Interconexión en América Latina: Desarrollo de un marco cooperativo para la interconexión regional

Informe Final

25 de mayo 2026

Autores

Rodrigo Moreno, Universidad Adolfo Ibañez - Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería

Felipe Sepulveda, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Miguel Ramírez, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Gerardo Blanco, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso - PUCV

Felipe Maldonado, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Participantes

Francisco Garcés, Fernando Olsina, Instituto de Energía Eléctrica - IEE - UNSJ–CONICET

Andrés Rebolledo, Fabio García, Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía - OLACDE

Wilfredo Flores, Universidad Tecnológica Centroamericana - UNITEC

Luiz Barroso, PSR Energy Consulting and Analytics

Alfonso Blanco, Inter-American Dialogue - IAD

Cecilia Llamosas, Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos de la Facultad Politécnica Universidad Nacional de Asunción - GISE-FPUNA, Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo - CRECE

Tabla de contenido

RESUMEN EJECUTIVO 6

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ESTUDIO 8

1.1. Introducción 8
1.2. Objetivo general 9
1.3. Objetivos específicos 9
1.4. Estructura del informe 9

2. REVISIÓN DE LITERATURA 11

2.1. Literatura teórica 11
2.2. Prácticas regulatorias internacionales 15

3. METODOLOGÍA 31

4. DATOS DE ENTRADA 35

4.1. Demanda eléctrica 36
4.2. Costos de inversión en tecnología de generación y almacenamiento 37
4.3. Costos de inversión en transmisión nacional e interconexiones 38
4.4. Precios de combustibles 39
4.5. Factos de emisión 41
4.6. Topología de la red eléctrica 42
4.7. Tratamiento de las binacionales 48
4.8. Descuentos por disponibilidad 48

5. CASOS DE ESTUDIO DE PRÁCTICAS INTERNACIONALES 49

5.1. Mecanismo de asignación ASIA 49
5.2. Mecanismo de asignación Europa 54
5.3. Mecanismo de asignación SIEPAC 58

6. RESULTADOS 61

6.1. Beneficios de la interconexión ex-ante 61

6.2. Mecanismo de asignación ASIA 64

6.3. Mecanismo de asignación Europa 68

6.4. Mecanismo de asignación SIEPAC 72

7. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CASOS DE ESTUDIO 77

7.1. Comparación estructural 77

7.2. Análisis ex-post comparativo 77

7.3. Identificación de PROS y CONTRAS 78

7.4. Comparación transversal 79

8. RECOMENDACIONES PARA INTERCONEXIONES PRIORITARIAS Y COOPERACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA 80

8.1. Recomendación 1: calcular el residual ex-ante 80

8.2. Recomendación 2: repartir el residual según CBCA 82

8.3. Recomendación 3: aplicar la regla de *no-loser* regional 83

8.4. Recomendación 4: extender la protección (*no-loser*) al plano doméstico 85

8.5. Recomendación 5: operar un fondo anual de compensación 86

8.6. Recomendación esquema práctico de cooperación técnico-económica 87

9. CONCLUSIONES 91

10. BIBLIOGRAFÍA 93

Nomenclatura

Índices:

i	Subíndice para conjunto de países
l	Subíndice para interconexiones
g	Subíndice para generadores
n	Subíndice para nodos
s	Sobreíndice conjunto de escenarios
t	Subíndice para periodo de tiempo

Variables:

B	Beneficio anual por país
BG	Beneficio de generación ex-post
C^{total}	Cargo total anual por país
C^{benef}	Cargo de beneficiarios por país
$Cargo$	Cargo de interconexión por país
CD	Costo de la demanda ex-post
CG	Costo operativo de generación
$Costo$	Costo de asignación interconexión por país
CR	Rentas de congestión
CS	Costo social ex-post
$CURTRC$	Tarifa por retiro SIEPAC
$CURTRG$	Tarifa por inyección SIEPAC
d	Déficit del país
D	Demanda del sistema
e	Excedente del país
E^d, E^g	Energía servida y generada
EI	Energía importada
EE	Energía exportada
F	Flujo sobre línea de interconexión
IAR	Ingreso anual requerido
IG	Ingreso operativo de generación
IR^{sem}	Ingreso regulatorio semestral
P	Despacho de generación
PD	Pago de la demanda
$Peaje$	Peaje de interconexión
PS	Excedente de los productores
R	Residual ex-ante
LL	Energía no servida
MI	Ingreso regulatorio semestral inyecciones
MR	Ingreso regulatorio semestral retiros
s	Asignación de costo por país
SEW	Bienestar social
T	Pool de transferencia
τ	Tarifa de interconexión
Π	Beneficio operativo de generación
λ	Precio nodal
σ^{benef}	Share por beneficios
σ^{host}	Share por exposición física
σ^{hyb}	Share hibrido

Parámetros:

C	Costo de operación por generador
$CAPEX$	Costo de inversión interconexión
CVT^{sem}	Ingresos netos por cargos variables de transmisión
$IVDT$	Ingresos por venta de derechos de transmisión
L	Longitud de interconexión
n	Vida útil interconexión
$OPEX$	Costo de operación interconexión
r	Tasa de descuento
SCF	Subcuenta de compensación de faltantes
SCE	Subcuenta de compensación de excedentes
ω	Fracción anual de costos de O&M
α	Asignación residual ex-ante
α_I, α_R	Asignación ingreso regulatorio por inyección y retiro
ϕ^{CR}	Asignación rentas de congestión por país
γ	Fracción rentra de congestión
β	División share
η	División bloque de uso/beneficiario

Abreviaciones:

$O\&M$	Operación y mantenimiento
PV	Valor presente
NPV	Valor presente neto
$PVAF$	Factor de valor presente de la anualidad
CRF	Factor de recuperación de capital
fr	Desde
to	Hacia
EXT	Externalidades

Resumen ejecutivo

El presente estudio aborda el desafío estratégico de desarrollar interconexiones eléctricas regionales en América Latina bajo un enfoque cooperativo, reconociendo que uno de los principales obstáculos para su materialización no es de carácter técnico, sino institucional y económico. En particular, la ausencia de mecanismos de asignación de costos y beneficios que sean percibidos como justos y eficientes ha limitado históricamente la concreción de proyectos de integración energética. En este contexto, el objetivo central del informe es evaluar y proponer soluciones prácticas que permitan diseñar esquemas de reparto de beneficios, compensaciones y remuneración de infraestructura, alineando los incentivos entre países y asegurando la viabilidad de proyectos de interconexión regional.

Para abordar este objetivo, el estudio combina una revisión de literatura teórica y regulatoria con el desarrollo de un modelo de optimización aplicado a distintos escenarios de integración. Este enfoque permite cuantificar los beneficios técnicos y económicos de la interconexión —incluyendo reducciones en costos de operación, mejoras en seguridad de suministro y mayor aprovechamiento de recursos renovables— así como analizar su distribución entre países y agentes. La evidencia muestra que los beneficios de la integración son altamente dependientes del contexto, variando según la complementariedad de recursos, los perfiles de demanda y las condiciones operativas de cada sistema, lo que refuerza la necesidad de evaluaciones multi-escenario para una correcta toma de decisiones.

En este marco, el estudio analiza comparativamente tres enfoques internacionales de asignación de costos y beneficios: la metodología ASIA (incluyendo variantes como Sello Postal y MW-Mile), el esquema SIEPAC en Centroamérica, y el marco europeo basado en análisis costo-beneficio y asignación cruzada de costos (CBCA). Cada uno de estos enfoques responde a distintas lógicas económicas y regulatorias, lo que permite extraer lecciones relevantes para el contexto latinoamericano.

Los resultados muestran que la metodología ASIA se caracteriza por su simplicidad operativa y su enfoque en la recuperación de costos, utilizando señales basadas en el uso físico de la red o esquemas de socialización. En particular, el método Sello Postal tiende a distribuir los costos de manera uniforme, lo que facilita su implementación pero puede generar señales económicas débiles y asignaciones poco eficientes. Por su parte, el enfoque MW-Mile introduce una mayor relación entre costos y uso de la infraestructura, mejorando la eficiencia, aunque a costa de mayor complejidad y potenciales tensiones distributivas. En términos ex-post, estos esquemas tienden a limitar el rol de la renta de congestión como mecanismo de señal económica, priorizando la recuperación de costos por sobre la maximización del bienestar social.

En contraste, la metodología europea (ENTSO-E) se basa en un enfoque explícito de bienestar social, donde la asignación de costos se vincula directamente con los beneficios económicos que cada país obtiene de la interconexión. A través del análisis costo-beneficio (CBA) y la asignación cruzada de costos (CBCA), este esquema permite internalizar tanto beneficios directos como indirectos (spillovers), incluyendo reducciones de costos, mejoras en seguridad de suministro e integración de energías renovables. Los resultados evidencian que este enfoque logra una asignación más eficiente desde el punto de vista económico, aunque requiere un alto nivel de sofisticación metodológica e institucional, así como

mecanismos de compensación para asegurar que todos los países participantes obtengan beneficios netos positivos.

Por su parte, el esquema SIEPAC representa un enfoque híbrido que combina elementos de recuperación de costos con señales económicas derivadas del mercado. En este caso, la remuneración de la infraestructura se basa en cargos por uso (peajes de inyección y retiro) y en la captura de rentas de congestión, distribuidas entre los países participantes. El análisis ex-post muestra que este esquema permite internalizar parcialmente los beneficios de la interconexión, aunque su efectividad depende de la estructura del mercado y de la magnitud de las rentas de congestión generadas. En algunos casos, la ausencia de congestión puede limitar la señal económica y trasladar el peso de la recuperación de costos a mecanismos tarifarios.

El análisis comparativo revela que no existe una metodología única que domine en todas las dimensiones. Por el contrario, se identifican trade-offs claros entre eficiencia económica, simplicidad operativa y aceptabilidad política. Mientras que el enfoque europeo maximiza el bienestar social y permite una asignación eficiente basada en beneficios, su implementación requiere capacidades institucionales avanzadas. En contraste, los esquemas tipo ASIA ofrecen mayor simplicidad y facilidad de aplicación, pero pueden generar asignaciones menos eficientes y potencialmente inequitativas. El modelo SIEPAC, en tanto, ofrece una solución intermedia, aunque su desempeño depende críticamente de las condiciones del sistema y del diseño del mercado.

A partir de estos resultados, el estudio concluye que el diseño de mecanismos de asignación para América Latina debe orientarse hacia esquemas híbridos que combinen lo mejor de cada enfoque. En particular, se destaca la importancia de incorporar criterios de bienestar social en la asignación de costos, complementados con mecanismos de compensación que aseguren condiciones de “no perdedores” tanto a nivel regional como doméstico. Asimismo, se propone la implementación de fondos de compensación y reglas claras de reparto que permitan internalizar beneficios indirectos y facilitar acuerdos entre países.

Finalmente, el estudio identifica que la viabilidad de las interconexiones regionales no depende únicamente de su rentabilidad económica, sino de la capacidad de diseñar marcos cooperativos que alineen incentivos, distribuyan beneficios de manera justa y generen confianza entre los actores involucrados. En este sentido, el principal hallazgo es que la interconexión eléctrica en América Latina debe ser entendida como un problema de coordinación económica e institucional, donde la correcta asignación de costos y beneficios es el elemento central para transformar oportunidades técnicas en proyectos concretos de integración regional.

1. Descripción general del estudio

1.1. Introducción

La creciente interdependencia de los sistemas eléctricos nacionales ha puesto los proyectos de interconexión transfronteriza en el centro de la política energética global [1, 2, 3]. Siendo impulsados por la necesidad de mejorar la seguridad del suministro, optimizar recursos energéticos y facilitar la integración a gran escala de fuentes de energía renovables, estas infraestructuras críticas generan un valor colectivo significativo: permiten que los países compartan reserva de generación, accedan a fuentes de energía más económicas, reduzcan la volatilidad de precios y aumenten la resiliencia general del sistema [4, 3]. Sin embargo, la materialización de estos beneficios regionales se enfrenta a un obstáculo fundamental conocido como el *dilema de cooperación*.

El problema central radica en la distribución inherentemente asimétrica de los costos y beneficios. Un país puede verse obligado a albergar la mayor parte de la infraestructura física de una línea de transmisión, con sus respectivos costos de inversión e impactos ambientales y sociales, mientras que los beneficios económicos principales como la reducción de los precios de la electricidad o el acceso a energía limpia se acumulan en un país vecino [1, 4]. Esta divergencia entre quién paga y quién se beneficia crea un desajuste de incentivos que pueden llevar a retrasos en la inversión, negociaciones fallidas y, en última instancia, el desarrollo subóptimo de la red a nivel regional.

La literatura académica e informes de política regulatoria coinciden en que la ausencia de mecanismos de asignación de costos y beneficios que sean percibidos como justos, transparentes y eficientes, constituye una de las barreras más significativas para la inversión en interconexiones [4, 5]. Por lo tanto, el objetivo primordial de estos mecanismos no es simplemente dividir una factura, sino diseñar un marco de incentivos que alinee los intereses soberanos de cada nación con el objetivo de maximizar el bienestar social y económico de la región en su conjunto. Se trata de transformar un juego de suma cero en un resultado de suma positiva para todos los participantes, garantizando que cada país obtenga un beneficio neto que justifique su participación e inversión en el proyecto cooperativo [1].

El presente informe es una extensión del trabajo desarrollado en el white paper *"Integración energética y descarbonización en América Latina: La dinámica de la integración bajo el enfoque de corrientes múltiples"* [6], donde se analizó como la interconexión regional puede acelerar la transición hacia sistema bajos en carbono en América Latina. El trabajo actual se enfoca en el análisis comparativo de los mecanismos de asignación de costos y beneficios, examinando su fundamentación teórica, instrumentación regulatoria y aplicación práctica en tres regiones geopolíticas clave: Europa, Asia y Sudamérica. A partir de las evaluaciones realizadas, se presentarán una serie de recomendaciones sobre interconexiones prioritarias y esquemas prácticos de cooperación técnico-económica.

1.2. Objetivo general

Evaluar y proponer soluciones prácticas, enfocadas en gestionar esquemas de reparto de beneficios y compensaciones, junto a la identificación de mecanismos de remuneración de infraestructura para la interconexión eléctrica regional en América Latina.

1.3. Objetivos específicos

- Ampliar el rango de escenarios analizados, profundizando en la cuantificación de beneficios técnicos y económicos de la integración eléctrica, como continuidad del proyecto previo.
- Identificar y documentar aplicaciones prácticas de esquemas de reparto y cuantificación de beneficios, y mecanismos de remuneración de infraestructura de interconexión eléctrica a nivel global.
- Identificar esquemas de reparto y cuantificación de beneficios, y mecanismos de remuneración de infraestructura de interconexión eléctrica propuestas en el estado del arte académico.
- Evaluar las ventajas y desventajas de las alternativas identificadas y diseñadas, bajo distintos escenarios de integración regional.
- Generar recomendaciones sobre interconexiones prioritarias y esquemas prácticos de cooperación técnica y económica.

1.4. Estructura del informe

El presente informe se organiza en una secuencia de capítulos diseñada de tal manera que aborda de forma sistemática los desafíos asociados al desarrollo de interconexiones eléctricas regionales y a la implementación de mecanismos cooperativos de asignación de costos y beneficios en América Latina.

En primer lugar, se presenta una **introducción**, donde se contextualiza la relevancia estratégica de las interconexiones transfronterizas, se identifica el problema del desalineamiento de incentivos entre países y se establecen los objetivos generales y específicos del estudio.

Posteriormente, el informe desarrolla una **revisión de la literatura**, que abarca tanto los fundamentos teóricos —con énfasis en teoría de juegos cooperativos, esquemas de reparto de beneficios y estructuras tarifarias— como las principales **prácticas regulatorias internacionales**, incluyendo experiencias consolidadas en Europa, Asia y América Latina. Esta revisión permite extraer lecciones prácticas sobre gobernanza, financiamiento, regulación y estabilidad de los acuerdos.

