

Nota Técnica

22

Interconexiones Eléctricas en América Latina y el Caribe

Una ventana de oportunidad para la integración energética regional

Coordinado por:

Andrés Rebolledo Smitmans

Secretario Ejecutivo

Santiago Dematine

Elaborado por:

Rodrigo Moreno

Guido Maiulini

Maria Helena Lee

Diego Pardow

Y con la colaboración de:

Ivo Nacucchio

Felipe Sepúlveda

Esteban Kiper

Septiembre de 2026

Contenido

1. Introducción: una ventana de oportunidad.....	2
2. La fragmentación actual y sus raíces.....	2
2.1 De los grandes proyectos bilaterales al SIEPAC.....	2
2.2 Recursos complementarios, redes desconectadas	2
3. El Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional.....	2
4. Lo que muestran los resultados	5
4.1 La integración no depende de apostar a un futuro específico.....	5
4.2 Los beneficios son sustanciales y se sostienen en todos los escenarios	6
4.3 La planificación vigente podría estar subestimando el valor de la integración	7
5. El diálogo con los países: las barreras institucionales	8
6. Hacia un nuevo marco regional: gobernanza y financiamiento.....	9
6.1 Un instrumento que dé entidad a la integración.....	9
6.2 Interoperabilidad antes que homologación	9
6.3 De la viabilidad técnica a la financiera	10
6.4 Una hoja de ruta en tres horizontes	10
7. Conclusiones	10

Índice de Figuras

Figura 1. Capacidad transfronteriza existente (azul) y candidata (rojo) en Sudamérica, en MW. Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).....	4
Figura 2. Capacidad transfronteriza existente (azul) y candidata (rojo) en América Central y México, en MW. Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).....	5
Figura 3. Ranking de interconexiones según beneficio neto regional (MUSD/año). Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).....	6
Figura 4. Ahorro (+) / sobre costo (-) por componente y escenario, respecto al caso sin nuevas interconexiones (OPEX, CAPEX en interconexiones, generación, transmisión nacional y almacenamiento; MUSD/año). Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).....	7
Figura 5. Comparación entre capacidad planificada y capacidad optimizada por interconexión (MW). Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).....	8

1. Introducción: una ventana de oportunidad

América Latina y el Caribe (ALC) ocupa una posición singular en el panorama energético mundial. Cerca del 67% de su electricidad proviene de fuentes renovables, muy por encima del promedio global¹, gracias en particular a su enorme dotación hidroeléctrica. A ello se suma un potencial solar y eólico de clase mundial: el desierto de Atacama, la Patagonia, las cuencas del Amazonas y el Paraná y el potencial geotérmico de Centroamérica configuran una dotación de recursos extraordinaria y, sobre todo, complementaria entre países.

Esa riqueza convive, sin embargo, con una paradoja estructural: los sistemas eléctricos de la región operan de forma mayoritariamente fragmentada. Cada país planifica, invierte y opera como si fuera una isla energética, sin aprovechar plenamente las complementariedades que la geografía pone a su disposición. El resultado es una región que duplica inversiones en capacidad de respaldo, desaprovecha excedentes renovables y queda más expuesta de lo necesario a la volatilidad climática e hidrológica.

La mayor frecuencia de sequías y eventos hidrológicos extremos ha convertido la seguridad energética en un tema de primer orden en varios países de la región². Frente a ese desafío, dos condiciones hacen de este un momento propicio para avanzar: el Plan Indicativo aporta evidencia técnica robusta: la integración genera beneficios netos bajo prácticamente cualquier escenario futuro plausible, incluyendo condiciones climáticas adversas. Este resultado se produce, además, en un contexto de diálogo regional activo, reflejado en instancias como el Consenso de Brasilia (2023)³ y la Reunión Ministerial de Energía de CELAC en Montevideo (junio de 2026), que ofrecen un marco de coordinación para avanzar en su implementación.

Con la excepción del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que demostró la viabilidad de la cooperación multilateral y ha impulsado un aumento sostenido del comercio eléctrico regional⁴, la región ha avanzado sobre todo mediante acuerdos bilaterales puntuales. Barreras regulatorias, fragmentación institucional, percepción de riesgo soberano y ausencia de mecanismos claros de distribución de beneficios han perpetuado un estado de inacción que limita gravemente el aprovechamiento de un potencial que, como se muestra a continuación, es considerable.

En este contexto, OLACDE impulsó la elaboración del Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, con apoyo técnico del ISCI, el Centro ENLACE y equipos de la Universidad de Chile y la Universidad Adolfo Ibáñez. El Plan combinó un estudio técnico de planificación que evalúa cuantitativamente 16 proyectos candidatos de interconexión en 14 países bajo seis escenarios hacia 2040, con un proceso de diálogo bilateral entre países y la banca multilateral que validó y enriqueció ese análisis con la experiencia directa de quienes operan los sistemas. Esta nota técnica resume los hallazgos centrales de ese Plan y sus implicancias estratégicas.

¹ OLACDE (2025). Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2025. Quito.

² Agencia Internacional de Energía – IEA (2021). Climate Impacts on Latin American Hydropower. Paris.

³ Ministerio de Relaciones Exteriores de Colombia (2023). Consenso de Brasilia.

