes y transformadores para los próximos años.

Incorporar la planificación logística y de cadena de suministro como parte integral del diseño de proyectos de transmisión es clave para asegurar su ejecución oportuna. Las demoras asociadas al transporte, acceso territorial y disponibilidad de equipos deben abordarse desde la etapa de factibilidad, mediante diagnósticos logísticos y planes de suministro que prioricen rutas, nodos críticos y condiciones de accesibilidad. Esta dimensión debe institucionalizarse en la coordinación entre desarrolladores, autoridades locales y operadores logísticos, integrando sus requerimientos en cronogramas y presupuestos. Además, fortalecer capacidades regionales de manufactura e instalación, a través de incentivos a proveedores locales y esquemas de certificación, permitirá reducir vulnerabilidades, acortar plazos y aumentar la resiliencia de la cadena de ejecución.

7.5.

La innovación como motor de cambio

El Capítulo 6 explora el potencial de las GET como soluciones costo-efectivas y de rápida implementación para mejorar la capacidad, flexibilidad y resiliencia de los sistemas de transmisión. También analiza las barreras que impiden su adopción, incluyendo marcos regulatorios desactualizados y una planificación que aún no reconoce plenamente sus beneficios sistémicos. Las recomendaciones que siguen delimitan medidas para escalar la innovación tecnológica como eje transversal del desarrollo de redes.

La innovación tecnológica debe ocupar un lugar central en las estrategias de expansión y modernización de la red de transmisión.

Frente a la evolución acelerada de la demanda, la variabilidad operativa creciente y las restricciones presupuestarias, depender únicamente de grandes obras de infraestructura ya no es suficiente. Tecnologías que optimizan el uso de la infraestructura existente – como sensores avanzados, controladores de flujo, sustitución de conductores, sistemas de almacenamiento o automatización digital – permiten ampliar la capacidad operativa, reducir cuellos de botella y mejorar la resiliencia sin necesidad de construir nuevas líneas en todos los casos. Las GET complementan y aportan valor en el corto plazo, pero no sustituyen la necesidad de nuevas líneas indispensables para aumentar la resiliencia y garantizar la continuidad del sistema eléctrico.

Las GET ofrecen soluciones costo-efectivas, pero requieren un entorno habilitante para ser adoptadas a escala.

Estas tecnologías pueden reducir pérdidas, aumentar la capacidad de transmisión en corredores existentes y mejorar la visibilidad en tiempo real del sistema, todo con menores tiempos de implementación y menor huella territorial. Sin embargo, su adopción está limitada por marcos regulatorios que aún priorizan activos físicos tradicionales, mecanismos de remuneración que no valoran beneficios sistémicos, y procesos de planificación que no las incluyen de forma estructural en las carteras de proyectos.

Incorporar GET en la planificación no es una opción técnica secundaria, sino una decisión estratégica para mejorar resiliencia,

eficiencia y velocidad de implementación. Para ello, los procesos de planificación deben considerar explícitamente estas tecnologías desde la etapa de diseño de soluciones, incluyendo análisis comparativos entre alternativas tradicionales y tecnológicas. Esto implica desarrollar metodologías multicriterio, habilitar modelos dinámicos de simulación y generar capacidades institucionales que permitan evaluar, seleccionar e implementar proyectos innovadores con rigurosidad técnica.

La adopción de innovación también requiere habilitar esquemas piloto, espacios de experimentación regulatoria y cooperación técnica con centros de investigación. Muchos países enfrentan barreras normativas o incertidumbre sobre la viabilidad de ciertas tecnologías en sus sistemas. Establecer mecanismos de *sandbox* regulatorio, pilotos demostrativos y cooperación con universidades y empresas tecnológicas permite reducir esta incertidumbre, generar aprendizaje institucional y facilitar decisiones de política pública informadas. Para maximizar su efectividad, estos esquemas deben complementarse con indicadores de desempeño claros – como capacidad liberada, reducción de vertimientos o mejora en la confiabilidad – y con reglas de escalamiento a esquemas de remuneración una vez validado su impacto. La innovación no ocurre espontáneamente: debe ser habilitada desde el diseño de políticas.