Luego, el informe incorpora una sección metodológica que describe el **modelo de optimización utilizado**, los supuestos de entrada, los escenarios analizados y las principales restricciones técnicas y económicas consideradas para evaluar los impactos de distintas configuraciones de interconexión regional.

A continuación, se presentan los **casos de estudio** y sus respectivos **resultados**, abordando principalmente el impacto de la interconexión sobre los costos sistemáticos y el balance costo-beneficio, desglosado tanto a nivel regional como por agentes. Cabe destacar que estos resultados se complementan con un **análisis comparativo** entre escenarios y alternativas de cooperación, resultando esto en el planteamiento de un conjunto de recomendaciones para el desarrollo de futuros mecanismos de asignación, pero adaptado al contexto de América Latina.

Finalmente, el documento expone las **conclusiones**, que se sintetizan los principales hallazgos del estudio y los lineamientos prácticos para el diseño de marcos cooperativos de interconexión eléctrica en América Latina.

2. Revisión de literatura

La presente sección revisa un conjunto de estudios teóricos y prácticas regulatorias relevantes que abordan el desarrollo de esquemas de reparto de beneficios y mecanismos de remuneración de infraestructura de interconexión eléctrica entre distintos países/regiones geográficas.

2.1. Literatura teórica

2.1.1. Modelos económicos y de teoría de juegos para la cooperación

2.1.1.1. Teoría de juegos cooperativos (TGC) como marco axiomático

A diferencia de la teoría de juegos no cooperativos, que se centra en las estrategias individuales de los agentes, la TGC analiza cómo coaliciones de países pueden cooperar para generar valor conjunto y cómo repartirlo [1, 4]. Su aplicación a las interconexiones eléctricas parte de la premisa de que el valor de una red regional integrada supera a la suma de sistemas eléctricos nacionales aislados.

Dentro de la TGC, el *Valor de Shapley* es el concepto de solución más citado por su fundamento axiomático de equidad: asigna a cada país un pago igual a su contribución marginal promedio al valor total generado por la coalición, preservando propiedades como eficiencia y simetría [4]. Su uso teórico se ha explorado en contextos como la red *offshore* del Mar del Norte y la subregión BBIN en Asia [4, 7].

2.1.1.2. Estabilidad de las coaliciones

Un objetivo central de cualquier mecanismo de asignación es la *estabilidad*. La TGC estudia este concepto mediante el *núcleo*: una asignación está en el núcleo si ningún subconjunto de países obtiene más beneficio escindiéndose que permaneciendo en la gran coalición [1, 4, 7]. Así, los mecanismos inspirados en TGC no solo buscan equidad, sino también robustez frente a desviaciones estratégicas [1, 4].

2.1.1.3. Limitaciones prácticas

La implementación directa de soluciones axiomáticas enfrenta dos desafíos: (i) complejidad computacional (el cálculo del Valor de Shapley crece exponencialmente con el número de participantes); y (ii) información imperfecta (países con incentivos a subestimar beneficios o inflar costos) [4]. Por ello, en la práctica se diseñan mecanismos inspirados en TGC – p.ej, asignación basada en beneficios - que sean *suficientemente buenos*, transparentes y políticamente aceptables.

2.1.2. Estructura de precios y tarifas para la recuperación de la inversión

Mientras la TGC orienta el reparto de los beneficios, las estructuras de precios determinan *cómo* se pagan y recuperan los costos.

2.1.2.1. Tarifas de dos partes

Este enfoque permite adaptar la recuperación de costos a capacidades de pago y patrones de uso heterogéneos entre países [1]. La tarifa se divide en dos partes [1]:

- **Cargo fijo (capacidad)**: orientado a recuperar CAPEX y OPEX fijos; suele cobrarse según capacidad reservada o contratada, independiente del uso efectivo.
- **Cargo variable (energía)**: proporcional a los MWh efectivamente intercambiados; cubre costos variables (pérdidas) e incluso componentes ligados a congestión.

2.1.2.2. Métodos de sello postal y sensibilidad

El método *sello postal* aplica un cargo uniforme sin considerar distancia ni trazado de flujo [1, 8]. Para corregir ineficiencias, suele combinarse con *índices de sensibilidad* o *factores de reparto de flujo*, ajustando el cargo según la contribución a la congestión en partes específicas de la red [8].

2.1.2.3. Precios basados en costos marginales

En mercados desarrollados, el precio de corto plazo iguala el costo marginal de la última unidad despachada [1]. Cuando hay congestión, emergen *rentas de congestión*, las cuales se interpretan como señales del valor de expandir la transmisión [1, 4]. Sin embargo, por sí solas rara vez cubren la inversión total, por lo que se complementan con mecanismos de recuperación de costos fijos de largo plazo (p.ej., cargos por capacidad o tarifas reguladas) [4].

2.1.3. Rol de la regulación en la alineación de incentivos y la mitigación de riesgos

La regulación tiene por función establecer un marco institucional que alinee los incentivos de los distintos actores del sector eléctrico (TSO, generadores, consumidores e inversores). Asimismo, gestiona y distribuye los riesgos asociados a inversiones de largo plazo, proporcionando estabilidad y mecanismos que favorecen la sostenibilidad de los proyectos.

2.1.3.1. Regulación de incentivos

La regulación puede, por ejemplo, permitir un retorno regulado a la transmisión pero ligando parte de las utilidades al cumplimiento de metas asociadas a la calidad de servicio que reciben los consumidores (p.ej., reducción de congestión, mejora de fiabilidad). De esta manera, se evitan capturas desproporcionadas de beneficios privados frente al bienestar social [9].

2.1.3.2. Gestión de la incertidumbre

Los beneficios se estiman *ex-ante* y se materializan *ex-post* [9]. Para gestionar la divergencia entre ambas instancias, se utilizan los siguientes mecanismos:

- **Modelos estocásticos**: representa explícitamente la incertidumbre del sistema mediante la definición de múltiples escenarios con probabilidades.
- **Mecanismos de compensación de bienestar**: cláusulas que activan pagos si los beneficios realizados caen bajo umbrales predefinidos.

2.1.4. Formulaciones matemáticas claves

2.1.4.1. Valor de Shapley (Teoría de Juegos Cooperativos)

El Valor de Shapley se utiliza para cuantificar las asignaciones justas de beneficios que surgen bajo la denominada gran coalición, la cual se configura cuando todos los países participantes toman decisiones cooperativamente [1]. A continuación, se detalla su formulación matemática [4]:

$$\phi_i(v) = \sum_{S \subseteq N \setminus \{i\}} \frac{|S|!\,(n-|S|-1)!}{n!}\,[\,v(S \cup \{i\}) - v(S)] \tag{2.1}$$

donde N es el conjunto de países ($|N| = n$), S una coalición que no incluye a i, y $v(\cdot)$ la función de valor.

2.1.4.2. Análisis Costo–Beneficio (CBA) del modelo europeo

A continuación, se presenta la formulación del CBA utilizado en el modelo europeo, que permite estimar el **beneficio neto** asociado a un proyecto a lo largo del horizonte de evaluación [10]:

$$\text{BeneficioNeto}_j = \sum_{t=1}^{T} \frac{\Delta SEW_{j,t}}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{T} \frac{\Delta CostoPérdidas_{j,t}}{(1+r)^t} - \left(CAPEX_j + \sum_{t=1}^{T} \frac{OPEX_{j,t}}{(1+r)^t} \right) \tag{2.2}$$

donde SEW es el beneficio económico social, r la tasa de descuento social y T el horizonte temporal.

2.1.4.3. Costo de servicio del Tratado de Itaipú

De acuerdo con tratado de Itaipu, el modelo de cobertura de costos (empresa binacional sin fines de lucro) se define mediante la siguiente formulación [11]:

$$\begin{aligned} \text{CostoServicio}_t = {} & R_{\text{capital}} + C_{\text{financieros}} + A_{\text{deuda}} + \text{Royalties} + R_{\text{admin}} \\ & + C_{\text{explotación}} \pm S_{\text{explotación},t-1} + R_{\text{cesión}} \end{aligned} \tag{2.3}$$

donde R_{capital} es la remuneración al capital integrado; $C_{\text{financieros}}$ y A_{deuda} corresponden a intereses y amortización (eliminados tras el pago de la deuda en 2023); *Royalties* son pagos por uso de recursos

hídricos; R_{admin} el resarcimiento por administración; $C_{\text{explotación}}$ los costos de O&M; $S_{\text{explotación,t}-1}$ el saldo de la cuenta de explotación del año previo; y $R_{\text{cesión}}$ la remuneración por energía cedida. Finalmente, la tarifa anual se fija para igualar exactamente el costo del servicio.

2.1.4.4. Despacho económico coordinado del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)

El despacho en el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) se basa en la maximización del beneficio social de los intercambios, sujeto a restricciones técnicas y de mercado [12]. El problema de optimización se puede formular de la siguiente manera [12]:

$$\max_{t\in T} \sum_{t\in T} \Big(P_t^{compra} Q_t^{intercambio} - \Big(P_t^{venta} + P_t^{peaje_{transmisión}} \Big) Q_t^{intercambio} \Big) \quad (2.4.a)$$

sujeto a:

$$0 \le Q_t^{intercambio} \le Capacidad_t^{enlace} \quad \text{(capacidad de transmisión)} \quad (2.4.b)$$

$$P_t^{importación} \le P_t^{generación_propia} \quad \text{(no pagar más que el costo local)} \quad (2.4.c)$$

Otras restricciones operativas del sistema (2.4.d)

Donde P_t^{compra} y $Q_t^{intercambio}$ es el precio y cantidad de energía acordada en el contrato bilateral financiero respectivamente; P_t^{venta} y $P_t^{generación_propia}$ es el precio spot de la energía por importación y generación local respectivamente; $P_t^{peaje_transmisión}$ es el peaje por uso del enlace de transmisión; y $Capacidad_t^{enlace}$ es la capacidad de transmisión disponible en el enlace.

2.1.4.5. Estructuras de ingresos en un PPA *take-or-pay*

En los PPA bilaterales, comunes en Asia, la cláusula “toma o paga” garantiza un flujo de ingresos mínimo para el generador, asegurando la viabilidad financiera del proyecto [13]. La estructura de ingresos se puede representar como [13]:

$$Ingreso_{anual} = T_{capacidad} + T_{energía} \quad (2.5)$$

$$T_{capaciad} = P_{capacidad} \times Capacidad_{contratada} \quad (2.6)$$

$$T_{energía} = P_{energía} \times \max(Energía_{entregada}, Energía_{mínima}) \quad (2.7)$$

2.2. Prácticas regulatorias internacionales

2.2.1. Modelo integrado europeo: regulación, metodología y aplicación

El enfoque de la Unión Europea para las interconexiones eléctricas transfronterizas es el más estructurado e institucionalizado del mundo. Se basa en un marco regulatorio supranacional cuya metodología de análisis estandarizada y proceso de toma de decisiones coordinado, está diseñado para superar las barreras de inversión y promover un mercado energético interno plenamente integrado.

2.2.1.1. Marco Regulatorio de la UE: Proyectos de Interés Común (PCI) y la Asignación de Costos Transfronterizos (CBCA)

La piedra angular del marco europeo es el reglamento sobre las orientaciones para las infraestructuras energéticas transeuropeas (Reglamento TEN-E). La versión más reciente, el Reglamento (UE) 2022/869, establece un proceso para identificar **Proyectos de Interés Común (PCI)** que son proyectos de infraestructura considerados esenciales para alcanzar los objetivos de política energética de la UE, y la integración del mercado, seguridad del suministro y sostenibilidad [14].

Para facilitar la implementación de estos proyectos, el reglamento introdujo el mecanismo de **Asignación de Costos Transfronterizos (CBCA)**. El propósito fundamental del CBCA es abordar las asimetrías en la distribución de costos y beneficios que a menudo obstaculizan los proyectos transfronterizos [15]. Si un PCI demuestra generar beneficios significativos para un país B, pero sus costos recaen principalmente en un país anfitrión A, el mecanismo CBCA permite que una parte de los costos de inversión sea transferida del país A al país B. Además, una decisión CBCA positiva es un requisito previo para que un proyecto pueda solicitar financiación del Mecanismo “Conectar Europa” (CEF) de la UE [15].

El **proceso de decisión del CBCA** está claramente definido y se inicia a petición de los promotores del proyecto [15]:

1. **Solicitud de inversión**: los promotores del PCI presentan una solicitud de inversión conjunta, que incluye una propuesta de CBCA, a todas las Autoridades Reguladoras Nacionales (ARN) de los Estados miembros significativamente afectados.
2. **Evaluación de las ARN**: una vez que las ARN consideran que la solicitud está completa y el proyecto es suficientemente maduro, inician un proceso de coordinación. Tienen seis meses para llegar a una decisión coordinada sobre la asignación de costos.
3. **Intervención de ACER**: si las ARN no logran un acuerdo en el plazo de seis meses, el caso se remite a la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), que toma una decisión final y vinculante sobre la asignación de costos.

Para guiar las decisiones de las ARN y sus propias deliberaciones, **ACER** ha emitido recomendaciones sobre buenas prácticas para el tratamiento de las solicitudes de CBCA. La recomendación clave, establecida inicialmente en 2015 y actualizada, propone un enfoque "minimalista" o de *compensación por daño* [16].

El **principio fundamental** es que se deben **proporcionar compensaciones transfronterizas** si se considera que al menos un Estado miembro que alberga el proyecto sufre un impacto neto negativo en al menos uno de los escenarios futuros considerados plausibles por todas las ARN implicadas [16]. En tal caso, la asignación de costos debe diseñarse para que el impacto en ese país se vuelva, como mínimo, neutral. Este enfoque minimiza el número de casos en los que se requiere una transferencia de costos, centrándose en eliminar los perjuicios directos en lugar de buscar una redistribución exhaustiva de los beneficios positivos.

No obstante, ACER reconoce que este no es el único enfoque posible. La recomendación acepta explícitamente que los acuerdos entre ARN pueden ir más allá de la simple compensación del impacto negativo. Se pueden justificar asignaciones de costos más amplias para tener en cuenta las incertidumbres en el análisis de beneficios o para corregir diferencias "irrazonablemente" grandes en los beneficios netos entre los Estados miembros después de la asignación de costos inicial [16].

A pesar de la claridad del marco, su **implementación práctica presenta desafíos**. La propia ENTSO-E ha advertido que el proceso CBCA, al involucrar a múltiples partes (promotores, TSO, ARN, gobiernos), puede volverse excesivamente complejo y burocrático. Si no se gestiona con un espíritu pragmático y cooperativo, existe el riesgo de que el mecanismo ralentice las inversiones en lugar de acelerarlas [5].

Un análisis de las decisiones CBCA tomadas entre 2014 y 2024 revela que la transferencia real de costos a países no anfitriones ha sido muy limitada, representando menos del 1% del CAPEX total de todos los proyectos con una decisión [15]. En muchos casos, el objetivo principal de los promotores al solicitar un CBCA parece ser cumplir con el requisito para acceder a las subvenciones del CEF, más que lograr una reasignación sustancial de los costos de inversión. Esto sugiere que, si bien el mecanismo es funcional, su papel principal en la práctica ha sido el de un facilitador de financiación europea, más que un instrumento de redistribución de costos a gran escala [15].

2.2.1.2. Análisis detallado: La metodología de análisis costo-beneficio (CBA) de ENTSO-E

La decisión sobre cómo asignar los costos bajo el mecanismo CBCA depende de una evaluación rigurosa y estandarizada de los beneficios que el proyecto generará. Para ello, el marco regulatorio europeo se apoya en la metodología de Análisis Costo-Beneficio (CBA) desarrollada por ENTSO-E.