⁴ Comisión de Integración Energética Regional – CIER (2024). Interconexiones Internacionales: Situación e intercambios de energía eléctrica – América del Sur y América Central. Montevideo.

2. La fragmentación actual y sus raíces

2.1 De los grandes proyectos bilaterales al SIEPAC

Los esfuerzos de integración eléctrica en la región tienen raíces profundas: ya en la década de 1950, los diálogos entre Argentina y Paraguay sobre el aprovechamiento hidroeléctrico de Yacyretá anticiparon la lógica de cooperación transfronteriza. Una década más tarde, la crisis del petróleo de 1973 dio origen a OLACDE y abrió una primera ventana de cooperación que impulsó proyectos binacionales emblemáticos como Salto Grande, Itaipú y Yacyretá, pero respondió a una lógica esencialmente bilateral y geopolítica, centrada en gestionar recursos transfronterizos compartidos más que en construir un mercado regional integrado.

La experiencia centroamericana del SIEPAC marcó un cambio de paradigma: frente a sistemas pequeños, fragmentados y vulnerables, seis países construyeron una institucionalidad supranacional, la Empresa Propietaria de la Red, y una línea regional de 1.800 km que creó el primer mercado eléctrico multinacional de la región. La lección política central es que ningún país podía resolver el problema en solitario, lo que generó el incentivo colectivo para superar las barreras de la integración.

2.2 Recursos complementarios, redes desconectadas

La arquitectura del sistema eléctrico regional parte de una heterogeneidad marcada, tanto en la composición de las matrices como en la infraestructura de interconexión disponible. Algunas economías concentran la mayor parte del consumo regional, mientras que el resto son sistemas de menor escala, más sensibles a las variaciones de oferta y demanda. Las matrices nacionales combinan distintas proporciones de hidroelectricidad, generación térmica a gas, y una penetración creciente de solar y eólica, diversidad que es precisamente el fundamento del valor de la integración: a diferencia de la transmisión nacional, cuyo valor proviene del crecimiento interno de la demanda, el valor de una interconexión internacional depende de la existencia de complementariedades entre sistemas, ya sea por diferencias de costos, de disponibilidad de recursos o de patrones de consumo.

La arquitectura física de interconexión difiere significativamente entre subregiones. En Sudamérica, la red es discontinua y predominantemente radial: los enlaces existentes son bilaterales, de capacidad moderada, y los intercambios ocurren de forma puntual y oportunista. No configura todavía un mercado regional integrado, sino un conjunto de sistemas nacionales con intercambios ocasionales. En Centroamérica, en cambio, la red opera de manera enmallada y la interconexión constituye ya un componente estructural de la operación del sistema, aunque con desafíos persistentes de capacidad y regulación. Esta distinción tiene una implicancia directa para la planificación: los beneficios marginales de nuevas interconexiones tienden a ser mayores en Sudamérica, donde pueden habilitar intercambios hoy inexistentes, mientras que en Centroamérica el valor adicional está principalmente asociado a reforzar y completar una malla que ya cumple un rol permanente.

3. El Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional

El Plan Indicativo constituye el primer ejercicio de planificación energética regional integrada a esta escala en América Latina y el Caribe⁵. Tiene carácter indicativo y no vinculante: no sustituye los procesos nacionales de planificación ni implica compromisos de ejecución por parte de los Estados. Su propósito es ofrecer una referencia técnica común, construida con

⁵ OLACDE / ISCI (2026). Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional. Preparado en el marco de la cooperación OLACDE-CELAC, con el apoyo de la Unión Europea (programa Euroclima) y GIZ. Quito.

evidencia y validada con los propios países, que oriente futuras decisiones de inversión, cooperación e integración.

El Plan se construyó en dos etapas complementarias. La primera fue un estudio técnico que modeló de forma conjunta la expansión y operación de los sistemas eléctricos de 14 países⁶, evaluando 16 proyectos candidatos de interconexión bajo seis escenarios de demanda, precios de combustibles y condiciones hidrológicas hacia 2040. La segunda fue un proceso de diálogo bilateral: 14 reuniones con representantes de 14 países y con bancos multilaterales (BID, CAF), que validaron, corrigieron y enriquecieron el análisis técnico. Este proceso culminó en una reunión ministerial de CELAC en Montevideo (17-18 de junio de 2026), donde los países confirmaron la robustez de los resultados y entregaron retroalimentación para mejorar y expandir el alcance del estudio en etapas posteriores.

Para no depender de una única proyección de futuro, el estudio técnico evaluó cada uno de los 16 proyectos candidatos bajo seis escenarios alternativos, que combinan distintos supuestos de precios de combustibles, crecimiento de la demanda y condiciones hidrológicas hacia 2040 en los 14 países considerados. Este diseño permite distinguir los proyectos cuyo valor depende de una trayectoria específica de aquellos que resultan convenientes bajo prácticamente cualquier futuro plausible, distinción central para interpretar los hallazgos que se presentan en la siguiente sección. La Tabla 1 resume estos seis escenarios y lo que cada uno evalúa.