Una visión moderna de la red debe combinar infraestructura física con soluciones inteligentes, modulares y adaptativas. Las grandes obras seguirán siendo necesarias, pero pueden y deben ser complementadas con tecnologías que mejoran el desempeño del sistema con menores costos sociales, ambientales y financieros. Esta combinación permite construir redes más resilientes, eficientes y alineadas con las necesidades dinámicas de los sistemas eléctricos del siglo XXI.

Convertir la innovación en parte estructural de la expansión de la transmisión es una decisión de política, no un mero avance tecnológico. Lo que está en juego no es solo eficiencia operativa, sino la capacidad de los países para contar con redes más robustas, flexibles y sostenibles frente a los desafíos energéticos, climáticos y económicos que se intensifican cada año. Acelerar la adopción de innovación en la red de transmisión es una de las palancas más poderosas para construir seguridad energética con visión de futuro.

8

CONCLUSIONES

DESBLOQUEANDO LA RED:
Cómo garantizar energía confiable y
sostenible en América Latina y el Caribe

CONCLUSIONES

La transmisión eléctrica debe convertirse en un pilar activo de las estrategias de desarrollo en América Latina y el Caribe. Superar su rezago histórico exige transformar profundamente la forma en que se planifica, regula y financia esta infraestructura crítica. Fortalecer la planificación multisectorial, alinear los marcos regulatorios con los objetivos de largo plazo y consolidar capacidades técnicas permanentes son pasos indispensables para cerrar las brechas existentes y avanzar hacia redes más confiables, asequibles y resilientes.

La región cuenta con capacidades técnicas y experiencias valiosas para avanzar hacia una planificación más estratégica, ejecutable y sensible al territorio. La disponibilidad creciente de sistemas de información, herramientas de modelado y análisis territorial permite diseñar planes más robustos, especialmente si se integran con procesos de gobernanza efectivos, participación temprana de actores clave y una coordinación institucional sostenida.

La modernización regulatoria y la innovación institucional son clave para dinamizar la inversión y reducir barreras de entrada. Esquemas de remuneración estables, contratos estandarizados y marcos regulatorios predecibles han demostrado ser eficaces para atraer operadores especializados y capital institucional. Extender estas prácticas, adaptándolas a las condiciones de cada país, es fundamental para ampliar la escala y velocidad de las inversiones estratégicas.

La falta de financiamiento no es el principal obstáculo: el reto es generar carteras bancables en entornos habilitantes. La preparación técnica, legal y financiera de proyectos debe fortalecerse mediante unidades especializadas, mecanismos de coordinación entre entidades y una mayor previsibilidad institucional. Esta combinación es la que permite transformar planes en inversión efectiva.

Incluir criterios de resiliencia en las decisiones de inversión es urgente y económicamente justificado, aunque aún enfrenta barreras metodológicas y financieras. Incorporar el valor sistémico de la resiliencia requiere marcos de evaluación más amplios, que vayan más allá del

retorno financiero, así como esquemas diferenciados de financiamiento que reconozcan sus beneficios a largo plazo para la seguridad energética y la estabilidad operativa del sistema.

La región tiene una gran oportunidad para demostrar nuevamente su liderazgo en el sector eléctrico. Tras décadas de avances en acceso, renovables y reformas institucionales, América Latina y el Caribe está en posición de consolidar una nueva etapa de desarrollo centrada en redes inteligentes, resilientes y eficientes. Lograrlo requerirá visión compartida, capacidad técnica y marcos de gobernanza sólidos, pero los cimientos ya están presentes. Aprovechar esta oportunidad puede colocar a la región como referente global en la transformación de sus sistemas eléctricos.