El **Reglamento TEN-E** exige a ENTSO-E que desarrolle y actualice periódicamente una metodología armonizada a nivel de toda la Unión para el CBA de los proyectos de infraestructura [10]. Esta metodología se utiliza para evaluar todos los proyectos de transmisión y almacenamiento incluidos en el *Plan Decenal*

de Desarrollo de la Red (TYNDP), que es el plan paneuropeo de desarrollo de la red eléctrica [17]. Los informes de ACER confirman que, en la mayoría de los casos, la metodología CBA de ENTSO-E es la base utilizada para calcular los beneficios de los proyectos en las decisiones CBCA [15]. La versión más reciente y aplicable es la **4ª Guía de la Metodología CBA**, aprobada por la Comisión Europea en marzo de 2024 [18].

La metodología CBA evalúa el impacto de cada proyecto a través de un **conjunto de indicadores estandarizados**, diseñados para capturar beneficios en tres áreas principales: integración del mercado, sostenibilidad y seguridad del suministro [10]. Los indicadores más importantes se describen a continuación y se resumen en la Tabla 1 [18]:

- **Bienestar socioeconómico (B1)**: indicador central. Mide la variación del bienestar socioeconómico, calculada principalmente como la *reducción del costo total de generación* en toda Europa. La nueva interconexión permite un despacho más eficiente de la generación, utilizando centrales más baratas para satisfacer la demanda; se monetiza directamente en euros.
- **Reducción de Emisiones de CO_2 (B2)**: cuantifica la variación en las emisiones de CO_2 por cambios en el *mix* de generación inducidos por el proyecto. Se monetiza multiplicando las toneladas evitadas por un costo social del carbono.
- **Integración de Energías Renovables (B3)**: mide el cambio en la energía RES integrada o, inversamente, la reducción del *curtailment*. No se monetiza por separado, pues su efecto económico ya está incluido en B1.
- **Otros indicadores**: reducción de otros contaminantes (B4); pérdidas en la red (B5); y seguridad del suministro o adecuación (B6, reducción de ENS).
- **CAPEX (C1)**: costos de inversión.
- **OPEX (C2)**: costos de operación y mantenimiento durante la vida útil.

Tabla 1: Desglose de indicadores del CBA del ENTSO-E (4ª Guía) [10].

Indicador	Descripción	Método de cuantificación	Monetización
B1: SEW	Variación del costo total de generación (eficiencia de mercado).	Simulación paneuropea con/sin proyecto (diferencias de costos de combustible y operación).	€ / año (millones).
B2: CO_2	Variación de emisiones de CO_2	Cambio en despacho por tecnología en la simulación.	€ / tCO_2.
B3: RES	Variación del *curtailment* de renovables.	Diferencia en GWh con/sin proyecto.	No monetizado (incluido en B1).
B4: Otras emisiones	Variación de NO_x, SO_2, PM.	Factores de emisión por tecnología.	Opcional (€ o toneladas).

B5: Pérdidas	Variación de pérdidas en transmisión.	Flujo de carga con/sin proyecto.	€ / MWh
B6: Seguridad	Reducción de ENS (adecuación).	Análisis probabilístico en escenarios de estrés.	€ / MWh (VoLL).
C1: CAPEX	Costos de inversión.	Estimación de ingeniería, adquisición y construcción.	M€ (inversión total).
C2: OPEX	Operación y mantenimiento.	Costos anuales proyectados.	M€ / año.

2.2.1.3. Caso de aplicación: La Cooperación Energética de los Mares del Norte (NSEC) y proyectos híbridos offshore

El desarrollo masivo de la energía eólica marina en Europa, especialmente en los Mares del Norte, está poniendo a prueba y, a la vez, impulsando la evolución del marco regulatorio de la UE. La escala y la complejidad de estos proyectos requieren un nivel de cooperación sin precedentes.

La **Cooperación Energética de los Mares del Norte (NSEC)** es un marco de cooperación regional y voluntario entre nueve países y la Comisión Europea, diseñado para facilitar el despliegue rentable de renovables *offshore* y promover la interconexión en la región [19]. Los países miembros acordaron alcanzar al menos 120 GW de eólica marina para 2030 y 300 GW para 2050 [19]. Para cumplir estas metas, la planificación de red debe evolucionar desde esquemas radiales nacionales hacia una **red marina mallada e interconectada** [19].

Bajo este contexto surgen los **proyectos híbridos**, los cuales cumple una doble función: conectan uno o más parques eólicos marinos a la red terrestre y, simultáneamente, actúan como interconector entre países [19]. Son más eficientes en uso de espacio y capital, pero introducen desafíos regulatorios y de reparto de costos mayores que los interconectores tradicionales. Los beneficios son multifacéticos y difusos (RES, seguridad de suministro, eficiencia de mercado), la infraestructura puede ubicarse en aguas internacionales y no existe un único “país anfitrión”. Por ello, el enfoque minimalista de ACER (centrado en compensar impactos negativos) puede resultar insuficiente.

Respecto a los **principios de reparto de costos** para proyectos *offshore*, guías recientes de la Comisión Europea (junio 2024) y de ENTSO-E proponen un enfoque flexible y negociado [19]:

- **Preferencia por acuerdos voluntarios**: decisiones a nivel nacional con negociación directa entre países, evitando claves rígidas predefinidas.
- **Enfoque regional**: marcos por cuenca marítima (p.ej., NSEC) en lugar de un esquema paneuropeo único.
- **Consenso político como habilitador**: más allá del análisis técnico, el apoyo político regional es crítico para concretar acuerdos.

Finalmente, en la práctica, los **criterios de asignación** reflejan esta evolución: en interconectores *offshore* se observa una tendencia a apartarse del reparto 50/50 [20]. En seis de cada diez decisiones, los costos se asignaron según la **distribución de beneficios** calculada por el CBA, en vez de por geografía o reparto igualitario [20]. Esto contrasta con interconectores terrestres, donde la transferencia de costos sigue siendo excepcional. La UE transita así de un modelo de *compensación por daño* hacia uno de *inversión cooperativa basada en beneficios*, manteniendo espacio para la negociación voluntaria y la flexibilidad ante retos multinacionales de gran escala.

2.2.2. Modelos bilaterales y subregionales en Sudamérica

A diferencia del marco supranacional y altamente integrado de Europa, el panorama de las interconexiones eléctricas en Sudamérica es más heterogéneo. Se caracteriza por la coexistencia de megaproyectos binacionales heredados, regidos por tratados específicos, y esfuerzos más recientes para crear mercados subregionales basados en principios de cooperación y eficiencia económica. Este modelo dual presenta tanto oportunidades como desafíos únicos para la integración energética del continente.

2.2.2.1. Proyectos hidroeléctricos binacionales: modelo financiero de Itaipú (Brasil – Paraguay)

La central hidroeléctrica de Itaipú, compartida por Brasil y Paraguay en el río Paraná, es un ejemplo paradigmático de un acuerdo bilateral para un proyecto de infraestructura a gran escala. Su estructura financiera y operativa, definida en el Tratado de Itaipú de 1973, representa un modelo de cooperación que ha perdurado durante décadas, pero que también ha generado debates significativos, especialmente en el contexto de su reciente renegociación [11, 21].

El tratado establece que la energía producida por la central, con capacidad instalada de 14.000 MW, se divide en partes iguales entre los dos países. Crucialmente, el Artículo XIII del tratado estipula que cada país tiene el derecho de adquirir la energía que no es utilizada por el otro para su propio consumo [11]. En la práctica, dado que la demanda de Paraguay es significativamente menor que la de Brasil, Paraguay ha cedido históricamente la gran mayoría de su cuota de energía [21].

El **mecanismo de fijación de precios de Itaipú** no se basa en oferta y demanda, ni en beneficios socioeconómicos, sino en el principio de *Costo del Servicio de Electricidad*, detallado en el **Anexo C del Tratado** [11]. La tarifa se calcula anualmente para igualar exactamente el costo total del servicio (entidad binacional *sin fines de lucro*). Los componentes principales se sintetizan en la Tabla 2:

Tabla 2: Estructura financiera y de pagos del Tratado de Itaipú (Anexo C) [11] .

Componente del "Costo del Servicio"	Descripción	Mecanismo de pago/cálculo
Rendimiento del capital	Remuneración del 12% anual sobre el capital integrado (ANDE y ELETROBRÁS).	Porcentaje aplicado al capital aportado por cada entidad.
Cargos financieros (deuda)	Intereses de los préstamos de construcción.	Según términos de los contratos (componente eliminada post-2023).
Amortización	Pago del principal de los préstamos.	Según cronogramas de amortización (eliminado post-2023).
Royalties	Compensación por uso de recursos hídricos a Brasil y Paraguay.	USD/GWh generado, con mínimo anual garantizado (ajustable).
Resarcimiento por administración	Servicios de administración y supervisión (ANDE/ELETROBRÁS).	Monto fijo (ajustable) en USD/GWh, distribuido en partes iguales.
Gastos de explotación	Costos de operación y mantenimiento (O&M).	Según presupuesto anual de la Entidad Binacional.
Remuneración de energía cedida	Pago a la parte que cede su cuota no utilizada.	USD/GWh cedido (valor fijo ajustable, no precio de mercado).

El **costo total del servicio** se distribuye entre **ANDE** y **ELETROBRÁS** proporcionalmente a la potencia contratada anualmente [11]. Se determina una tarifa única, en USD/kW-mes, que ambas empresas pagan por la potencia contratada, garantizando la cobertura íntegra de los costos y alta estabilidad financiera.

El año 2023 marcó un punto de inflexión, ya que se cumplieron 50 años de la firma del Tratado y se saldó la deuda de construcción. Ello abrió la renegociación del Anexo C, cuyos ejes principales son los siguientes [11, 22]:

- **Nueva tarifa**: sin deuda, el costo del servicio cae sustantivamente. Brasil busca tarifas más bajas; Paraguay prioriza ingresos para desarrollo social e infraestructura.
- **Precio de cesión de energía**: Paraguay sostiene que la compensación fija no refleja el valor de mercado del excedente y plantea mecanismos de venta más competitivos (a Brasil u otros mercados).
- **Gobernanza y gastos sociales**: debate sobre usos de ingresos para proyectos sociales e infraestructura y su gobernanza.

El modelo de Itaipú es un paradigma de *reparto de recursos físicos* bajo tratado bilateral, con lógica financiera de empresa conjunta que cubre costos y distribuye producto, distinta a esquemas de mercado.

2.2.2.2. Integración subregional: el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)

La región andina avanza hacia un modelo de integración subregional. El **SINEA** (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, Perú) busca crear un corredor eléctrico que aproveche complementariedades, con apoyo de la CAN y del BID [23].

La **Decisión 816** de la CAN (2017) crea el **Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP)**, cuyas principales características son las siguientes [24]:

- **Mercado de excedentes**: las transacciones internacionales se realizan con energía remanente tras cubrir la demanda interna, garantizando la seguridad de suministro nacional [24].
- **Despacho económico coordinado**: las transacciones son resultado de un despacho óptimo regional. Ningún importador paga un precio superior al costo local de producir la misma energía con recursos propios disponibles (condición de beneficio del importador) [25].
- **Remuneración de transmisión**: el país exportador recibe un pago por uso de su sistema vía *Peaje Unitario*, el cual es transparente y conocido *ex-ante*, para internalizarlo en el cálculo económico del intercambio [25].
- **Gobernanza regional**: un *Coordinador Regional* (rol rotativo por dos años) ejecuta el despacho coordinado y administra los aspectos comerciales [25].

Cabe destacar que persisten barreras como las capacidades limitadas en interconexiones existentes (p.ej., 220 kV en Colombia–Ecuador y Ecuador–Perú) con retos de estabilidad y oscilaciones que restringen intercambios confiables [12]. Además, se requiere una mayor armonización técnica y comercial para operación fluida; la plena incorporación de Chile sigue en desarrollo [26]. El éxito de SINEA depende de coordinar inversiones en nueva transmisión y profundizar la convergencia regulatoria.

2.2.2.3. Integración en Centroamérica: el proyecto SIEPAC

El **Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)** combina infraestructura de transmisión regional con un mercado eléctrico transnacional [27]. Iniciado con el *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central* (1996), conecta Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá [28].

El proyecto SIEPAC está conformado por dos componentes principales [27]:

- **Línea de transmisión**: 230 kV, ~1.800 km de Guatemala a Panamá; propiedad de la *Empresa Propietaria de la Red* (EPR), con socios de los seis países y de España, Colombia y México [29].

- **Mercado Eléctrico Regional (MER)**: competitivo, regido por competencia, gradualidad y reciprocidad; permite transacciones de agentes (generadores, distribuidores, grandes consumidores) con reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias [28, 30].

La gobernanza del MER recae en dos organismos supranacionales: la *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica* (CRIE, regulador) y el *Ente Operador Regional* (EOR, operación del sistema y del mercado) [31].
El costo inicial del proyecto superó los $500 millones (USD), financiados por fuentes multilaterales y aportes de socios [23]. El BID fue clave (financiamiento y coordinación), junto con el BCIE y el Gobierno de España [27, 23].

La recuperación de costos se realiza vía *Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional (RTR)*, destinados a cubrir el *Ingreso Autorizado Regional (IARM)* (CAPEX, OPEX y costos regulados de la infraestructura) [29]. Está conformado por los siguientes componentes [29]:

- **Peaje (componente fijo)**: aunque el *peaje* está definido, la regulación y propuestas metodológicas de la CRIE han establecido que, para efectos prácticos de cálculo, el peaje específico de la línea SIEPAC se considera con valor cero. En forma esquemática:

$$\text{Peaje} = AVNR + COyM - IT \tag{2.8}$$

  donde $AVNR$ es el aporte al valor neto regulatorio, $COyM$ los costos de operación y mantenimiento reconocidos, e IT los ingresos tarifarios del mercado.
- **Cargo Variable de Transmisión (CVT)**: refleja condiciones de mercado y congestión en tiempo casi real. Se calcula como:

$$\text{CVT} = (P_{retiro}^{nodal} - P_{inyección}^{nodal}) \times E_{transacción} \tag{2.9}$$

  Si la diferencia de precios es positiva, el agente paga; si es negativa, recibe un crédito. Los ingresos del CVT financian operación y expansión de la red regional.

- **Cargo complementario (CC)**: asegura cubrir el remanente del IARM no recuperado por otros cargos (p.ej., CVT o venta de derechos de transmisión):

$$\text{CC} = IARM - (\text{Ingresos}_{CVT} + \text{Otros ingresos regulados}) \tag{2.10}$$

  Se asigna a los agentes en función de la energía de retiro, garantizando la viabilidad financiera del operador.

SIEPAC mejoró estabilidad y seguridad de suministro regional, habilitando apoyos mutuos ante déficits [32]. Las transacciones crecieron de 700 GWh (2013) a 3.100 GWh (2022), con más de 300 agentes en el mercado [27]. Ello habilitó compras a precios más competitivos que la generación local, contribuyendo a la estabilidad tarifaria [33].

Cabe destacar que persisten desafíos como la armonización regulatoria nacional [32] y la decisión de Guatemala (2021) de denunciar el tratado marco, con salida proyectada para 2031, que introduce incertidumbre [34]. La *Visión 2050* del MER prevé una fuerte expansión de generación solar y eólica, requiriendo inversiones adicionales en transmisión y flexibilidad para estabilidad del sistema [27].

2.2.2.4. Acuerdos bilaterales específicos: interconexión Colombia–Panamá

Entre tratados binacionales y mercados subregionales surge un tercer modelo: acuerdos regulatorios bilaterales para una interconexión concreta. El enlace Colombia–Panamá es estratégico para conectar Sudamérica y Centroamérica [35].

En junio de 2025, la CREG (Colombia) y la ASEP (Panamá) formalizaron un **acuerdo regulatorio bilateral** que define reglas de operación y comercio para la futura interconexión [36]:

- **Principios rectores**: eficiencia económica, beneficio mutuo, transparencia, reciprocidad y visión regional (enfoque de mercado, más cercano a SINEA que al costo de servicio de Itaipú).
- **Reglas y gobernanza**: crea un *Comité Binacional de Reguladores* para supervisión, seguimiento, gobernanza y resolución de disputas.
- **Enfoque en operación, no inversión**: el acuerdo trata reglas operativas y comerciales; la asignación de costos de inversión se gestiona aparte (probablemente vía acuerdos entre los TSO: ISA y ETESA), a diferencia del CBCA europeo.