Escenario	Qué evalúa
S1 - Referencia	Tendencias actuales: precios e hidrología promedio, crecimiento histórico de demanda.
S2 - Combustibles bajos	Caída en precios internacionales de diésel, gas y carbón.
S3 - Combustibles altos	Precios altos de combustibles fósiles; amplía oportunidades de intercambio renovable.
S4 - Electrificación	Aumento estructural de la demanda por transporte, usos térmicos e industria.
S5 - El Niño	Estrés hídrico en la zona andina y Centroamérica; mayor disponibilidad en el Cono Sur.
S6 - La Niña	Patrón opuesto: mayor disponibilidad andina y centroamericana, restricciones en el Cono Sur.

Tabla 1. Escenarios analizados por el modelo regional. Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).

La Figura 1 muestra la capacidad transfronteriza (MW) de interconexiones en Sudamérica, distinguiendo los enlaces existentes de los candidatos evaluados por el Plan. El mapa confirma el diagnóstico de la sección 2: una red discontinua y predominantemente radial, donde los proyectos candidatos se concentran en cerrar los vacíos entre subsistemas nacionales.

⁶ ISCI / Universidad de Chile / Universidad Adolfo Ibáñez (2026). Documento Técnico Preliminar – Plan Regional de Interconexión Eléctrica. Elaborado para OLACDE. Santiago.

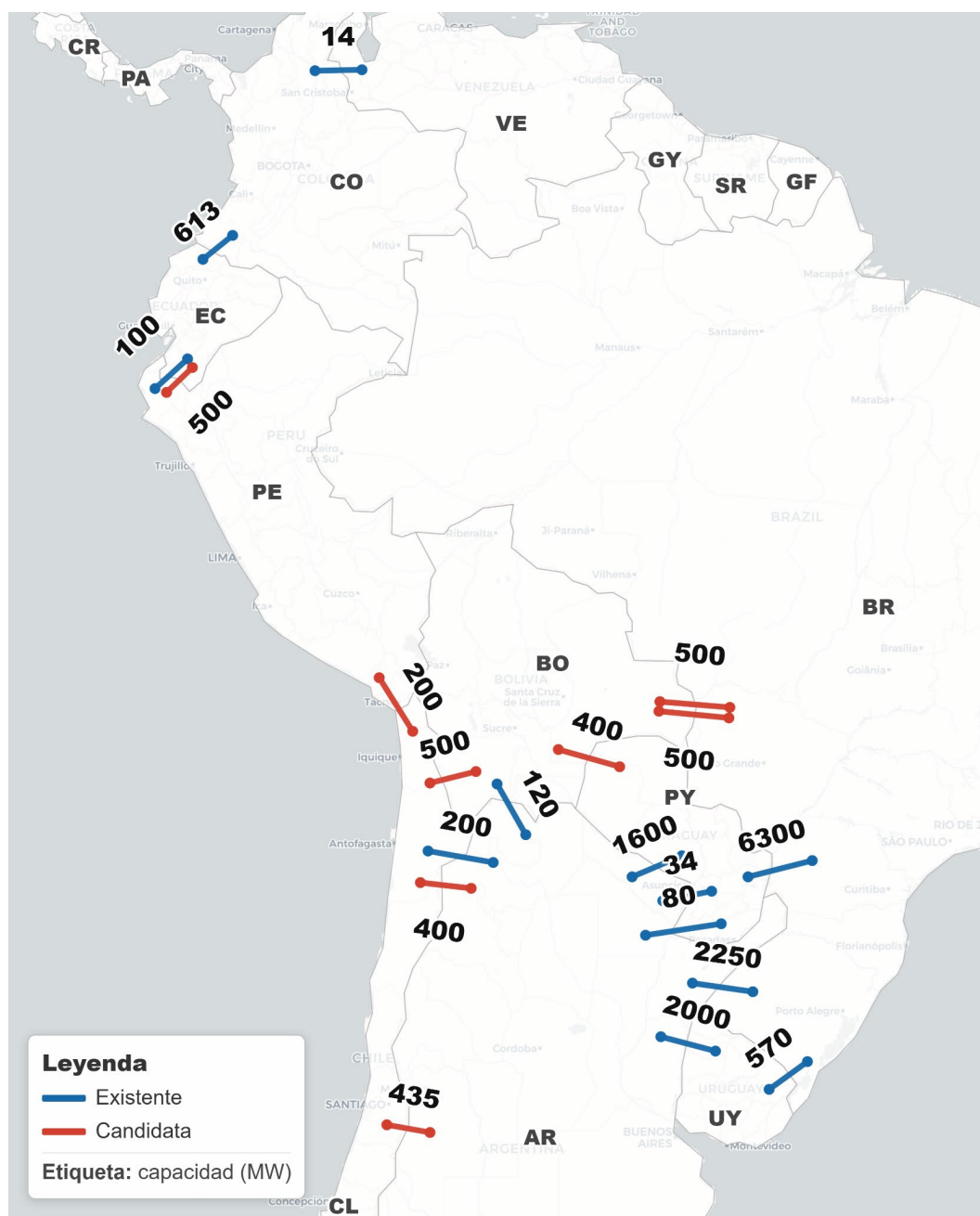


Figura 1. Capacidad transfronteriza existente (azul) y candidata (rojo) en Sudamérica, en MW. Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).

La Figura 2 muestra el mismo ejercicio para Centroamérica y México, donde la red ya opera de forma enmallada. A diferencia de Sudamérica, aquí los proyectos candidatos buscan reforzar y completar enlaces existentes más que habilitar conexiones nuevas.