Finalmente, una futura agenda de trabajo podría avanzar hacia la elaboración de hojas de ruta concretas que operacionalicen las recomendaciones planteadas en este informe. Estas hojas de ruta permitirían priorizar conceptos clave – como resiliencia, planificación anticipada, regulación funcional y tecnologías emergentes – y traducirlos en acciones específicas con cronogramas, responsables, condiciones habilitantes y mecanismos de seguimiento. Dada la heterogeneidad de los marcos regulatorios y los desafíos intrínsecos de cada país, dichas hojas de ruta deberán ser diseñadas a nivel nacional, adaptadas a las realidades institucionales y técnicas de cada contexto, y orientadas a facilitar una implementación ordenada y efectiva de las transformaciones requeridas en los sistemas de transmisión de la región. Al mismo tiempo, resulta indispensable incorporar una visión de integración regional que permita no sólo coordinar inversiones transfronterizas sino también la regulación, y así aprovechar las sinergias técnicas y económicas que ofrece la interconexión eléctrica en ALC.

REFERENCIAS

- AEMO. (2022). *2022 Integrated System Plan (ISP)*. <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2022-integrated-system-plan-isp>
- AER. (2023). *National Electricity Rules Version 200*. <https://aemc-dra-production-s3.s3.ap-southeast-2.amazonaws.com/public/rules/6d2f61bc21c1185ac8181cfd4220183acbac2b49/assets/files/NER%20-%20v200%20-%20Full-cover.pdf>
- Alarcón Rodríguez, A. (2018). *El sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0001149>
- Alarcon-Rodriguez, A., Ault, G., & Galloway, S. (2010). Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(5), 1353–1366. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2010.01.006>
- Alvarez Pagliuca, C., Martínez Álvarez, J., Pereira Dos Santos, P., Serebrisky, T., & Suárez-Alemán, A. (2022). *Financiamiento sostenible de la infraestructura económica y social en América Latina y el Caribe: tendencias, actores e instrumentos*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0004497>
- ANEEL. (2024). *Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica*. https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241097_2_1.pdf
- BID. (2015). *Guía de buenas prácticas para líneas de transmisión y de distribución de energía eléctrica para hábitats naturales críticos*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0010079>
- BID. (2020). De estructuras a servicios: El camino a una mejor infraestructura en América Latina y el Caribe. In *From Structures to Services: The Path to Better Infrastructure in Latin America and the Caribbean*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0002506>
- BID. (2025, June 18). *Ecuador aumentará la resiliencia del sector energético con garantía del BID*. Comunicados de Prensa. <https://www.iadb.org/es/noticias/ecuador-aumentara-la-resiliencia-del-sector-energetico-con-garantia-del-bid>
- Brichetti, J. P., Cavallo, E. A., & Serebrisky, T. (2024). *El fondeo de infraestructura en América Latina y el Caribe: mecanismos y alternativas de política*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0013274>

- Brichetti, J. P., Mastronardi, L., Rivas, M. E., Serebrisky, T., & Solís, B. (2021). La brecha de infraestructura en América Latina y el Caribe: estimación de las necesidades de inversión hasta 2030 para progresar hacia el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. In *La brecha de infraestructura en América Latina y el Caribe: estimación de las necesidades de inversión hasta 2030 para progresar hacia el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0003759>
- CAF. (2024a). *La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050. Contexto actual y caminos para el futuro de la región*.
- CAF. (2024b). *La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050. Contexto actual y caminos para el futuro en Argentina*. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2308>
- CAF. (2024c). *La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050. Contexto actual y caminos para el futuro en Brasil*. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2308>
- Caspary, J., & Tsuchida, T. B. (2021). *Unlocking the Queue with Grid-Enhancing Technologies*. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/06/21200_unlocking_the_queue_with_grid_enhancing_technologies.pdf
- CATF. (2024a). *Contextualizing Electric Transmission Permitting: Data from 2010 to 2020*. <https://www.catf.us/resource/contextualizing-electric-transmission-permitting/>
- CATF. (2024b). *Evidence-based recommendations for overcoming barriers to federal transmission permitting*. <https://www.catf.us/wp-content/uploads/2024/04/evidence-based-recommendations-overcoming-barriers-federal-transmission-permitting.pdf>
- CEPAL. (2021). *Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe: análisis de mejores prácticas en países seleccionados*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47386-planificacion-sostenible-transicion-energetica-justa-america-latina-caribe>
- CEPAL. (2022). Estudio Económico de América Latina y el Caribe 2022: dinámica y desafíos de la inversión para impulsar una recuperación sostenible e inclusiva. In *Estudio Económico de América Latina y el Caribe*. Economic Commission for Latin America and the Caribbean - ECLAC. <https://hdl.handle.net/11362/48077>
- CEPAL. (2023). *Los desafíos de la planificación para el desarrollo en América Latina y el Caribe: algoritmos, metodologías y experiencias*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/48685-desafios-la-planificacion-desarrollo-america-latina-caribe-algoritmos>