Este enfoque es uno intermedio, siendo más sofisticado que un PPA (crea marco de mercado regulado) pero menos ambicioso que un mercado multilateral como SINEA.

2.2.2.5. Acuerdos bilaterales específicos: Interconexión Chile – Argentina (InterAndes)

La línea **InterAndes** constituye la principal interconexión eléctrica entre Chile y Argentina, destinada a habilitar intercambios bidireccionales de energía entre ambos países [37]. El activo corresponde a una línea de transmisión de 345 kV, que se extiende 409 km, conectando directamente [37]:

- El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mediante la subestación Andes, ubicada en la Región de Antofagasta, Chile.
- El Sistema Argentino de Interconexión (SADI), mediante la subestación Cobos, ubicada en la provincia de Salta, Argentina.

La infraestructura es de propiedad privada, perteneciente a la empresa **AES Andes S.A.** (filial de AES Corporation), que actúa como titular del intercambio eléctrico internacional [38]. En este contexto, la línea InterAndes opera bajo un régimen especial de interconexión internacional de **interés privado**, sujeto a permisos específicos de la autoridad pertinente [38]

Desde el punto de vista institucional, su operación se estructura de la siguiente manera:

- En Chile, el activo opera bajo autorización del Ministerio de Energía, con coordinación técnica a cargo del **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)** [38]**.**
- En Argentina, el enlace se integra al sistema de transporte eléctrico bajo la figura de Transportista Independiente, con coordinacion operativa a través de la **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)** [39].

En el año 2022, los gobiernos de Chile y Argentina autorizaron la reactivación del **intercambio bidireccional de energía** entre ambos países a través de la línea InterAndes. Este acuerdo indica que durante el día se podrán exportar hasta 80 MW hacia Argentina, mientras que durante la noche se podrán importar a Chile hasta 200 MW [37]. Además, la modalidad aprobada consiste en *intercambios de oportunidad económica*, basados en la **exportación (o importación) de los excedentes** de energía disponible en las unidades de generación habilitadas, los cuales serán interrumpibles en caso de que los operadores de red lo consideren necesario [37, 38].

Dado que el flujo de energía está basado en intercambios de oportunidad [38], este solo ocurre cuando se generan *rentas de conge*stión producto de la diferencia de precio *spot* (costo marginal) entre el punto de retiro y el punto de inyección, siendo esta renta la fuente de financiamiento para los costos de transacción y el beneficio neto de los agentes:

$$Renta\ bruta = (P_{retiro}^{nodal} - P_{inyección}^{nodal}) \times E_{transacción} \tag{2.11}$$

En la planificación internacional, las líneas de transmisión se remuneran mediante un **Valor Anual de la Transmisión (VATT)** pagado por la demanda. Sin embargo, para interconexiones internacionales de oportunidad como la de la línea InterAndes, asignar este costo fijo a los consumidores locales sería **ineficiente y políticamente inviable** si la infraestructura no se usa continuamente.

El modelo propone «**horarizar»** el costo anual de la línea, donde el Ingreso Autorizado Anual se divide por las 8760 horas del año, resultando esto en el costo horario de disponibilidad.

$$C_{línea} = \frac{IA_{anual}}{8760}\ [USD/hora] \tag{2.12}$$

Este valor actúa como un **precio de reserva** o "*strike price*" implícito, es decir, que el intercambio solo se ejecuta cuando la renta bruta generada supera este peaje horario.
Una vez cubierto los costos de transacción, queda un remanente denominado **"beneficio neto"**, el cual se reparte de forma equitativa entre los agentes: 50% para el sistema exportador y 50% para el importador.

$$Beneficio\ neto = Renta\ bruta - C_{línea} \tag{2.13}$$

2.2.2.6. Acuerdos bilaterales específicos: Interconexión Argentina – Brasil

La interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil consiste en un activo de transmisión desarrollado principalmente para intercambios energéticos regionales, gestión de excedentes hidráulicos y el respaldo de seguridad entre ambos sistemas [40]. La infraestructura se compone de una línea de transmisión HVDC de 500 kV, que se extiende 490 km, conectando directamente [41]:

- El Sistema Argentino de Interconexión (SADI), mediante la subestación Rincón de Santa María (provincia de Corrientes, Argentina).
- El Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante la subestación Itá (estado de Santa Catarina, Brasil) y la estación conversora de Garabí (estado de Rio Grande do Sul).

La principal particularidad técnica de esta interconexión es que los sistemas eléctricos de ambos países son **asincrónicos**; mientras que el SADI opera bajo una norma de frecuencia de **50 Hz**, el SIN opera a **60 Hz** [41]. Un intento de conexión directa con una línea de corriente alterna (AC) estándar provocaría una falla catastrófica e inmediata. Para resolver esta incompatibilidad, la interconexión utiliza una estación conversora de frecuencia, compuesta por un sistema de corriente continua de alta tensión o HVDC, en configuración *back-to-back*, que posee una capacidad instalada de **2.200 MW**, dividida en cuatro polos o bloques de conversión de 550 MW cada uno [41].

La infraestructura es propiedad de un consorcio privado liderado por **Enel CIEN**, que, a su vez, controla las empresas que poseen los activos en el lado argentino, Transportadora de Energía S.A. (TESA) y la Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) [42]. Este grupo empresarial actúa como el operador del enlace, cuyo modelo de negocio se basa en el **servicio exclusivo de transporte** de energía eléctrica para esta interconexión internacional, es decir, es puramente logístico [42].

La **remuneración** de Enel CIEN proviene de un cargo **por uso (o peaje fijo)** denominado **«Remuneración Anual Permitida (RAP)»**, autorizado por el regulador eléctrico de Brasil [43]. Este valor debe cubrir:

- La amortización de la inversión de capital (CAPEX) de la estación conversora y las líneas de transmisión de 500 kV.
- Los costos de operación y mantenimiento (OPEX), incluyendo el reemplazo de componentes electrónicos complejos.
- La rentabilidad regulada de la concesión.

Este peaje actúa como un precio de reserva para el comercio, es decir, si la diferencia de precios entre Argentina y Brasil es menor al peaje, el comercio no es económicamente viable, independientemente de la capacidad física disponible.

Desde el punto de vista operativo, la energía intercambiada es **programada de manera conjunta** entre los operadores de ambos países —la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y el Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)— quienes definen los flujos de

intercambio en función de criterios de seguridad, disponibilidad de recursos y condiciones económicas relativas [44].

La valorización de la energía intercambiada se basa en los precios vigentes de los respectivos mercados mayoristas. En particular:

- En Argentina, la energía se valoriza conforme al precio del Mercado Eléctrico Mayorista (**MEM**), determinado a partir de los costos marginales de operación [45].
- En Brasil, la energía se valoriza de acuerdo con los precios de corto plazo (PLD) y las reglas de comercialización administradas por la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (**CCEE**), considerando las condiciones del despacho centralizado coordinado por el ONS [46, 47].

Finalmente, la ejecución práctica de los intercambios de energía se materializa mediante *contratos bilaterales de oportunidad* [40]. En dichos contratos se establece el *precio de contrato*, el cual corresponde el valor al que se comercializa (o transa) la energía, ya sea mediante negociación bilateral directa o en una subasta de exportación [40]. A partir de este acuerdo, el excedente económico total se distribuye entre los distintos agentes involucrados de la siguiente manera:

- **Transmisor**: recibe un peaje fijo por el volumen de energía transado.

$$Ingreso_{transmisor} = T \times E_{transacción} \tag{2.14}$$

  donde T es el peaje fijado en la remuneración anual permitida.

- **Comprador**: recibe un ahorro por evitar operar una central marginal que es económicamente más cara que el precio de contrato. Este valor se convierte el "costo evitado" o precio de reserva del comprador.

$$Costo_{comprador} = (P + T) \times E_{transacción} \tag{2.15}$$

$$Costo_{local} = C_{evitado} \times E_{transacción} \tag{2.16}$$

$$Ahorro = Costo_{comprador} - Costo_{local} \tag{2.17}$$

  donde P es el precio de contrato, $C_{evitado}$ es el costo evitado y $Costo_{comprador}$ es el costo que incurre el comprador por el contrato bilateral y el peaje de la interconexión.

- **Vendedor**: recibe el ingreso bruto por la venta de energía.

$$Ingreso_{generador} = P \times E_{transacción} \tag{2.18}$$

2.2.2.7. Acuerdos bilaterales específicos: Interconexión Brasil – Uruguay (Candiota – Melo)

La interconexión eléctrica entre Brasil y Uruguay fue concebida como una **obra de interés público**, orientada a fortalecer la seguridad de suministro, facilitar el aprovechamiento de excedentes de generación y promover intercambios eficientes de energía entre ambos países [48, 49]. La infraestructura consiste en una línea de transmisión de 500 kV, que se extiende 420 km, conectando [49]:

- El Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante la subestación Candiota (estado de Rio Grande do Sul, Brasil).
- El Sistema Eléctrico de Uruguay, mediante la subestación Melo (departamento de Cerro Largo, Uruguay).

Al igual que la interconexión Argentina–Brasil, este activo tiene la particularidad técnica de que los sistemas eléctricos de ambos países son **asincrónicos**; mientras que el SIN opera bajo una norma de frecuencia de **60 Hz**, el sistema eléctrico de Uruguay opera a **50 Hz** [49]. Por lo tanto, se utiliza una estación conversora de frecuencia del tipo *back-to-back* (HVDC) para vincular los sistemas [49].

La relevancia de esta interconexión radica en la complementariedad de ambos sistemas: mientras que Brasil, con su vasta capacidad hidroeléctrica, enfrenta periódicamente a escenarios de *"vertimiento"*, Uruguay –pese a notable matriz renovable– enfrenta *peaks* de demanda y variabilidad eólica que elevan sus costos marginales de operación, obligando a recurrir a generación térmica ineficiente [48]. En este contexto, interconexión Candiota-Melo resuelve esta ineficiencia de Pareto, permitiendo que el excedente brasileño desplace la generación costosa uruguaya [48].

A diferencia de los esquemas de interconexión privados, la infraestructura Brasil–Uruguay se integra plenamente a los sistemas de transmisión regulados de ambos países, siendo propiedad de la **Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)** de Uruguay [50]. En **Brasil**, la interconexión forma parte del SIN, con operación coordinada del **ONS** y la supervisión regulatoria de la Agência Nacional de Energia Elétrica **(ANEEL)** [49], mientras que la comercialización de la energía es a través del mercado administrado por la **CCEE.** La operación se basa en una coordinación centralizada entre UTE y ONS [49], donde la programación de los intercambios considera criterios de seguridad del sistema, disponibilidad de generación y condiciones económicas relativas en ambos países.

La **"alternativa 3"** es una **política de comercialización** diseñada por el Ministério de Minas e Energia (MME) de Brasil [51], creada para corregir ineficiencias de mecanismos previos, como el *swap* energético, que carecían de una liquidación financiera transparente y no monetizaban adecuadamente los excedentes hídricos [51]. Su principio rector es la **maximización del bienestar del consumidor** mediante el Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) [51]. En términos operativos, cuando el ONS detecta que existe vertimiento, declara dicha energía como disponible para exportación: bajo la lógica de

costo de oportunidad, su costo marginal es igual a cero en el sistema físico, pero puede adquirir un alto valor comercial si se vende a un país vecino [51].

La innovación de la alternativa 3 es la introducción de un mecanismo de mercado competitivo, cuyas características principales son las siguientes [51]:

- **Subasta competitiva**: la CCEE organiza una subasta donde los Agentes Comercializadores autorizados pujan por el derecho a exportar esa energía.
- **Destino de los fondos**: lo recaudado en esta subasta no va a una empresa privada específica, sino al MRE. Esto significa que el beneficio de la exportación se socializa entre todos los generadores hidroeléctricos participantes del mecanismo, ayudando a reducir tarifas sistémicas o cubrir déficits hidrológicos futuros.

$$Ingreso_{MRE} = \sum_{i=1}^{n} P_i^{subasta} \times E_i^{subasta} \tag{2.19}$$

- **Descubrimiento de precios**: el precio no es fijo. Los comercializadores ofertan basándose en el diferencial esperado entre el precio de venta en Uruguay y sus propios costos.

Mediante este mecanismo, se busca capturar una renta económica derivada del diferencial de precios entre mercados, utilizando la energía como *commodity*.

Respecto a la tarificación, la regulación regional de transmisión tiene la función de **cobrar su transporte**. Esta se rige bajo una lógica de recuperación de costos, la cual es detallada en los numerales 9.3.8 y 9.3.9 de la normativa aplicable a interconexiones internacionales [52]. Su objetivo no es maximizar beneficios, sino **garantizar la sostenibilidad financiera** del activo físico. Además, el principio fundamental es que el **"Ingreso a Recolectar"** (IR) debe ser cubierto en su totalidad por los usuarios del sistema, y para lograr esto, se divide el cobro en dos componentes complementarios [52]:

- **Cargo por peaje (numeral 9.3.8)**: este cargo grava el uso efectivo de la línea, siendo una función lineal de flujo.

$$Peaje = IR \times \frac{Flujo\ real}{Capacidad\ total} \tag{2.20}$$

- **Cargo complementario (numeral 9.3.9)**: este es un mecanismo de seguridad financiera para el propietario del activo. Grava la capacidad no utilizada.

$$CC = IR \times \frac{(Capacidad\ total - Flujo\ real)}{Capacidad\ total} \tag{2.21}$$

Este cargo asegura que, incluso si el flujo es mínimo, el propietario de la línea reciba el 100% de su ingreso garantizado. Sin embargo, introduce un riesgo enorme para los usuarios, ya que, si el flujo es bajo, el costo unitario por MWh transportado aumenta considerablemente.

Para una transacción bilateral simple (un inyector, un retirador), el **Método de Participaciones Medias (**MEPAM**)** asigna el 50% del costo al inyector y el 50% al retirador [52]. Este principio se aplica tanto para el cargo por peaje como para el cargo complementario, definiéndose de esta forma el pago que le corresponde a cada país.

2.2.3. Marcos de cooperación emergentes en Asia

El continente asiático presenta un panorama dinámico y ambicioso en cuanto a la integración eléctrica, pero también uno que enfrenta los mayores desafíos en términos de financiación, armonización regulatoria y madurez institucional. A diferencia de Europa, donde el debate se centra en cómo optimizar un sistema ya interconectado, en Asia la discusión primordial gira en torno a cómo financiar y construir la infraestructura básica y establecer las reglas mínimas para que el comercio transfronterizo pueda ocurrir. En este contexto, la asignación de costos y beneficios es, en gran medida, una consecuencia de las negociaciones de financiación de proyectos individuales, más que un principio rector de la planificación del sistema regional.

2.2.3.1. La red eléctrica de la ASEAN (APG): Ambición, financiación y desafíos

La **Red Eléctrica de la ASEAN (APG)** es la iniciativa de integración más ambiciosa de la región. Concebida como pilar del *Plan de Acción de Cooperación Energética de la ASEAN* (APAEC), su visión es crear una red de interconexiones que abarque los diez estados miembros, habilitando el comercio multilateral de electricidad para mejorar la seguridad energética, integrar los abundantes y diversos recursos renovables de la región y fomentar la integración económica [53].

El **principal obstáculo** para la realización de la APG no es técnico, sino **financiero**. Se estiman inversiones de al menos $100 mil millones (USD) a 2045 solo para infraestructura de transmisión [53]. Ante esta escala, ASEAN y socios exploran mecanismos innovadores [53]:

- **Finanzas mixtas (blended finance)**: combinación de capital público/concesional con inversión privada para mitigar riesgos y mejorar bancabilidad.
- **Asociaciones Público-Privadas (APP)**: el privado diseña, construye, financia y opera a cambio de flujos de ingresos de largo plazo.
- **Bancos Multilaterales de Desarrollo (BMD)**: el ADB y el Banco Mundial catalizan con financiamiento directo – con disposición por $10 mil millones (USD) según ADB –, asistencia técnica y esquemas de reducción de riesgo [53].