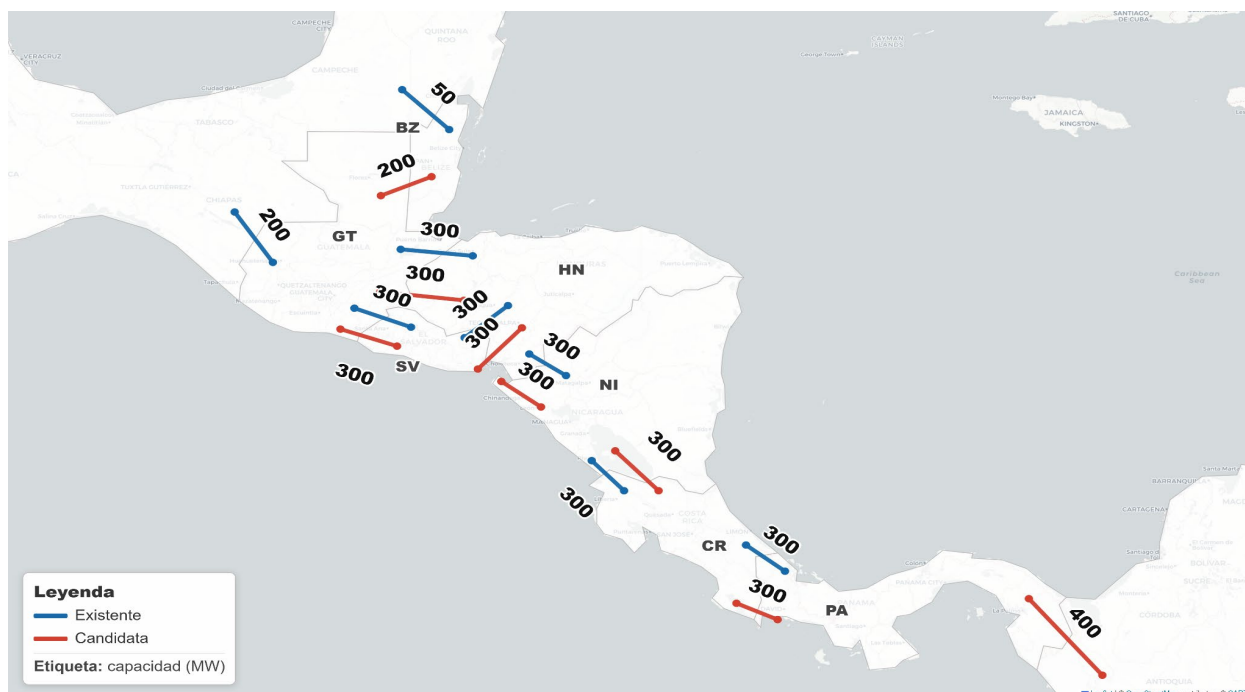


Figura 2. Capacidad transfronteriza existente (azul) y candidata (rojo) en América Central y México, en MW.
Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).

4. Lo que muestran los resultados

El Plan Indicativo arroja un volumen importante de resultados técnicos. Esta nota prioriza los tres hallazgos con mayor implicancia para la toma de decisiones; el detalle técnico completo puede consultarse en el documento del Plan y su anexo.

4.1 La integración no depende de apostar a un futuro específico

El hallazgo más relevante es la robustez del portafolio óptimo: doce de los dieciséis proyectos evaluados resultan convenientes en la totalidad de los seis escenarios analizados, sin excepción⁵. Esto incluye la totalidad de los proyectos ubicados en Sudamérica. La implicancia es directa: la decisión de invertir en estos corredores no requiere apostar por un futuro energético particular. Es una estrategia que genera valor bajo prácticamente cualquier escenario plausible, lo que reduce sustancialmente el peso de la incertidumbre como límite para postergar decisiones de inversión.

Las únicas excepciones se concentran en cuatro enlaces internos del sistema centroamericano, y cada uno responde a un mecanismo distinto. Guatemala-Honduras y Nicaragua-Honduras se activan exclusivamente bajo el escenario de precios altos de combustibles (escenario S3), cuando el encarecimiento del diésel y el gas amplía las diferencias de costo marginal y hace rentable intercambiar excedentes renovables. Honduras-El Salvador aparece como conveniente solo bajo el escenario de El Niño (escenario S5), cumpliendo un rol de resiliencia frente a estrés hidrológico. El Salvador-Guatemala se activa bajo electrificación acelerada y bajo El Niño simultáneamente (escenarios S4 y S5), lo que sugiere que su valor responde a ambas presiones a la vez. Lejos de indicar ausencia de valor, este comportamiento muestra que estos cuatro proyectos aportan resiliencia frente a shocks específicos, lo que justifica evaluarlos bajo criterios complementarios al análisis de condiciones promedio. Una explicación adicional que aportó el proceso de diálogo: la red

centroamericana ya opera de forma enmallada, de modo que el beneficio marginal de nuevos refuerzos internos depende del nivel de exigencia al que se someta el sistema.