- CEPAL. (2024). *América Latina y el Caribe ante las trampas del desarrollo: transformaciones indispensables y cómo gestionarlas | Comisión Económica para América Latina y el Caribe*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/80727-america-latina-caribe-trampas-desarrollo-transformaciones-indispensables-como>
- Chattopadhyay, D., & Tabassum, D. (2023). *Green Transmission: Context, Rationale, and Planning Methodology* (Policy Research Working Papers). The World Bank. <https://doi.org/10.1596/1813-9450-10517>
- CIF. (2025). *Annual Report 2024: Shifting Gears*. <https://www.cif.org/knowledge-documents/annual-report-2024-shifting-gears>
- COES. (2024). *Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025 - 2034*. [https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%202025%20-%2020234%2F09.%20PT%202025-2034%20\(Definitiva\)%2FVolumen%201%2FInforme%20COES-DP%2001-2024_new.pdf](https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%202025%20-%2020234%2F09.%20PT%202025-2034%20(Definitiva)%2FVolumen%201%2FInforme%20COES-DP%2001-2024_new.pdf)
- COP29. (2024). *COP29 Global Energy Storage and Grids Pledge*. <https://cop29.az/en/pages/cop29-global-energy-storage-and-grids-pledge>
- DOC. (2021). *Understanding Power Transmission Financing*. https://cldp.doc.gov/sites/default/files/2021-10/Understanding_Transmission_Financing.pdf
- DOE. (2022). *Grid-Enhancing Technologies: A Case Study on Ratepayer Impact*.
- Eberhard, A., Rosnes, O., Shkaratan, M., & Vennemo, H. (2011). Africa's Power Infrastructure : Investment, Integration, Efficiency. In *Africa's Power Infrastructure*. World Bank. <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-8455-8>
- ENTSO-E. (2024). *Opportunities for a more efficient European power system by 2050 - Infrastructure Gaps Report*. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/foropinion/Infrastructure_Gaps_Report.pdf
- EPE. (2024). *Estudos para a licitação da expansão da transmissão*.
- ESMAP. (2024). Jobs for a Livable Planet: Job Creation Potential of the Clean Energy Transition. In *Jobs for a Livable Planet: Job Creation Potential of the Clean Energy Transition*. Washington, DC: World Bank. <https://doi.org/10.1596/40962>
- FMI. (2025a). *Fiscal Monitor*. <https://www.imf.org/en/Publications/FM>
- FMI. (2025b). *Regional Economic Outlook for the Western Hemisphere*. <https://www.imf.org/en/Publications/REO/WH/Issues/2025/04/25/regional-economic-outlook-western-hemisphere-april-2025>
- GBM. (2014). *South Africa's Renewable Energy IPP Procurement Program: Success Factors and Lessons*. World Bank Group, Washington, DC. <https://hdl.handle.net/10986/20039>