- **Fondo de financiación de la APG**: los ministros de finanzas de ASEAN respaldan un fondo dedicado para atraer capital privado y destrabar inversiones de largo plazo [53].

En paralelo, la APG encara la **armonización regulatoria**. El comercio actual es mayormente bilateral, regido por acuerdos *ad hoc* [54]. Para pasar a un sistema multilateral es imprescindible [53]:

- **Alineación regulatoria y estándares técnicos**: armonizar normativas, códigos de red y estándares para asegurar interoperabilidad.
- **Metodología regional de cargos por uso de red (*wheeling*)**: falta una regla transparente y acordada para el tránsito por terceros países; sin ella, el comercio multilateral es inviable**.**
- **Gobernanza institucional**: crear una entidad regional con mandato para facilitar integración de mercado, coordinar la planificación y resolver disputas.

Documentos oficiales de ASEAN y socios de desarrollo indican que *no existe* aún un modelo regional de precios o asignación de costos para la APG [53]. La estrategia del APAEC es **secuencial**: (i) asegurar financiación y construir infraestructura; (ii) desarrollar marcos institucionales y regulatorios para el comercio; y (iii) eventualmente avanzar hacia precios armonizados. Por ahora, la asignación de costos y beneficios permanece en el terreno de negociaciones bilaterales por proyecto.

2.2.3.2. Comercio eléctrico subregional: GMS y BBIN

Existen iniciativas subregionales que, aunque de menor escala que la APG, enfrentan desafíos similares y dejan lecciones valiosas.:

- **Subregión del Gran Mekong (GMS)**: la cooperación energética GMS (Camboya, partes de China, Laos, Myanmar, Tailandia y Vietnam) ha recibido fuerte apoyo del ADB [55]. Un informe clave sobre armonización identifica con precisión los obstáculos para pasar de comercio bilateral a multilateral [56]:
  - **Obstáculos**: ausencia de acceso abierto y no discriminatorio a redes nacionales; los IPP carecen de vías claras para exportar vía terceros países; falta de metodología común de peajes desalienta a países de tránsito.
  - **Medidas propuestas**: enfoque *gradual y pragmático*. Formalizar acceso abierto, desarrollar metodología de peajes basada en costos y flujos de potencia, y crear un **Centro Regional de Coordinación de Energía (RPCC)** para coordinar comercio de corto plazo, calcular peajes y liquidar desequilibrios [56].
- **Iniciativa BBIN (Bangladesh, Bután, India, Nepal)**: caso clásico de **complementariedad**, en el que Bután y Nepal tienen gran potencial hidroeléctrico, mientras que India y Bangladesh muestran una demanda creciente [57].
  - **Modelo vigente**: predominantemente bilateral. India ha financiado y desarrollado proyectos hidroeléctricos en Bután y Nepal a cambio de PPA de largo plazo para exportar mayormente a India [58].

- **Costos de transmisión**: no existe marco multilateral formal para repartir inversión en transmisión; se negocia caso a caso dentro del paquete de financiación del proyecto de generación.
- **Necesidad de marco común**: con mayor volumen de comercio, CEPAL/ESCAP y el Banco Mundial enfatizan evolucionar hacia un mercado subregional más integrado: acuerdo marco de cooperación, comité directivo transfronterizo y armonización de normas comerciales [57].

2.2.3.3. Caso de aplicación: PPA en proyectos de exportación (Laos – Tailandia)

Para entender la *asignación práctica* de costos y beneficios en Asia, es ilustrativo el diseño de los PPA que soportan exportaciones desde Laos hacia Tailandia; en particular, el PPA de la presa de **Xayaburi** es un caso representativo [13]:

- **Estructura del PPA**: contratos comerciales a largo plazo (25-30 años) entre un *IPP* (promotor en Laos) y un comprador único (EGAT, Tailandia).
- **Cláusula *take-or-pay***: EGAT paga por una *cantidad mínima* de energía disponible, la consuma o no. La garantía de flujo estable y predecible es crítica para apalancar la financiación a gran escala; en esencia, **traslada el riesgo de demanda** desde el promotor hacia el comprador [13].
- **Asignación de riesgos:** el promotor asume riesgos regulatorios y de construcción en Laos; el comprador puede asumir parte del riesgo político/regulatorio en Tailandia vía cláusulas de fuerza mayor (con pagos compensatorios). Hay penalizaciones por retrasos o por no cumplir niveles de disponibilidad [13].
- **Modelo general:** el PPA se enmarca en un **MoU intergubernamental** que establece objetivos de compra de energía [59]. La tarifa no surge de un mercado competitivo, sino de una negociación por proyecto, para ser *atractiva y estable* al comprador, y ofrecer un retorno adecuado a los inversionistas [59].

En conclusión, en mercados emergentes asiáticos, la "asignación de costos y beneficios" se resuelve primordialmente a nivel de *proyecto*, impulsada por la necesidad de financiamiento. Marcos regionales como la APG operan hoy más como **catalizadores políticos y financieros,** que como reguladores de un mercado integrado. La evolución hacia mecanismos de asignación a nivel de sistema, al estilo europeo, dependerá de la construcción de la infraestructura física y de una paciente armonización institucional y regulatoria

3. Metodología

La Figura 1 presenta una descripción general del modelo utilizado, señalando los principales datos de entrada y salida. Entre los parámetros de entrada se incluyen las proyecciones de costos de inversión y operación, los perfiles de la demanda junto a su proyección, la disponibilidad de recursos renovables (eólico, solar e hidráulico), así como los escenarios y las restricciones técnicas y operativas del sistema.

Por otra parte, el modelo entrega como resultado el portafolio óptimo de inversiones en generación, almacenamiento, transmisión, e interconexiones, así como simulaciones horarias del despacho económico, CAPEX y OPEX.

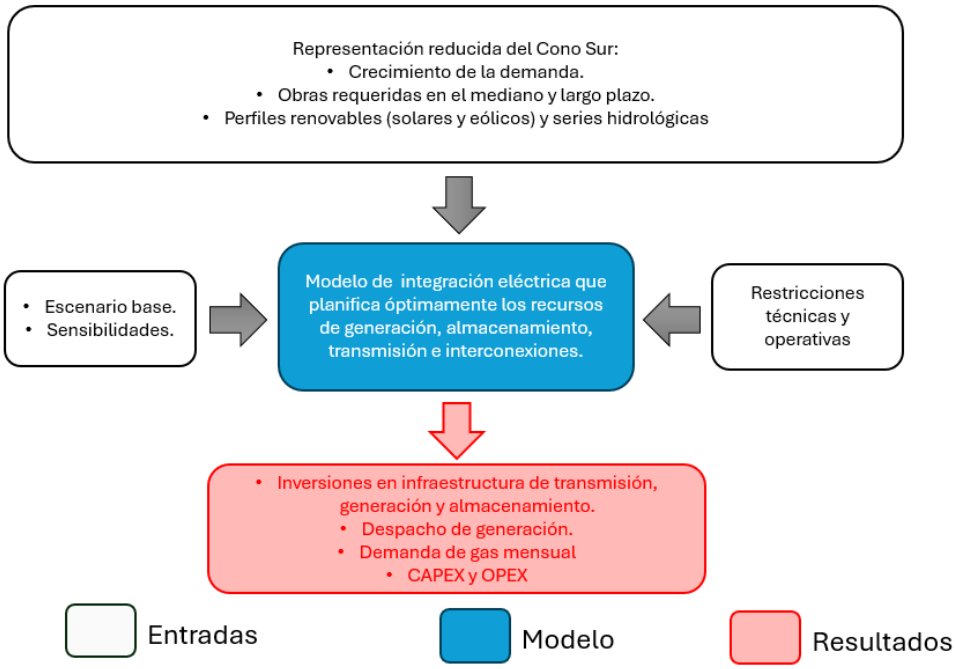


Figura 1: Diagrama del modelo de optimización.

El modelo simula la operación del sistema con granularidad horaria (8760 horas por año), lo que permite capturar con precisión la variabilidad de la generación renovable, la operación de tecnologías flexibles como el gas natural y las capacidades de almacenamiento. La granularidad espacial varía entre uno y cinco nodos por país (según sea necesario para los propósitos de este estudio), los cuales representan la demanda y generación agregada para la zona geográfica modelada. El portafolio de tecnologías incluye unidades térmicas (carbón, diésel, gas ciclo abierto y ciclo combinado), energías renovables variables (solar fotovoltaica y eólica), energía hidráulica (centrales de pasada y embalse), nuclear, bioenergía y sistemas de almacenamiento, todas modeladas con parámetros técnicos y económicos específicos.

El modelo simula de manera conjunta la expansión del parque de generación, el despacho horario y los flujos de energía a través de la red eléctrica regional, incluyendo las interconexiones internacionales. Se definen seis escenarios prospectivos que combinan trayectorias de precios de los combustibles, niveles de electrificación de la demanda, tendencias en los costos de inversión ERV y almacenamiento, entre otras, permitiendo caracterizar cuantitativamente la evolución tecnológica y energética del sistema en el horizonte 2025–2040.

A continuación, se presentan ciertos aspectos clave del modelo utilizado, el cual es de carácter lineal entero mixto. En lo que respecta a la función objetivo, se busca minimizar el costo total del sistema

eléctrico durante el horizonte 2025–2040. Esta minimización considera múltiples componentes relevantes:

- El **costo de inversión en nueva capacidad** representa uno de los pilares económicos del modelo. El costo de inversión incluye el costo de capital (anualizado) de nuevas unidades de generación y almacenamiento, así como el costo de expansión y refuerzo de la red de transmisión e interconexiones. En particular, para el caso del almacenamiento, el costo de capital también incluye la capacidad de almacenamiento de energía, que determina la cantidad de energía que se puede almacenar. Los diversos tipos de costos de inversión se anualizan utilizando una tasa de descuento apropiada y la vida económica estimada del activo. Ambos parámetros se proporcionan como entradas al modelo y sus valores varían entre diferentes tecnologías.
- El **costo de operación** horario corresponde a los costos asociados a la producción de electricidad en cada periodo del modelo. Este término incluye principalmente el costo del combustible (considerando el gas natural) y los costos variables de mantenimiento. El modelo considera los vertimientos, y por lo tanto las ineficiencias que crea, conservando un balance de oferta igual demanda. Estas situaciones son particularmente relevantes en sistemas con alta penetración de energías renovables variables, donde se modela el impacto económico de su intermitencia y las limitaciones de almacenamiento o flexibilidad.
- Los **costos por demanda no abastecida** son otro componente clave del objetivo económico. Para ello, se introduce una variable de déficit energético que captura la porción de demanda que no puede ser cubierta en un determinado nodo y hora. Este déficit se penaliza mediante un parámetro conocido como VOLL (*Value of Lost Load*), que representa el valor económico de la energía no suministrada. Esta aproximación permite incorporar los efectos sociales y económicos de interrupciones en el suministro, incentivando soluciones que aseguren una cobertura robusta de la demanda.

Además, el modelo contempla un conjunto detallado de restricciones que aseguran la operación técnica del sistema, la coherencia de las decisiones de expansión, y la interacción efectiva entre generación eléctrica y consumo de gas natural. Estas restricciones se pueden agrupar de la siguiente manera:

- **Balance horario de energía**: Se garantiza que, en cada hora y nodo, la suma de la generación eléctrica local y los flujos de entrada a través de las líneas de transmisión sea igual a la demanda eléctrica más las exportaciones y pérdidas técnicas. Esta condición es fundamental para mantener el equilibrio físico del sistema y evitar desbalances operativos.
- **Restricciones de capacidad instalada**: El modelo limita la generación máxima por nodo y tecnología en función de la capacidad instalada existente y de nuevas inversiones. Esta restricción permite representar la evolución de la infraestructura disponible a lo largo del horizonte de planificación y evita la sobreestimación de la oferta.
- **Límites seguros de transmisión**: Cada línea de transmisión, sea nacional o internacional, cuenta con un límite técnico de flujo (los límites pueden diferir en una u otra dirección), lo cual impone restricciones a los intercambios entre nodos. Esto permite simular cuellos de botella y evaluar necesidades de refuerzo.

- **Restricciones operativas de generación convencional:** Los generadores son modelados con restricciones operativas que incluyen: (i) montos de generación mínima y máxima técnica, (ii) restricciones de rampa, (iii) restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado, (iv) restricciones de respuesta de frecuencia y reservas, y (v) disponibilidad. De esta manera, el modelo incorpora la (in)flexibilidad otorgada por distintas tecnologías y las congestiones de la red a través del problema que formalmente se conoce como *unit commitment*.
- **Restricciones operativas de generación renovable:** Para los generadores hidroeléctricos de pasada, eólicos y solares fotovoltaicos, la producción máxima de electricidad está limitada por el perfil energético disponible, que se especifica como parte de los datos de entrada. El modelo busca aumentar la utilización de estas unidades, dado que suelen tener un costo marginal nulo o bajo. Sin embargo, en determinadas circunstancias, como cuando hay un exceso de oferta de electricidad en el sistema o los requisitos de reserva y respuesta limitan la cantidad de generación renovable que se puede integrar, puede ser necesario reducir su producción para equilibrar el sistema, lo que se incorpora en el modelo.
- **Restricciones operativas de tecnologías con almacenamiento:** En el caso de los generadores hidroeléctricos con embalses y unidades de almacenamiento por bombeo, la producción de electricidad está limitada tanto por la potencia máxima de salida como por la energía disponible en el embalse en un momento determinado, optimizando al mismo tiempo el despacho y la cantidad de energía en el depósito. Además, para las tecnologías BESS, el modelo considera las pérdidas de eficiencia asociadas.
- **Reconversiones:** El modelo incorpora la posibilidad de reconversión. En particular, se modela la reconversión de centrales a carbón y diésel para operar en base a gas natural, debido a su más reducido nivel de emisiones.

Con lo anterior, el modelo puede determinar las decisiones óptimas de operación e inversión en generación, almacenamiento, transmisión e interconexiones; considerando su localización y dimensionamiento, para satisfacer el balance entre generación-demanda en el sistema, y garantizar la seguridad de suministro.

Mediante el modelo previamente descrito, se llevarán a cabo diversos ejercicios de optimización orientados a determinar el despacho económico de los sistemas eléctricos de dos países bajo estudio, considerando dos escenarios (o configuraciones topológicas) diferentes:

- Caso base (sin interconexión): corresponde al escenario en el cual los países consideradores no han realizado inversiones en infraestructura de interconexión eléctrica.
- Caso interconectado (con interconexión): corresponde al escenario en el cual los países consideradores han decidido llevar a cabo una inversión en interconexión, permitiendo el intercambio de energía entre ambos sistemas.

Sobre la base de estos escenarios, se desarrollará un análisis comparativo que permitirá identificar de manera precisa los efectos económicos de la interconexión regional sobre cada uno de los países involucrados, distinguiendo aquellas agentes que resultaron **beneficiados o perjudicados** por la operación

de esta nueva infraestructura. En particular, se evaluará su impacto sobre el beneficio social (costos del sistema), el beneficio de los generadores y los costos de la demanda de cada sistema.

4. Datos de entrada

En esta sección se presenta un resumen de los principales datos de entrada utilizados en el modelo, junto a las fuentes desde donde fueron obtenidos. Cabe destacar que la base de datos empleada se construye sobre el modelo desarrollado en el white paper *"Integración energética y descarbonización en América Latina: La dinámica de la integración bajo el enfoque de corrientes múltiples"* [6], constituyendo el presente estudio una extensión de dicho trabajo.

En este contexto, el modelo actual amplía el rango de escenarios analizados mediante la incorporación de nuevos proyectos de interconexión candidatos. Asimismo, incorpora una mayor riqueza y profundidad en sus datos de entrada, al considerar una base histórica más extensa tanto de la demanda eléctrica como de los perfiles hidrológicos. Esto permite estimar con mayor precisión las tasas de crecimiento de demanda y, adicionalmente, capturar de mejor manera la variabilidad de los regímenes hidrológicos. En conjunto, estos elementos profundizan en la cuantificación de beneficios técnicos y económicos de la integración eléctrica.