El ejercicio de priorización ordena los proyectos según su contribución incremental al desempeño del sistema. El mayor impacto proviene de habilitar la vinculación de subsistemas hoy separados: Panamá-Colombia encabeza la lista al ser la primera conexión física entre los sistemas eléctricos de Centroamérica y Sudamérica. Le siguen los corredores que fortalecen el intercambio en el Cono Sur: Argentina-Chile (centro), Bolivia-Brasil (Fase I) y Argentina-Chile (norte); en tanto que Chile-Bolivia y Bolivia-Brasil (Fase II) consolidan la oportunidad de toda la región para acceder a energía renovable de menor costo, principalmente solar, sin las restricciones de escasez que hoy imponen los mercados nacionales. Esta jerarquía no es meramente económica: los primeros puestos corresponden a los corredores estructurales que acoplan subsistemas distintos, mientras que las posiciones siguientes refuerzan ejes ya existentes, como se observa en la Figura 3.

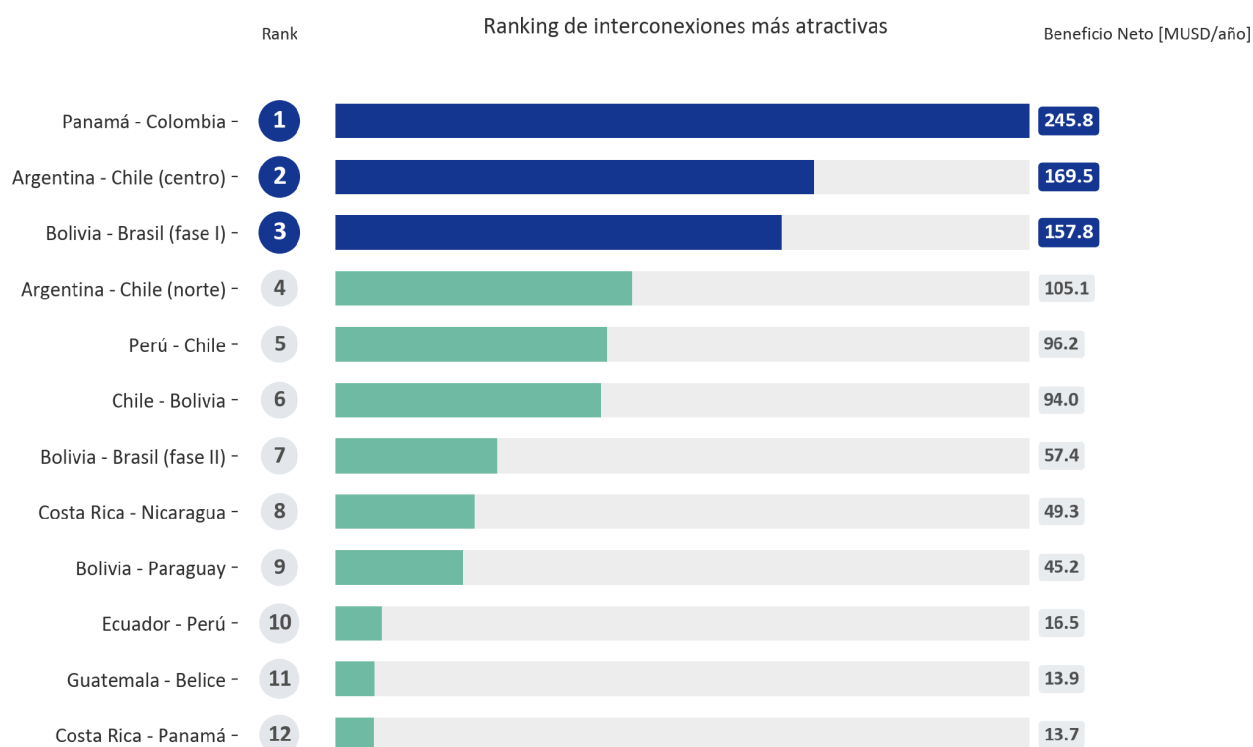


Figura 3. Ranking de interconexiones según beneficio neto regional (MUSD/año). Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).

4.2 Los beneficios son sustanciales y se sostienen en todos los escenarios

El beneficio neto regional, la suma de ahorros operacionales y de inversión en generación, almacenamiento y transmisión, neto del costo de construir las interconexiones, se ubica entre aproximadamente 1.000 y 5.300 millones de dólares al año, según el escenario⁵. El mecanismo detrás de ese beneficio cambia según el contexto: en los escenarios de referencia, precios altos de combustibles y estrés hidrológico, el ahorro proviene principalmente de operar el sistema de forma más eficiente, despachar primero la energía más barata, que suele ser renovable; en el escenario de electrificación acelerada, el mayor beneficio proviene de evitar la sobreinversión en capacidad de generación y almacenamiento a nivel nacional.

La Figura 4 descompone el beneficio neto regional por componente y escenario, distinguiendo cuánto proviene de menores costos de operación (OPEX) y cuánto de menor inversión evitada en generación, transmisión nacional y almacenamiento. Esta apertura permite ver que el mecanismo detrás del beneficio no es el mismo en todos los escenarios: en algunos domina el ahorro operativo, mientras que, en otros, como electrificación acelerada (escenario S4), el grueso del beneficio proviene de evitar sobreinversión en capacidad de generación.