- GIF, CFLI, & EDFI. (2021). *Unlocking Private Climate Finance in Emerging Markets: Private Sector Considerations for Policymakers | GIF*. <https://www.globalinfrastructure.org/knowledge/unlocking-private-climate-finance-emerging-markets-private-sector-considerations>
- GME. (2025). *Análisis de Modelos Regulatorios y Financieros en Transmisión Eléctrica en América Latina y el Caribe*.
- Gobierno del Reino Unido. (n.d.). *Offshore transmission network review*. Retrieved June 21, 2025, from <https://www.gov.uk/government/groups/offshore-transmission-network-review>
- IDB, & WEF. (2025). *Advancing Latin America's Power System Transformation: Community-Led Solutions to Unlock Investments and Foster Regional Partnerships*.
- IEA. (2020). *Power Systems in Transition: Challenges and opportunities ahead for electricity security*. <https://www.iea.org/reports/power-systems-in-transition>
- IEA. (2021). *Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies – Analysis - IEA*. <https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy-transitions-in-emerging-and-developing-economies>
- IEA. (2022). *Securing Clean Energy Technology Supply Chains*. <https://www.iea.org/reports/securing-clean-energy-technology-supply-chains>
- IEA. (2023a). *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>
- IEA. (2023b). *Latin America Energy Outlook 2023*. <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>
- IEA. (2023c). *Scaling Up Private Finance for Clean Energy in Emerging and Developing Economies – Analysis - IEA*. <https://www.iea.org/reports/scaling-up-private-finance-for-clean-energy-in-emerging-and-developing-economies>
- IEA. (2024a). *COP28 Tripling Renewable Capacity Pledge*. <https://www.iea.org/reports/cop28-tripling-renewable-capacity-pledge/executive-summary>
- IEA. (2024b). *World Energy Outlook 2024*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- IEA. (2025a). *Building the Future Transmission Grid: Strategies to navigate supply chain challenges*. <https://www.iea.org/reports/building-the-future-transmission-grid>
- IEA. (2025b). *Ensuring a Strong Labour Dimension for Just and Inclusive Energy Transitions*. <https://www.iea.org/reports/ensuring-a-strong-labour-dimension-for-just-and-inclusive-energy-transitions>
- IEA. (2025c). *World Energy Investment 2025*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025>

- IEA. (2025d). *World Energy Investment 2025 - Latin America and the Caribbean Chapter*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025/latin-america-and-the-caribbean>
- Infralatom. (n.d.). *INFRALATAM*. Retrieved June 22, 2025, from <https://www.infralatom.info/>
- IRENA. (2022). *Scenarios for the energy transition: Experience and good practices in Latin America and the Caribbean*. www.irena.org
- IRENA. (2024a). *Development banks and energy planning: Attracting private investment for the energy transition; the Brazilian case*. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Development-banks-and-energy-planning-Attracting-private-investment-for-the-energy-transition-Brazil>
- IRENA. (2024b). *Smart electrification of end-use sectors: Benefits for distribution grids*. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Smart-electrification-of-end-use-sectors-Benefits-for-distribution-grids>
- IRENA. (2024c). *World Energy Transitions Outlook 2024*. <https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024>
- IRENA. (2025a). *Reaching zero with renewables: Aluminum industry*. <https://www.irena.org/Publications/2025/Apr/Reaching-zero-with-renewables-Aluminum-industry>
- IRENA. (2025b). *Renewable Energy Statistics 2025*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf
- ISCI. (2024). *Estudio de la planificación de la expansión de la transmisión, considerando detalles y necesidades de corto plazo para el periodo 2024 – 2040*. <https://www.infraestructurapublica.cl/wp-content/uploads/2024/10/ESTUDIO.pdf>
- ITP. (2021). *Tariff Based Competitive Bidding (TBCB) Guidelines, 2021*. https://indiatransmission.com/document_details/Policy/TBCB%20Guidelines?doc_id=431
- Kretz, M., Naranjo, F., & Ren, T. (2025). *Market-Facing Publication on Grid Enhancing Technologies for Transmission in Latin America and The Caribbean*.
- Lempert, R. J. (2019). Robust Decision Making (RDM). *Decision Making under Deep Uncertainty*, 23–51. https://doi.org/10.1007/978-3-030-05252-2_2
- Levy, A., Diego, M., Rene, S., & Ruben, C. L. (2023). *Pathways to sustainable planning for a just energy transition in Latin America and the Caribbean: An analysis of best practices in selected countries*. <https://www.cepal.org/en/publications/48937-pathways-sustainable-planning-just-energy-transition-latin-america-and-caribbean>
- López Soto, D. D., Di Chiara, L., Mejdalani, A. N., & Carvalho Metanias Hallack, M. (2019). *Power Sector Planning in LAC Countries*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0001879>