A continuación, la Tabla 3 resume los datos de entrada, entre los que destacan los perfiles de demanda eléctrica, costos de inversión y operación, capacidad instalada y futuros proyecto de generación y almacenamiento, capacidad instalada y futuros proyectos de transmisión e interconexiones, potencial de generación y perfiles renovables.

Tabla 3: Principales datos de entrada.

Categoría	Descripción
Demanda eléctrica	Se usaron perfiles horarios históricos ajustados por nodo. Las proyecciones futuras se basaron en tasas de crecimiento extraídas de planes nacionales y fuentes de datos internacionales [60], complementadas por OLADE [61].
Costos de inversión	Obtenidos de documentos oficiales tale como decretos tarifarios, licitaciones públicas, informes de organismo técnicos nacionales [62], y reportes internacionales [63].
Precios de combustibles	• **Diésel**: Precios internacionales ajustados por transporte e internación, y proyectados con el *Annual Energy Outlook* [63]. • **Carbón**: Precios internacionales ajustados por transporte e internación, y proyectados con el *Annual Energy Outlook* [63].

	• **Gas Natural**: Valores puestos en planta entregados por OLADE [61].
Capacidad instalada y proyectos futuros de generación y almacenamiento	• La capacidad instalada fue obtenida desde información pública de organismos nacionales y complementada con fuentes generales [60]. • Se utiliza el plan de obras por país obtenido desde documentos gubernamentales.
Capacidad actual de transmisión e interconexiones, y proyectos futuros	• Las capacidades actuales de transmisión e interconexión fueron obtenidas desde informes gubernamentales y CIER [64] y complementadas por OLADE [61]. • El plan de obras de transmisión por país fue entregado por OLADE [61].
Potencial de generación	• Obtenidos del *Latin America Energy Outlook* [65]. • Las capacidades instaladas de tecnologías de embalse, pasada, carbón, diésel, nuclear, y bioenergía, no pueden incrementarse.
Perfiles renovables	Corresponden a datos observados y utilizados en estudios similares financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo [66].
Factores de emisión	Corresponden a factores reportados en estudios académicos aplicados al mercado eléctrico chileno [67].

4.1. Demanda eléctrica

Se utilizan los perfiles horarios de demanda eléctrica observados para cada uno de los países de la región, y se ajustan a cada nodo de la topología respectiva, utilizando como proxy la cantidad de habitantes. Para proyectar la demanda futura, se aplican tasas de crecimiento anual específicas por país, resumidas en la Tabla 4, las cuales fueron obtenidas de fuentes de datos públicas como OLADE y EMBER.

Tabla 4: Crecimiento de demanda por país [60, 61].

País	Crecimiento demanda
Argentina	0,86%
Brasil	1,99%
Chile	2,43%
Paraguay	3,65%
Uruguay	0,39%
Bolivia	4,05%
Perú	3,41%
Colombia	2,79%
Ecuador	2,90%
Guatemala	3,27%
El Salvador	1,85%
Honduras	3,29%
Nicaragua	2,19%
Costa Rica	1,04%
Panamá	3,07%
Venezuela	0,00%
México	3,68%
Belice	2,15%

Específicamente, se tomaron los perfiles de demanda de los últimos 10 años para cada país, y se calculó la tasa de crecimiento anual utilizando los años extremos. De los resultados, se distinguen tasas de crecimiento diferenciadas según el grado de consolidación y potencial de expansión de cada país. Mientras algunos sistemas presentan proyecciones más moderadas, otros reflejan un mayor crecimiento. Incluso se puede observar el caso de Venezuela, el cual no proyecta crecimiento para los próximos años.

4.2. Costos de inversión en tecnología de generación y almacenamiento

La Tabla 5 presenta los costos de inversión anualizados considerados para las tecnologías ERV y almacenamiento, expresados en unidades USD/MW-año y USD/MWh-año, respectivamente. Estos valores fueron utilizados como insumo clave en la modelación de decisiones de expansión, y reflejan dos

trayectorias: una tendencia media, asociada a una evolución gradual de los precios, y una tendencia alta, que contempla un aumento de los costos en un 25% a partir de la siguiente década (2030-2040).

Tabla 5: Costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento [62, 63].

Tecnología	Año	Costo de inversión	Unidad
Gas CC	2025	123952	USD/MW año
	2030	118873	
	2035	113795	
	2040	109491	
Gas CA	2025	93103	USD/MW año
	2030	89651	
	2035	86191	
	2040	82739	
Eólica	2025	207946	USD/MW año
	2030	186590	
	2035	176881	
	2040	167172	
Solar	2025	96363	USD/MW año
	2030	77101	
	2035	57839	
	2040	53265	
BESS	2025	32502	USD/MWh año
	2030	27563	
	2035	25589	
	2040	23616	

4.3. Costos de inversión en transmisión nacional e interconexiones

Para los tramos de transmisión (intra-país), se realiza un ajuste usando como referencia a Chile. Más específicamente, para Chile, se usa el valor de 66 [USD/MW-km-año] para los tramos de transmisión troncal entre los nodos internos, y se utiliza un valor de 3 USD/MWh para los tramos de transmisión troncal dentro de cada nodo. Esto último se justifica debido a que cada nodo utilizado representa la agrupación de un conjunto de nodos de la topología eléctrica real (más de 2000 nodo para el caso chileno), y esta agrupación también necesita transmisión troncal para suministrar electricidad a su demanda. Ambos valores son obtenidos utilizando las bbdd públicas del Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal [68]. Para el resto de los países, se utiliza un

proceso análogo al de Chile para la transmisión troncal intra-nodo, pero se realiza un ajuste para la transmisión troncal inter-nodo, usando como base el factor de carga del sistema el cual es igual al cociente entre la demanda promedio y la demanda *peak* del año actual. Este factor indica que tanto es utilizada la infraestructura de transmisión, con un valor cercano a 1 indicando alto uso, y un valor cercano a 0 bajo uso.

Comparando entonces los factores de carga de cada país con el chileno, se establece si la infraestructura de transmisión de un determinado país estará más o menos ocupada. Un factor de carga mayor al chileno implicará aplicar una penalización sobre los 3 USD/MWh para representar el hecho de que un país necesita más infraestructura troncal para suministrar la demanda. Por el contrario, un factor de carga menor al chileno implicará aplicar una suavización sobre los 3USD/MWh para representar el hecho de que un país necesita menos infraestructura troncal para suministrar la demanda. De esta forma, los costos de inversión en transmisión intra-pais representan una aproximación a la realidad de cada estado, permitiendo una evaluación comparativa coherente entre alternativas tecnológicas y topologías de expansión, en un marco regional de planificación energética integrada. Finalmente, para los tramos de interconexión (inter-país), se utiliza un costo de inversión de 66 [USD/MW-km-año], considerando tanto la longitud como la capacidad real de los proyectos candidatos.

4.4. Precios de combustibles

La Tabla 6 presenta los precios base de los combustibles correspondientes al año 2025, expresados en USD por tonelada para el carbón, USD por metro cúbico para el diésel y USD por MMBtu para el gas natural. Estos valores se especifican por país o nodo, según corresponda, y constituyen el punto de referencia a partir del cual se proyectan los precios de combustibles en todos los escenarios considerados.

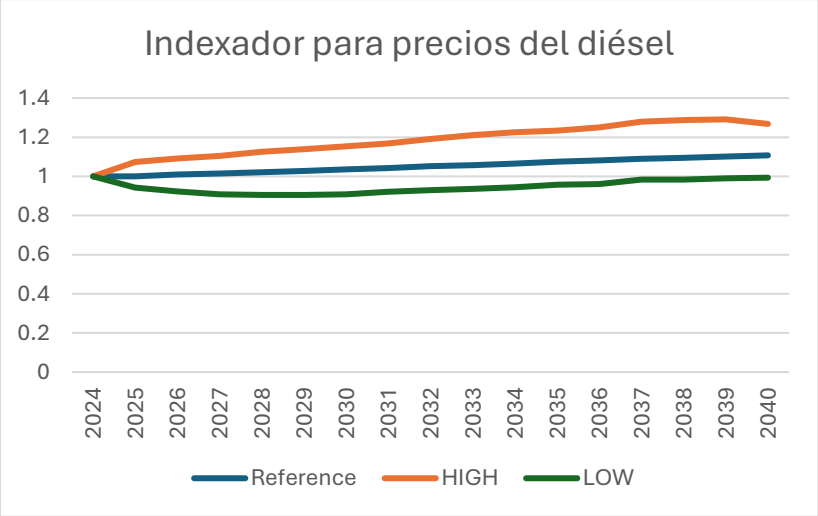
Tabla 6: Precios de combustibles por país y tecnología [61, 63].

	Carbón [USD/ton]	Diesel [USD/m3]	Gas [USD/MMBtu]
CO_NORTE	97,82	417,88	9,43
CO_SUR	95,90	404,14	9,27
Brasil	166,62	952,43	12,00
Chile	166,62	952,43	10,42
Perú	166,62	952,43	10,00
Paraguay	166,62	952,43	8,00
Uruguay	166,62	952,43	5,00
Bolivia	166,62	952,43	2,00
Guatemala	166,62	952,43	10,00
El Salvador	166,62	952,43	10,00

Honduras	166,62	952,43	10,00
Nicaragua	166,62	952,43	10,00
Costa Rica	166,62	952,43	10,00
Panamá	166,62	952,43	10,00
Venezuela	166,62	952,43	10,00
México	166,62	952,43	10,00
Belice	166,62	952,43	10,00
NOA_CEN_LIT	166,62	952,43	4,50
COM_CUY/MERCADO	166,62	952,43	3,50
Ecuador	166,62	418,38	9,27

La Figura 2 muestra los factores de evolución de precios por tecnología (carbón, diésel y gas natural) para los escenarios *Low*, *Medium (Reference)* y *High*, en el período 2025–2040. Dichos factores corresponden a multiplicadores adimensionales que representan trayectorias diferenciadas de precios de combustibles, de acuerdo con los supuestos de cada escenario.

Los precios de combustibles utilizados en las simulaciones se obtienen aplicando, para cada año, tecnología y escenario, los factores de evolución presentados en la Figura 2 sobre los precios base indicados en la Tabla 6.



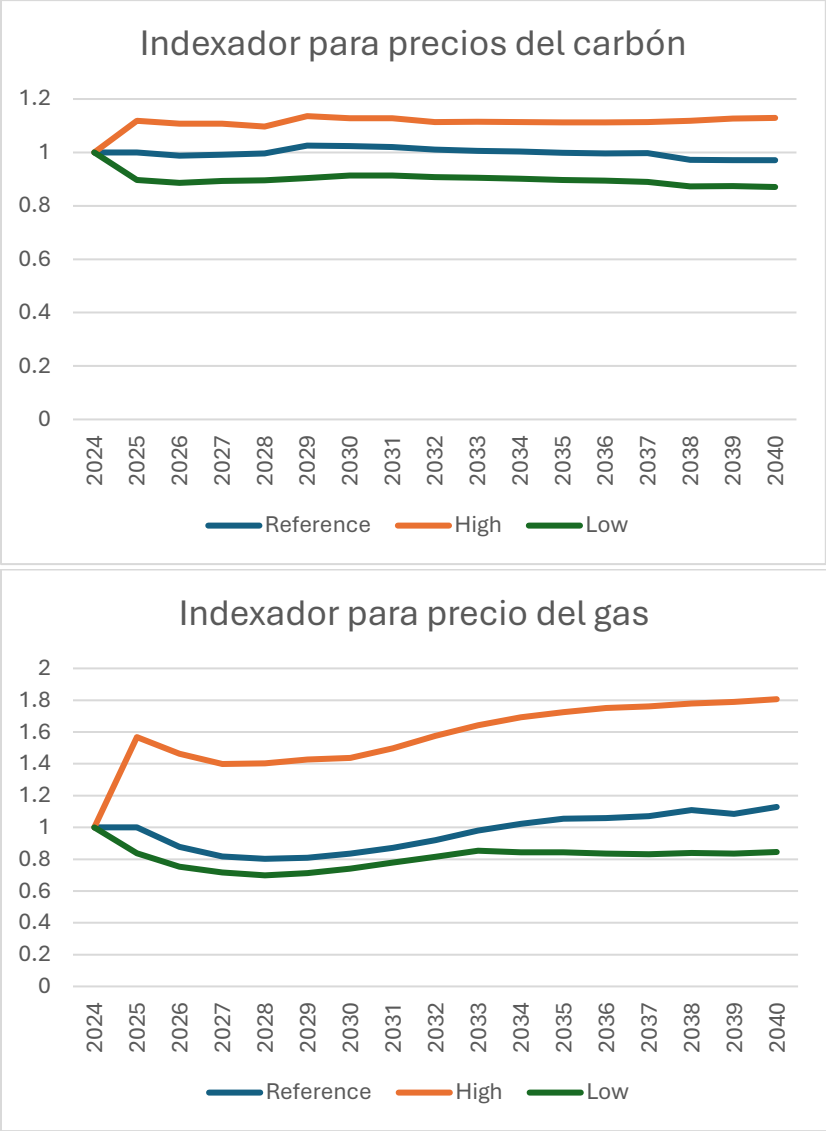


Figura 2: Proyección de precios de combustibles por escenario [61, 63].

4.5. Factos de emisión

Para estimar las emisiones de CO_2 asociadas a la generación térmica en cada país, se aplicaron factores de emisión específicos por tecnología a los volúmenes de despacho obtenidos en los resultados del modelo. Estos factores, expresados en toneladas de CO_2 por MWh generado, fueron extraídos de estudios académicos aplicados al mercado eléctrico chileno y se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7: Factores de emisión por tecnología [67].

Tecnología	Factor de emisión (ton CO_2 /MWh)
Carbón	0,949
Diésel	0,779
Gas Natural CA	0,5869
Gas Natural CC	0,436

El cálculo de emisiones se realizó multiplicando el despacho total anual por tecnología (en MWh) por su respectivo factor de emisión. Los resultados fueron agregados a nivel de país, considerando todos los nodos representativos dentro del mismo.