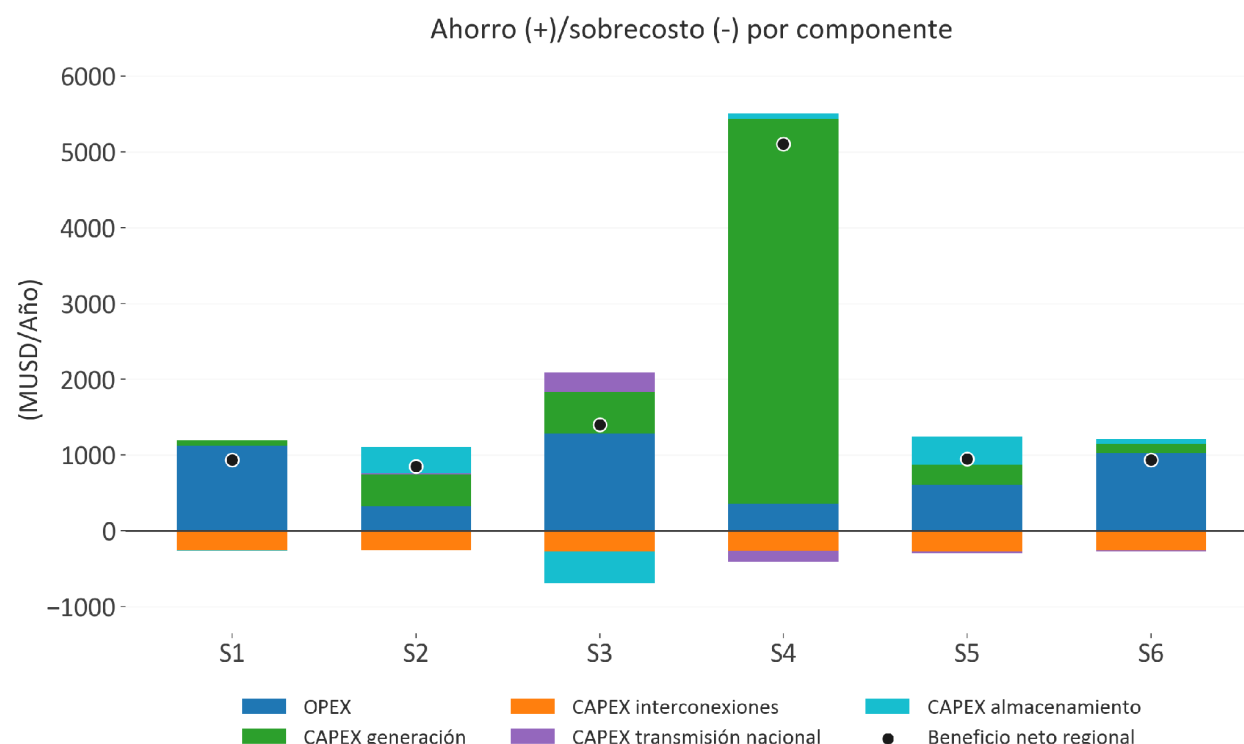


Figura 4. Ahorro (+) / sobrecosto (-) por componente y escenario, respecto al caso sin nuevas interconexiones (OPEX, CAPEX en interconexiones, generación, transmisión nacional y almacenamiento; MUSD/año). Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).

La distribución de beneficios entre países no es homogénea: algunos sistemas tienden a consolidarse como exportadores netos, aprovechando sus excedentes renovables o hidroeléctricos, mientras que otros acceden a importaciones más competitivas. Esa heterogeneidad no invalida la conveniencia de integrar la región, el beneficio conjunto es positivo en todos los casos, pero subraya un punto que el proceso de diálogo con los países confirmó como crítico: sin mecanismos explícitos de distribución equitativa de beneficios, la heterogeneidad de resultados puede convertirse en una barrera para la implementación.

4.3 La planificación vigente podría estar subestimando el valor de la integración

Un análisis complementario, bajo condiciones idealizadas sin restricciones regulatorias, muestra que, para varios corredores sudamericanos clave, Bolivia-Chile, Chile-Perú, Bolivia-Brasil y Argentina-Chile (norte), las capacidades óptimas de interconexión superan ampliamente las actualmente planificadas. En contraste, los enlaces del SIEPAC presentan capacidades optimizadas cercanas a las planificadas, confirmando que el sistema centroamericano ya captura una parte importante del valor disponible. El desafío de expansión, en consecuencia, está principalmente en los corredores estructurales que articulan a Sudamérica. La Figura 5 compara, para cada corredor, la capacidad óptima bajo condiciones idealizadas con la actualmente planificada.