- Michelena, G., Iannuzzi, P., & Barafani, M. (2023). *Hacia una integración sostenible: el potencial de la electromovilidad en América Latina y el Caribe*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0005179>
- Ministerio de Economía Fomento y Turismo - Gobierno de Chile. (2024). *Ley de Reforma a los Permisos Sectoriales - Chile*.
- Ministerio de Economía Fomento y Turismo - Gobierno de Chile. (2025). *SUPER - Sistema Unificado de Permisos*. <https://super.gob.cl/>
- Ministerio de Energía - Gobierno de Chile. (2018). *Guía de orientación para los estudios de franjas de transmisión eléctrica*.
- Ministerio de Energía - Gobierno de Chile. (2025). *Planificación Energética de Largo Plazo - Informe Definitivo*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_definitivo_pelp_2023-2027.pdf
- Moreno, R., Pereira, E., Ramírez, M., Covarrubias, G., & Olivares, M. (2024). *Estudio de la planificación de la expansión de la transmisión, considerando detalles y necesidades de corto plazo para el periodo 2024 – 2040*. <https://www.infraestructurapublica.cl/wp-content/uploads/2024/10/ESTUDIO.pdf>
- NESO. (2023). *Network Options Assessment Methodology*. <https://www.neso.energy/document/285321/download>
- NESO. (2024). *Electricity Ten Year Statement (ETYS)*. <https://www.neso.energy/publications/electricity-ten-year-statement-etys>
- NVE-RME. (2022). *National Report 2021: Development in the electricity and gas market in Norway* (Issue RME Rapport 8/2022). https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2022/rme_rapport2022_08.pdf
- OCDE, CEPAL, CAF, & Comisión Europea. (2022). *Perspectivas económicas de América Latina 2022: Hacia una Transición Verde y Justa*. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/es/publications/reports/2022/11/latin-american-economic-outlook-2022_fd17f22b/f2f0c189-es.pdf
- Ofgem. (2020). *R110-2 Final Determinations for Transmission and Gas Distribution network companies and the Electricity System Operator | Ofgem*. <https://www.ofgem.gov.uk/decision/r110-2-final-determinations-transmission-and-gas-distribution-network-companies-and-electricity-system-operator>
- Ofgem. (2023). *Centralised Strategic Network Plan: Consultation on framework for identifying and assessing transmission investment options*. <https://www.ofgem.gov.uk/consultation/centralised-strategic-network-plan-consultation-framework-identifying-and-assessing-transmission-investment-options>
- OLADE. (2025). *SIELAC - Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe*. <https://sielac.olade.org/default.aspx>