4.6. Topología de la red eléctrica

La red se representa mediante 43 nodos que resumen el comportamiento eléctrico de los 18 países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay, Perú, Ecuador, Colombia, Venezuela, Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador, Guatemala, Belice y México. Cada nodo concentra la demanda, generación, y almacenamiento representativo de zonas geográficas específicas, garantizando una modelación fiel de los principales flujos eléctricos. La Figura 3 y Figura 4 resumen la topología usada:

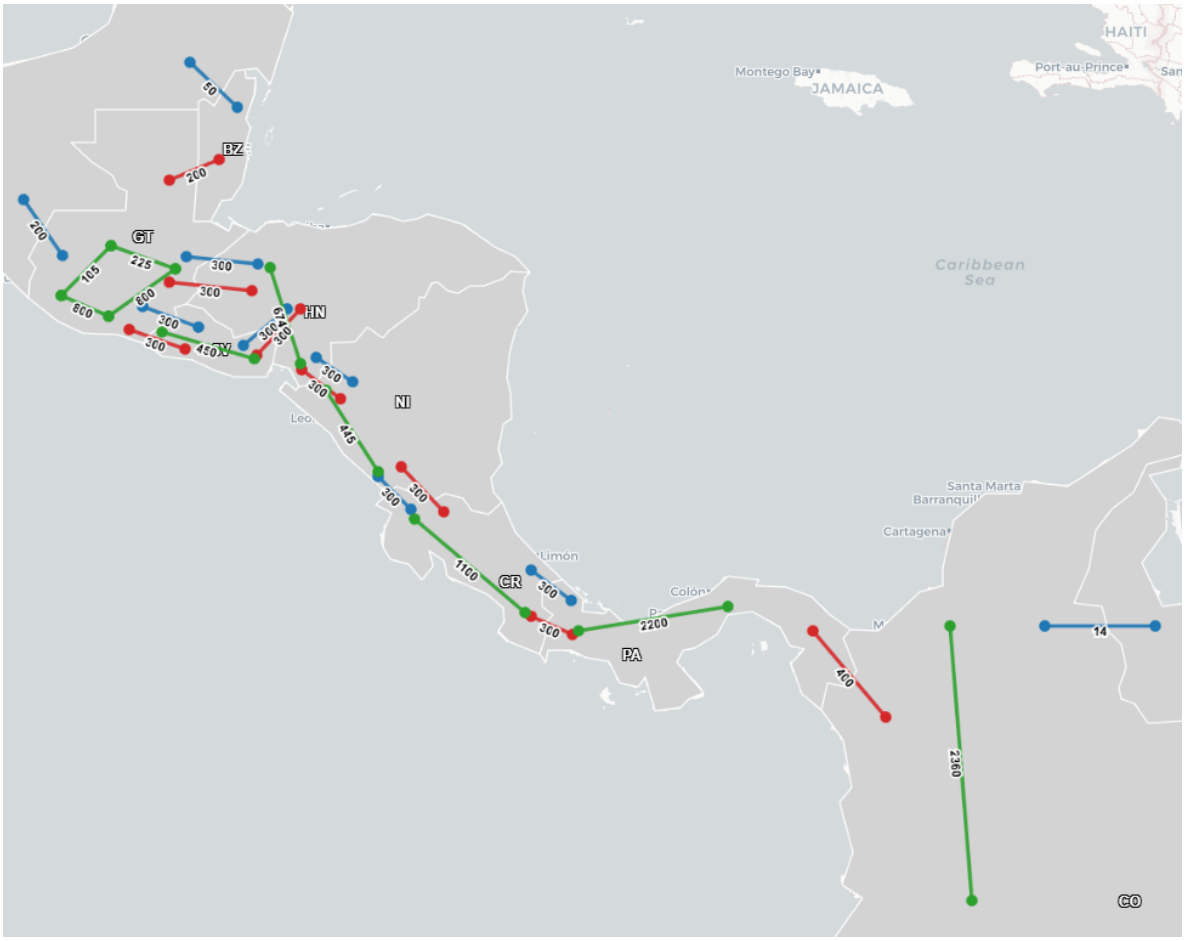


Figura 3: Mapa de nodos y líneas (intra-país e inter-país) con capacidades (MW) de Centroamérica [69].

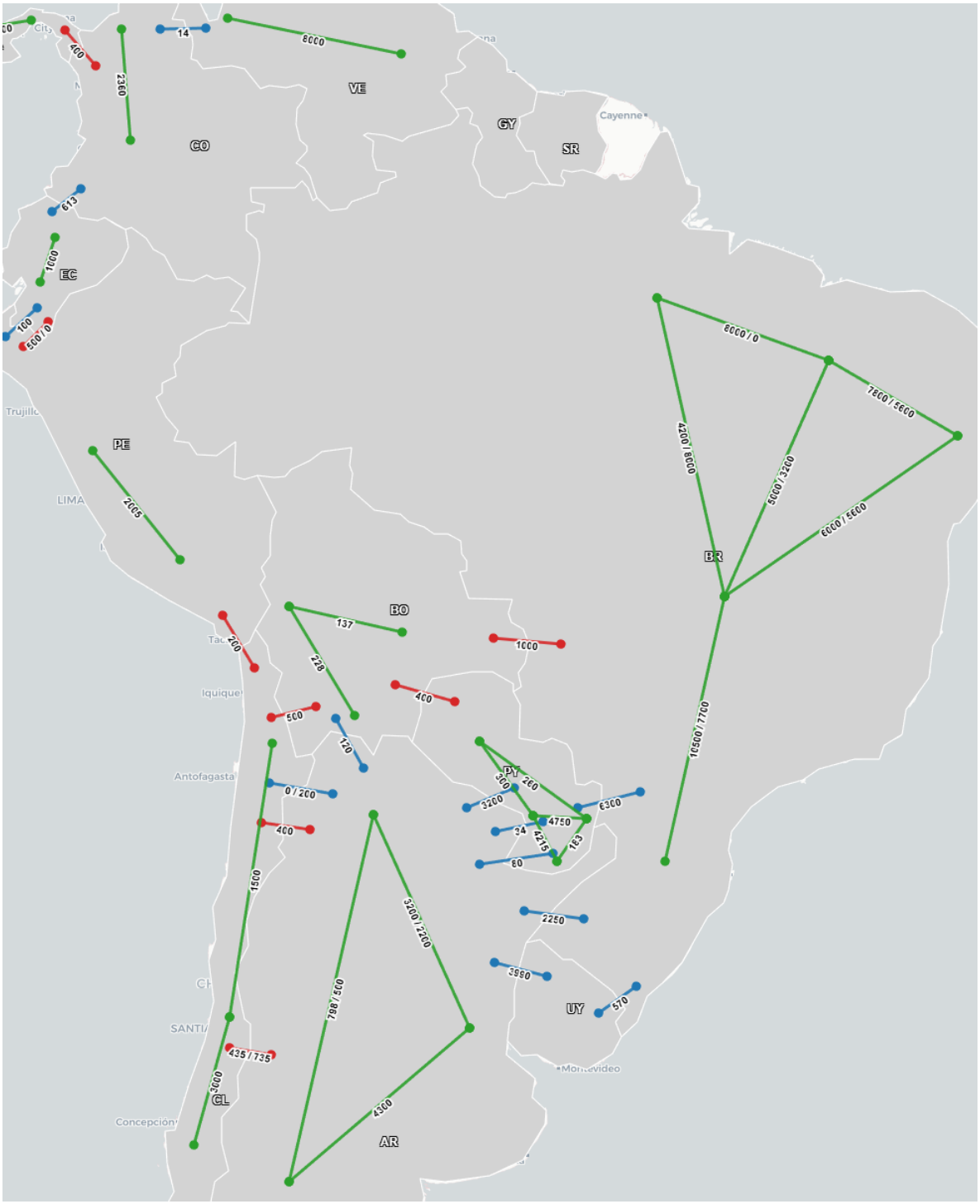


Figura 4: Mapa de nodos y líneas (intra-país e inter-país) con capacidades (MW) de Sudamérica [69].

Para capturar adecuadamente la diversidad eléctrica y la localización de los principales centros de demanda en cada país, estos fueron desagregados en una cantidad diferenciada de nodos, según las características de cada caso. Los países con mayor diversidad y escala eléctrica, como Brasil, Guatemala, Chile, Bolivia, Argentina y Paraguay, se representaron mediante tres o más nodos, mientras que aquellos con menor diversidad o dimensión eléctrica relativa se modelaron con dos nodos o menos, como Perú, Colombia, Uruguay, Ecuador, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá, Venezuela, México y Belice.

Adicionalmente, se modelan líneas de transmisión nacional (intra-país) las que reflejan los límites técnicos del sistema de transporte eléctrico interno de cada país. Estas conexiones se muestran en la Tabla 8. En ella se presenta la capacidad y la longitud de cada enlace.

Tabla 8: Capacidad de transmisión actual en países del Cono Sur [61].

País	Enlace	Capacidad (MW)	Longitud (km)
Guatemala	GU_NORTE --> GU_ESTE	225	134,1053
Guatemala	GU_NORTE --> GU_OESTE	105	136,2538
Guatemala	GU_OESTE --> GU_SUR	800	99,27357
Guatemala	GU_SUR --> GU_ESTE	800	159,7167
El Salvador	ES_OCCIDENTAL --> ES_ORIENTAL	450	187,509
Honduras	HN_NORTE --> HN_SUR	674	195,8746
Honduras	NI_NORTE --> NI_SUR	445	189,516
Costa Rica	CR_NORTE --> CR_SUR	1100	286,5937
Panamá	PA_NORTE --> PA_SUR	2200	302,7725
Colombia	CO_NORTE --> CO_SUR	2360	546,9555
Venezuela	VZ_NORTE --> VZ_SUR	8000	863,8379
Ecuador	EC_NORTE --> EC_SUR	1000	230,5919
Perú	PE_NORTE --> PE_SUR	2005	671,5605
Chile	CL_NORTE --> CL_CENTRO	1500	1204,141
Chile	CL_CENTRO --> CL_SUR	3000	533,1106
Argentina	COM_CUY --> NOA_CEN_LIT	798	1564,752
Argentina	COM_CUY --> MERCADO	4300	945,2313
Argentina	NOA_CEN_LIT --> MERCADO	3200	1000,273
Brasil	BR_SUDESTE/CO --> BR_SUR	10500	1236,321
Bolivia	BO_NOROESTE --> BO_SUR	228	591,1606
Bolivia	BO_NOROESTE --> BO_ESTE	137	544,2645
Paraguay	PY_CENTRO/OESTE --> PY_ESTE	4750	238,2719
Paraguay	PY_CENTRO/OESTE --> PY_NORTE	300	409,8929
Paraguay	PY_NORTE --> PY_ESTE	260	593,7515

Paraguay	PY_CENTRO/OESTE --> PY_SUR	4215	229,4439
Paraguay	PY_SUR --> PY_ESTE	183	230,6189
Brasil	BR_SUDESTE/CO --> BR_NORTE	4200	1474,914
Brasil	BR_SUDESTE/CO --> BR_FC	5000	1241,268
Brasil	BR_SUDESTE/CO --> BR_NORESTE	6000	1361,291
Brasil	BR_NORTE --> BR_FC	8000	893,7285
Brasil	BR_FC --> BR_NORESTE	7800	730,3465

Por otro lado, en la Tabla 9 se muestran los planes de expansión internos de los países. Estas ampliaciones reflejan necesidades de refuerzo interno para sostener las demandas eléctricas crecientes y asegurar la estabilidad del sistema.

Tabla 9: Plan de expansión de transmisión en países del Cono Sur [61].

Enlace	Año de expansión	Capacidad agregada (MW)
CL_NORTE --> CL_CENTRO	2035	4500
BR_SUDESTE/CO --> BR_SUR	2030	15000
BR_SUDESTE/CO --> BR_SUR	2035	17000
BR_SUDESTE/CO --> BR_NORTE	2030	10000
BR_SUDESTE/CO --> BR_NORTE	2035	12000
BR_SUDESTE/CO --> BR_FC	2030	8000
BR_SUDESTE/CO --> BR_FC	2035	10000
BR_SUDESTE/CO --> BR_NORESTE	2030	12000
BR_SUDESTE/CO --> BR_NORESTE	2035	13000
BR_NORTE --> BR_FC	2030	10000
BR_NORTE --> BR_FC	2035	12000
BR_FC --> BR_NORESTE	2030	13000
BR_FC --> BR_NORESTE	2035	15000
COM_CUY --> MERCADO	2030	5300
NOA_CEN_LIT --> MERCADO	2035	4200
CL_CENTRO --> CL_SUR	2040	4500

En la Tabla 10, se destacan las interconexiones internacionales (inter-país) existentes, que permiten modelar el intercambio de energía entre países vecinos y simular dinámicamente la complementariedad de recursos.

Tabla 10: Capacidad de Interconexión existente del sistema eléctrico en Cono Sur [61, 64].

Interconexión	Capacidad (MW)	Longitud (km)
MX_SUR --> BELICE	50	1150,943
MX_SUR --> GU_OESTE	200	960,9936
GU_ESTE --> HN_NORTE	300	126
GU_SUR --> ES_OCCIDENTAL	300	91
ES_ORIENTAL --> HN_NORTE	300	147
HN_SUR --> NI_NORTE	300	178,5
NI_SUR --> CR_NORTE	300	123,3
CR_SUR --> PA_NORTE	300	31
CO_NORTE --> VZ_NORTE	13.5	520,0973
CO_SUR --> EC_NORTE	613	603,189
EC_SUR --> PE_NORTE	100	574
NOA_CEN_LIT --> CL_NORTE	0	559,0116
BO_SUR --> NOA_CEN_LIT	120	453,6433
NOA_CEN_LIT --> URUGUAY	3990	1254,452
BR_SUR --> URUGUAY	570	831,194
NOA_CEN_LIT --> BR_SUR	2250	1306,338
PY_SUR --> NOA_CEN_LIT	3200	836,0795
PY_ESTE --> NOA_CEN_LIT	34	35
PY_ESTE --> BR_SUDESTE/CO	6300	1198,983
PY_CENTRO/OESTE --> NOA_CEN_LIT	80	711,1183

Finalmente, en la Tabla 11 se destacan las interconexiones internacionales (inter-país) candidatas, que corresponden a tramos planificados que permiten explorar nuevas opciones de interconexión entre países de la región.

Tabla 11: Capacidad de Interconexión candidata del sistema eléctrico en Cono Sur [61, 64].

Interconexión	Capacidad (MW)	Distancia (km)
GU_ESTE --> BELICE	200	17
GU_ESTE --> HN_NORTE	300	126
GU_SUR --> ES_OCCIDENTAL	300	91
ES_ORIENTAL --> HN_NORTE	300	147
HN_SUR --> NI_NORTE	300	178,5
NI_SUR --> CR_NORTE	300	123,3
CR_SUR --> PA_NORTE	300	31
PA_SUR --> CO_NORTE	400	500
EC_SUR --> PE_NORTE	500	574

PE_SUR --> CL_NORTE	200	62
CL_NORTE --> BO_SUR	500	481
COM_CUY --> CL_CENTRO	435	350
NOA_CEN_LIT --> CL_NORTE	400	559,0116
BO_NOROESTE --> PY_NORTE	400	421
BO_ESTE --> BR_SUDESTE/CO	1000	656

La inclusión de estas interconexiones permite que el modelo aproveche la complementariedad tanto espacial como temporal del conjunto de recursos renovables, térmicos y de almacenamiento de la región.

4.7. Tratamiento de las binacionales

El modelo considera endógenamente la participación de las centrales hidroeléctricas binacionales Itaipú (Brasil–Paraguay), Yacyretá (Argentina–Paraguay) y Salto Grande (Argentina–Uruguay), las cuales representan activos estratégicos en la matriz eléctrica regional. Se asigna el 50% de la capacidad instalada de cada central a cada uno de los países coproductores. De este modo, se considera que Argentina y Paraguay comparten equitativamente la central Yacyretá [70], cuya capacidad total asciende a 3.200 MW (1.600 MW por país); Brasil y Paraguay comparten Itaipú [71], con una capacidad instalada de 14.000 MW (7.000 MW por país); mientras que Argentina y Uruguay comparten la central Salto Grande [70], con una capacidad total de 1.890 MW (945 MW por país). Estas capacidades son incorporadas como parte de la generación hidráulica de embalse de cada país. Asimismo, el despacho del parque de generación hidráulico se modela considerando un perfil energético mensual a lo largo del horizonte de análisis, reflejando su operación bilateral y regulada.

4.8. Descuentos por disponibilidad

Para representar de manera más realista la capacidad efectiva de cada tecnología en la cobertura de la demanda, el modelo incorpora factores de disponibilidad (también conocidos como descuentos sobre la capacidad firme). Estos factores reflejan la probabilidad de que una unidad generadora esté disponible en el momento en que se la necesita. En el caso de las centrales térmicas a gas en ciclo abierto (CA) y diésel, se aplica un índice de indisponibilidad forzada (IFOR) del orden del 6%, es decir, se considera que estas tecnologías tienen una disponibilidad promedio del 94% para la prestación de potencia firme. Este 6% fue calculado como un promedio de las disponibilidades de un conjunto de centrales a gas CA y diésel, obtenidas de procesos de cálculo de suficiencia en documentos oficiales gubernamentales. Estos factores son clave para asegurar una comparación equitativa entre tecnologías desde la perspectiva de la confiabilidad del sistema eléctrico.

5. Casos de estudio de prácticas internacionales

En esta sección se presentan tres mecanismos de asignación de costos para la remuneración de infraestructuras de interconexión eléctrica, los cuales se aplicarán ex-post al despacho económico del sistema bajo estudio. Considerando los posibles beneficios y costos económicos que existen entre escenarios con y sin interconexión, el objetivo es evaluar como la aplicación directa de estos esquemas incide en la distribución de costos entre los distintos países.