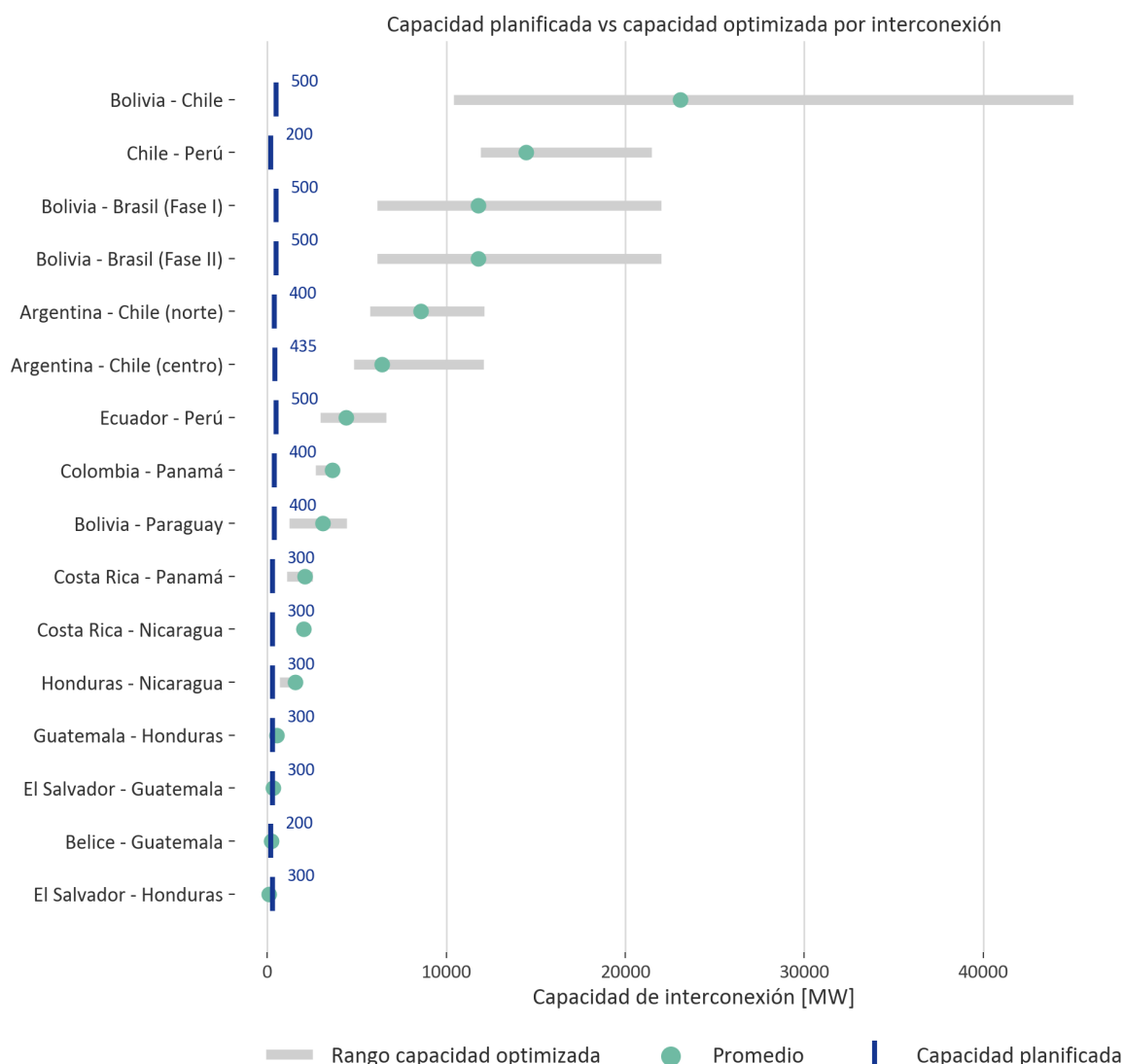


Figura 5. Comparación entre capacidad planificada y capacidad optimizada por interconexión (MW). Fuente: Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional, OLACDE-ISCI (2026).

5. El diálogo con los países: las barreras institucionales

El proceso de diálogo bilateral con 14 países, la banca multilateral y otros organismos regionales confirmó la solidez del diagnóstico técnico y, al mismo tiempo, identificó con precisión dónde se sitúa el verdadero cuello de botella de la integración. El hallazgo más transversal, repetido de forma independiente por delegaciones de distintas subregiones, es que el principal obstáculo a la interconexión es de naturaleza institucional y regulatoria, no técnica ni de ingeniería.

- La infraestructura física es condición necesaria, pero no suficiente. Su valor solo se realiza si existen arreglos consolidados para sostener el intercambio en el tiempo, incluso bajo estrés del sistema, incluidos contratos de largo plazo, reglas de despacho y mecanismos de asignación de riesgos.
- Existe una paradoja de seguridad energética: las mismas situaciones de crisis que hacen más valiosa la interconexión son las que pueden activar un sesgo en la toma

de decisiones hacia su restricción, en la medida en que los países prioricen su abastecimiento interno de corto plazo frente a la incertidumbre.

- La asignación de costos y beneficios, en particular el tratamiento de la energía en tránsito, cuando el intercambio involucra a tres o más países, es el problema que con mayor frecuencia trava los esquemas multilaterales, más que la infraestructura misma.
- La heterogeneidad en la organización industrial del sector eléctrico entre países condiciona qué instrumentos de cooperación son viables en cada caso, y exige soluciones flexibles antes que un modelo único.
- El diálogo identificó además una categoría completa de proyectos que el portafolio inicial no capturó: refuerzos y ampliaciones de infraestructura existente (segundos circuitos, re-potenciamientos, nuevas subestaciones), que suelen ser más rápidos y económicos de implementar que líneas completamente nuevas.
- Los países solicitaron explícitamente que el Plan tenga etapas siguientes y que se coordine con los mecanismos políticos de integración subregional en marcha como SICA, CAN y MERCOSUR, reconociendo que la integración regional no puede avanzar al margen de esos procesos.