- OLADE. (2024a). *Movilidad Eléctrica en América Latina y el Caribe: Monitoreando la electromovilidad*. <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2024/09/Nota-Tecnica-Movilidad-electrica-en-America-Latina-y-el-Caribe-DEFINITIVA.pdf>
- OLADE. (2024b). *Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024*. <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/02/PANORAMA-ENERGETICO-ALC-2024.pdf>
- OLADE. (2025). *DTO 2025/010. Vertimientos de Energía Renovable*. https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/06/Vertimientos-de-energia-renovable-OLADE_Jun20.pdf
- Padilla Argelich, P. (2025, March 5). Chile es el país que más energía renovable genera, pero desperdicia la gran mayoría. *SWI Swissinfo.Ch*. <https://www.swissinfo.ch/spa/chile-es-el-pa%C3%ADs-que-m%C3%A1s-energ%C3%ADa-renovable-genera%2C-pero-desperdicia-la-gran-mayor%C3%ADa/88967034>
- Paredes Vergara, M. I. (2025). *Decision making under deep uncertainty integration into long-term power systems planning* [Universidad de Chile]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/205009>
- Project Bond Focus. (2020). *Project Bonds: Power Transmission Lines*. <https://www.ca-cib.com/sites/default/files/2020-10/Project%20Bond%20Focus%20-%20Transmision%20Lines%202020%20VF.pdf>
- Quirós-Tortós, J., Monge-Matamoros, J., Víctor-Gallardo, L., Salazar-Vargas, A., Víctor-Gallardo, N., Sánchez-Ulloa, Y., & Paredes, J. (2025). *Análisis Regional Prospectivo de Necesidades de Transmisión en América Latina y el Caribe*.
- Quirós-Tortós, J., Ochoa, L., & Butler, T. (2023). How Electric Vehicles and the Grid Work Together: Lessons Learned from One of the Largest Electric Vehicle Trials in the World. *IEEE Power and Energy Magazine*, 21(2), 64–76. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2023.10083043>
- Quirós-Tortós, J., Víctor-Gallardo, L. F., Solórzano-Jiménez, S., Rodríguez-Delgado, L., Risler, O., Berigüete, R., Sbriz, G., & Aybar-Mejía, M. (2023). *Evaluación económica de la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana*. <http://dx.doi.org/10.18235/0005118>
- Quirós-Tortós, J., Víctor-Gallardo, L., Rodríguez-Arce, M., & Soto-Rodríguez, A. (2024). *Using Robust Decision-Making to Develop Long-Term Strategies - 2050 Pathways Platform*. <https://2050pathways.org/resource-hub/using-robust-decision-making-to-develop-long-term-strategies/>
- Ramos, A., Olmos, L., Gómez, M. del S., Mastropietro, P., & Lumbreras, S. (2025). *Análisis de la planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe*.
- Sauma, E., Gil, M., & Poveda, R. (2025). *Estudio metodológico para la planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/81639-estudio-metodologico-la-planificacion-electrica-resiliente-america-latina-caribe>

- Soto, D. D. L., Chiara, L. Di, Mejdalani, A. N., & Hallack, M. C. M. (2019). *Power Sector Planning in LAC Countries*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0001879>
- Su, T., Zhao, J., Gomez-Exposito, A., Chen, Y., Terzija, V., & Gentle, J. P. (2025). Grid-enhancing technologies for clean energy systems. *Nature Reviews Clean Technology*, 1(1), 16–31. <https://doi.org/10.1038/s44359-024-00001-5>
- Tsuchida, T. B., Bai, L., Grove, J. M., & The Brattle Group. (2023). *Building a Better Grid: How Grid-Enhancing Technologies Complement Transmission Buildouts*. <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2023/04/Building-a-Better-Grid-How-Grid-Enhancing-Technologies-Complement-Transmission-Buildouts.pdf>
- UN ESCAP, IRENA, CBI, ADB, & RCC. (2025). *A Call to Action: Developing Sustainable Capital Markets, Financing Energy Transitions, and Building Project Pipelines*. <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Developing-Sustainable-Capital-Markets-Financing-Energy-Transitions-and-Building-Project-Pipelines>
- UPME. (2023). *Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036*. https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_de_Expansion_2022-2036_VF.pdf
- US DOE. (2024). The National Transmission Planning Study. In *The National Transmission Planning Study*. <https://www.energy.gov/gdo/national-transmission-planning-study>.
- World Bank. (2022). *RISE 2022: Regulatory Indicators for Sustainable Energy - Building Resilience*. <http://documents.worldbank.org/curated/en/099435112082279276>
- World Bank Group. (2017). *Linking Up: Public-Private Partnerships in Power Transmission in Africa*. World Bank, Washington, DC. <https://doi.org/10.1596/26842>
- Yang, H. ;, Shi, C. ;, Li, J. ;, Liu, T. ;, Li, Y. ;, Wang, Y. ;, Yang, Y., Yang, H., Shi, C., Li, J., Liu, T., Li, Y., Wang, Y., & Yang, Y. (2022). Has the Inter-Regional Power Transmission Promoted Economic Development? A Quantitative Assessment in China. *Sustainability*, 14(20), 13402. <https://doi.org/10.3390/SU142013402>
- Yépez-García, A., Balza, L., & Serebrisky, T. (2022). *Reformas para impulsar una infraestructura sostenible e inclusiva en América Latina y el Caribe*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0004349>
- Zegarra, J. A. (2025). *Permisos Ambientales y Sociales para Proyectos de Transmisión Eléctrica en América Latina y el Caribe*.