La implicancia para los tomadores de decisión es directa: el debate sobre la integración eléctrica regional no debe situarse principalmente en el terreno técnico, donde la evidencia ya es robusta, sino en el terreno diplomático, regulatorio y contractual, que es donde efectivamente se decide si los proyectos se materializan.

6. Hacia un nuevo marco regional: gobernanza y financiamiento

6.1 Un instrumento que dé entidad a la integración

La región cuenta hoy con esfuerzos subregionales de integración (Centroamérica, la zona andina, el Cono Sur) que han avanzado a ritmos distintos, pero que comparten una limitación: se estructuraron entre sistemas contiguos y afines. Los corredores de mayor valor sistémico identificados por el Plan son, precisamente, los que cruzan esas fronteras subregionales, entre Centroamérica y Sudamérica, y entre la zona andina y el Cono Sur, para los cuales ningún esquema subregional existente ofrece, por sí solo, un marco de articulación. El análisis identifica ahí un vacío institucional: una instancia regional con atribuciones normativas y jurídicas para construir mercados energéticos de escala regional, capaz de articular y agregar, sin reemplazar, los esfuerzos subregionales existentes.

6.2 Interoperabilidad antes que homologación

Dada la heterogeneidad regulatoria e industrial de los países, el objetivo realista no es armonizar plenamente las reglas nacionales, sino lograr que los sistemas sean interoperables: que las reglas de despacho, los protocolos de operación y las condiciones de acceso sean lo suficientemente compatibles como para permitir el intercambio, sin exigir que cada país renuncie a su arquitectura regulatoria propia. Esto define una agenda de trabajo específica: identificar los puntos concretos de fricción, como el tratamiento del tránsito, las reglas de prioridad en escasez, los estándares técnicos, cada uno de los cuales requiere negociación propia y no admite una solución uniforme.

6.3 De la viabilidad técnica a la financiera

Que un proyecto sea técnicamente sólido y económicamente conveniente no basta para que sea financiable. Se requiere un comprador creíble en el largo plazo, reglas claras de recuperación de la inversión, una asignación explícita de riesgos cambiarios, de demanda y regulatorios, y mecanismos de solución de controversias. El diálogo confirmó que es en estas condiciones, y no en la ingeniería, donde los proyectos hoy se detienen.

Una recomendación concreta: licitar la necesidad, no el activo

En lugar de adjudicar un proyecto predefinido, se recomienda estructurar el desarrollo de las interconexiones prioritarias como una licitación de la necesidad de transmisión, neutral respecto de la tecnología, dejando que los oferentes propongan la mejor solución, incluida la combinación de líneas con almacenamiento. Varios países de la región ya cuentan con plantillas nacionales de concesión que pueden adaptarse a un contexto transfronterizo.

6.4 Una hoja de ruta en tres horizontes

El Plan Indicativo se concibe como el primer ciclo de un proceso, no como un punto de llegada. La hoja de ruta propuesta se organiza en tres horizontes:

- Corto plazo: formalizar un espacio regional de coordinación permanente, validar con cada país las correcciones al portafolio identificadas en el diálogo, y profundizar los estudios de prefactibilidad de los corredores prioritarios, incorporando explícitamente los refuerzos de infraestructura existente.
- Mediano plazo: avanzar en metodologías de asignación de costos y beneficios entre países (incluido el tránsito), diseñar los instrumentos de licitación del servicio de transmisión, y ampliar el alcance del análisis hacia los sistemas insulares del Caribe.
- Largo plazo: consolidar un mercado eléctrico regional y una plataforma de planificación energética de actualización continua, capaz de incorporar nueva información, nuevos proyectos y países de forma recurrente

7. Conclusiones

La integración eléctrica regional en América Latina y el Caribe es una estrategia estructuralmente conveniente y climáticamente urgente. El Plan Indicativo de Interconexión Eléctrica Regional demuestra que la expansión coordinada de las interconexiones genera beneficios netos positivos en todos los escenarios evaluados, con independencia de la trayectoria específica de la demanda, los precios de los combustibles o las condiciones hidrológicas.

La robustez del portafolio óptimo, doce de dieciséis proyectos convenientes en la totalidad de los escenarios, elimina el argumento de la incertidumbre como justificación para la inacción. Al mismo tiempo, el proceso de diálogo con los países dejó claro que la materialización de ese potencial no se resolverá en el plano de la infraestructura: los principales desafíos son institucionales, regulatorios y financieros, y son precisamente los que esta nota técnica y el Plan Indicativo buscan poner sobre la mesa de quienes toman las decisiones.

Implicancia para la toma de decisiones

La integración eléctrica de América Latina y el Caribe al horizonte 2040 muestra, según el Plan Indicativo, la trayectoria de menor costo, mayor resiliencia y sostenibilidad para la

región. Esta conclusión se sostiene en evidencia técnica robusta, validada por los propios países en el proceso de diálogo bilateral y confirmada en la reunión ministerial de Montevideo de junio de 2026. El Plan Indicativo pone a disposición de los países la evidencia técnica y la priorización de corredores que resultan de este análisis, como insumo técnico para sus procesos de decisión.



@olacde



olacde.org