Para evaluar el impacto de los mecanismos se utilizará como referencia la interconexión candidata "BO_ESTE --> BR_SUDESTE/CO", que conecta los sistemas eléctricos de Bolivia y Brasil, y cuyos parámetros principales se encuentran en la Tabla 11. De esta forma, el modelo se compondrá de dos niveles:

- **Operación del sistema eléctrico (mercado spot)**: se resuelve el despacho económico del sistema en base al modelo de optimización descrito en la Sección 3 y la interconexión candidata seleccionada.
- **Liquidación ex-post de costos de transmisión**: los resultados dependerán del mecanismo de asignación aplicado. En particular se analizarán 3 casos de estudio (o mecanismos): Asia, Europa, SIEPAC.

Esta separación permite desacoplar la eficiencia económica (despacho óptimo) de los sistemas, y la recuperación de costos de la infraestructura de interconexión (tarifas regulatorias).

5.1. Mecanismo de asignación ASIA

La metodología aplicada en Asia determina el requerimiento de ingresos de la infraestructura y su posterior asignación entre países mediante reglas regulatorias basadas en el reparto en función de la demanda o en el uso físico de la red [53]. En particular, esta metodología distingue explícitamente entre enfoques basados en señales económicas socializadas (Sello Postal) y enfoques basados en señales físicas (MW-Milla), lo que permite capturar distintos criterios de asignación de costos en contextos de interconexión internacional. A continuación, se detallará en su formulación general considerando los insumos operativos (flujos de la línea de interconexión, demanda, generación y precios nodales) provenientes de los resultados horarios del modelo de operación descrito anteriormente:

- **Ingreso Anual Requerido (IAR) y desagregación temporal**: el IAR de la línea se define como [72]:

$$IAR_{AB} = CAPEX \cdot \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + \omega \times CAPEX \tag{5.1}$$

donde $CAPEX$ es la inversión en la línea, r es la tasa de descuento, n es la vida útil del activo y ω representa la fracción anual de costos de operación y mantenimiento.

Este requerimiento se distribuye temporalmente como:

$$IAR_{AB,t} = \frac{IAR_{AB}}{|T|}, \quad \forall t \in T \tag{5.2}$$

donde $IAR_{AB,t}$ representa el monto que debe recuperarse en el período t.

- **Variables operativas por periodo**: la operación del sistema en cada período se describe mediante el flujo sobre la línea $F_{AB,t}$ – positivo cuando la energía fluye desde A hacia B –, por las demandas $(D_{A,t}, D_{B,t})$, por la generación $(P_{A,t}, P_t^B)$, y por los precios nodales $(\lambda_{A,t}, \lambda_{B,t})$.

- **Rentas por congestión**: refleja el valor económico del diferencial espacial de precios entre ambos países, constituyendo un componente central de la evaluación ex-post.

$$CR_{AB,t} = F_{AB,t} \times (\lambda_{A,t} - \lambda_{B,t}) \tag{5.3}$$

$$CR_{AB} = \sum_{t \in T} |CR_{AB,t}| \tag{5.4}$$

Esta renta representa el beneficio económico del intercambio internacional, la cual posteriormente se redistribuye entre países mediante reglas regulatorias explícitas.

- **Método A (Sello postal bilateral)**: bajo este enfoque la tarifa del período t se calcula sobre la demanda total de los dos países interconectados [72].

$$\tau_{AB,t} = \frac{IAR_{AB,t}}{D_{A,t} + D_{B,t}} \tag{5.5}$$

De este modo, el peaje por país se define como:

$$Peaje_{A,t} = D_{A,t}\tau_{AB,t} \tag{5.6}$$

$$Peaje_{B,t} = D_{B,t}\tau_{AB,t} \tag{5.7}$$

Este enfoque implica que el costo de la infraestructura se socializa en función del tamaño de la demanda, independientemente del uso físico efectivo de la interconexión.

- **Método B (MW-Mile)**: bajo este enfoque el costo de la línea se asigna según el uso físico [72].

$$\tau_{AB,t} = \begin{cases} \dfrac{IAR_t}{|F_{AB,t}| L_{AB} h_t}, & si\ |F_{AB,t}| > 0 \\ 0, & si\ |F_{AB,t}| = 0 \end{cases} \tag{5.8}$$

$$Cargo_{AB,t} = \left(|F_{AB,t}|L_{AB}h_t\right) \times \tau_{AB,t} = IAR_{AB,t} \quad (5.9)$$

donde L_{AB} es la longitud de la línea de interconexión, h_t el número de horas de un periodo t y $| F_{AB,t} | L_{AB}h_t$ representa el uso físico de la interconexión en unidades MW-milla durante el período t. Este cargo se asigna entre países según la regla contractual adoptada, por ejemplo, importador paga, exportador paga o reparto equitativo.

Para una formulación más robusta y consistente con aplicaciones prácticas, el método MW-Milla se implementa mediante una tarifa unitaria anual (8760 horas):

$$\tau_{MW\text{-}mile} = \frac{IAR_{AB}}{\sum_{t\in T} | F_{AB,t} | \cdot L_{AB} \cdot h_t} \quad (5.8.a)$$

Esta formulación se aplica directamente sobre el uso físico en cada período:

$$Cargo_{AB,t} = \tau_{MW\text{-}mile} \cdot | F_{AB,t} | \cdot L_{AB} \cdot h_t \quad (5.9.b)$$

De esta forma, el parámetro $\tau_{MW\text{-}mile}$ actúa como una tarifa unitaria real (USD/MW-milla) que transforma el uso físico de la red en cargos monetarios, garantizando la recuperación exacta del IAR. Aunque es importante destacar que el método MW-Milla define el cálculo del cargo físico, pero no su asignación final (peaje por país), la cual depende de parámetros regulatorios adicionales.

En cualquiera de los dos métodos, el peaje total por país se expresa como:

$$Peaje_A = \sum_{t\in T} Peaje_{A,t} \quad (5.10)$$

$$Peaje_B = \sum_{t\in T} Peaje_{B,t} \quad (5.11)$$

- **Asignación de renta por congestión entre países**: para incorporar la renta por congestión al análisis nacional, se define una participación por país mediante parámetros de asignación $\phi_{A,t}$ y $\phi_{B,t}$, tales que:

$$CR_A = \sum_{t\in T} \phi_{A,t} CR_{AB,t} \quad (5.12)$$

$$CR_B = \sum_{t\in T} \phi_{B,t} CR_{AB,t} \quad (5.13)$$

con $\phi_{A,t} + \phi_{B,t} = 1$ cuando la renta se reparte totalmente entre ambos países. Estos parámetros representan la asignación al exportador, al importador o si es una partición fija.

- **Modelo ex-post por país**: considerando los elementos previamente descritos, el modelo ex-post por país queda definido de forma compacta y consistente con la lógica de recuperación de costos de transmisión internacional.

  Para cada país, $i \in \{A, B\}$, el costo operativo de generación es:

$$CG_i = \sum_{t \in T} \sum_{g \in \mathcal{G}} C_{g,t} P_{g,t} \tag{5.14}$$

  El ingreso bruto de los generadores del país i es:

$$IG_i = \sum_{t \in T} \sum_{g \in \mathcal{G}} \lambda_{i,t} P_{g,t} \tag{5.15}$$

  y, por tanto, su beneficio operativo antes de incorporar los cargos de transmisión y asignar rentas de congestión es:

$$\Pi_i = \sum_{t \in T} \sum_{g \in \mathcal{G}} \left(\lambda_{i,t} P_{g,t} - C_{g,t} P_{g,t} \right) \tag{5.16}$$

  El **beneficio ex-post del generador** en el país i, incorporando explícitamente tanto la renta por congestión como el peaje, se define como:

$$BG_i = \Pi_i + CR_i - Peaje_i \tag{5.17.a}$$

$$= \sum_{t \in T} \sum_{g \in \mathcal{G}} \left[\lambda_{i,t} P_{g,t} - C_{g,t} P_{g,t} + \phi_{i,t} CR_{AB,t} - Peaje_{i,t} \right] \tag{5.17.b}$$

  Por otra parte, el pago bruto de la demanda del país i en el mercado eléctrico es:

$$PD_i = \sum_{t \in T} \lambda_{i,t} D_{i,t} \tag{5.18}$$

  De esta forma, el **costo ex-post de la demanda**, incorporando renta por congestión y peaje, se define mediante la siguiente formulación:

$$CD_i = PD_i + Peaje_i - CR_i = \sum_{t \in T} \left[\lambda_{i,t} D_{i,t} + Peaje_{i,t} - \phi_{i,t} CR_{AB,t} \right]$$

Finalmente, **el costo social ex-post** del país i se define como:

$$CS_i = CG_i + Peaje_i - CR_i \quad (5.19.a)$$

$$= \sum_{t \in T} \sum_{g \in \mathcal{G}} \left[C_{g,t} P_{g,t} + Peaje_{i,t} - \phi_{i,t} CR_{AB,t} \right] \quad (5.19.b)$$

A través de las ecuaciones planteadas, los tres modelos ex-post quedan alineados bajo una misma lógica económica, donde el beneficio del generador incluye ingresos por energía, costos variables, renta por congestión y peaje; mientras que el costo de la demanda incluye pagos por energía, peaje y descuentos (o compensaciones) por renta de congestión.

En forma resumida, para cada país $i \in \{A, B\}$, el **modelo ex-post** se expresa mediante las siguientes ecuaciones:

$$BG_i = \sum_{t \in T} \sum_{g \in \mathcal{G}} \left[\lambda_{i,t} P_{g,t} - C_{g,t} P_{g,t} + \phi_{i,t} CR_{AB,t} - Peaje_{i,t} \right] \quad (5.20)$$

$$CD_i = \sum_{t \in T} \left[\lambda_{i,t} D_{i,t} + Peaje_{i,t} - \phi_{i,t} CR_{AB,t} \right] \quad (5.21)$$

Esta formulación permite evaluar de manera consistente los efectos de la interconexión bilateral sobre ambos países, preservando la trazabilidad temporal y compatibilidad con la metodología aplicada en Asia, así como con los resultados derivados del modelo de operación ex-post.

- **Regla de Asignación de Peaje y Rentas por Congestión entre generadores y demanda:** la asignación de peaje y rentas por congestión se determina según el rol neto de cada país en cada período. En el caso de un país exportador neto, los generadores asumen el pago del 100% del peaje, distribuido entre ellos en proporción a su generación total, reconociendo que toda la generación del país contribuye al pool que hace posible la exportación y se beneficia indirectamente de la interconexión. Las rentas por congestión son transferidas íntegramente a la demanda en proporción a su consumo total, compensando el perjuicio que le genera la exportación de generación local barata. En el caso de un país importador neto, la lógica se invierte: la demanda paga el 100% del peaje en proporción a su consumo total, beneficiándose del acceso a energía más barata desde el exterior, mientras que los generadores locales reciben el 100% de las rentas por congestión en proporción a su generación total, como compensación por competir con energía importada a menor costo. El rol de cada país se determina período a

período según su flujo neto observado, aplicando la asignación correspondiente de forma dinámica y consistente.

5.2. Mecanismo de asignación Europa

El mecanismo aplicado en Europa (ENTSO-E) tiene por objetivo cuantificar beneficios de bienestar, anualizarlos, llevarlos a valor presente y derivar reglas de asignación de costos tipo CBCA [10]. En línea con esta práctica, el caso de estudio presente se estructurará en cuatro etapas: (i) resolver el despacho económico del mercado base y con proyecto; (ii) calcular beneficios ex-post por agente y por país; (iii) anualizar y descontar los costos de la línea; y (iv) asignar costos mediante enfoques CBCA alternativos.

- **Modelo de mercado y escenarios de referencia**: sea $i \in \mathcal{I}$ el conjunto de países, $n \in \mathcal{N}$ los nodos, $g \in \mathcal{G}$ las unidades de generación, $l \in \mathcal{L}$ las interconexiones y $t \in T$ los períodos, para cada escenario con y sin línea de interconexión $s \in \{SIN, CON\}$, se resuelve el modelo de optimización planteado en la sección 3.

  El despacho económico entrega los siguientes resultados: precios nodales $\lambda_{n,t}^{(s)}$, despachos $P_{g,t}^{(s)}$, energía no servida $LL_{n,t}^{(s)}$ y flujos $F_{l,t}^{(s)}$

- **Indicadores ex-post de mercado**: el mecanismo de ENTSO-E distingue dos capas complementarias: CBA, orientado a la evaluación socioeconómica, y CBCA, enfocado en el reparto de costos. Siguiendo esta lógica, el bienestar social se descompone en demanda, generación y congestión de la interconexión, lo cual se representa mediante la siguiente formulación [10]:

$$\Delta SEW = \Delta CS + \Delta PS + CR + EXT \tag{5.22}$$

  donde ΔSEW es el cambio del bienestar; ΔCS es el cambio en excedentes del consumidor; ΔPS es el cambio en excedentes de los productores; CR es la renta por congestión; y EXT son los módulos de no mercado (externalidades), que corresponden a impactos socioambientales no capturados por el mercado eléctrico, tales como emisiones de CO_2 y seguridad de suministro.

  Considerando que $i \in \{A, B\}$ representa a los países de una interconexión bilateral, $\lambda_{i,t}^{0}$ los precios nodales sin proyecto de interconexión, y $\lambda_{i,t}^{1}$ los precios nodales con proyecto, a continuación, se profundizará en el cálculo de los componentes de la ecuación 5.22:

  - **Cambio en excedente de los consumidores:**

$$\Delta CS_i = \sum_{t \in T} -\left(\lambda_{i,t}^{1} - \lambda_{i,t}^{0}\right) D_{i,t} \tag{5.23}$$

- **Cambio en excedente de los productores**:

$$\Delta PS_i = \Pi_i^{(CON)} - \Pi_i^{(SIN)} \tag{5.24}$$

con:

$$\Pi_i^{(s)} = \sum_{t\in T}\sum_{g\in \mathcal{G}} \left(\lambda_{i,t}^{(s)} P_{g,t}^{(s)} - C_{g,t} P_{g,t}^{(s)}\right) \tag{5.25}$$

donde $C_{g,t}$ representa los costos de generación.

- **Renta por congestión** [10]:

$$CR = \sum_{t\in T}\sum_{l\in \mathcal{L}} \left|F_{l,t}^{(CON)}\right| \left(\lambda_{imp(l),t}^{(CON)} - \lambda_{exp(l),t}^{(CON)}\right) \tag{5.26}$$

Considerando una sola interconexión entre los países A y B – exportador e importador, respectivamente –, la expresión anterior se simplifica de la siguiente forma:

$$CR_{AB,t} = F_{AB,t} \cdot \left(\lambda_{B,t}^{1} - \lambda_{A,t}^{1}\right) \tag{5.27}$$

$$CR_{AB} = \sum_{t\in T} CR_{AB,t} \tag{5.28}$$

- **Asignación institucional de congestión**:

$$CR_i^{asig} = \sum_{t\in T} \phi_{i,t}^{CR}\, CR_{AB,t} \tag{5.29}$$

$$\sum_{i\in \mathcal{I}} \phi_{i,t}^{CR} = 1 \tag{5.30}$$

donde $\phi_{i,t}^{CR}$ es la asignación de congestión por país i en el periodo t

- **Formulación de bienestar anual y valor presente**: considerando la inclusión de módulos no-mercado, el beneficio anual por país para cada enfoque (A, B), se define mediante las siguientes ecuaciones:

$$B_{i,t}^{A} = \Delta CS_{i,t} + \Delta PS_{i,t} + CO_{2_{i,t}} + SoS_{i,t} \tag{5.31}$$

$$B_{i,y}^{B} = B_{i,y}^{A} + CR_{i,y}^{asig} \tag{5.32}$$

Luego, los beneficios y costos por país deben expresarse en valor presente (PV). Para ello se considera el siguiente factor de valor presente para un horizonte n y tasa de descuento r [10]:

$$PVAF(r,n) = \frac{1-(1+r)^{-n}}{r} \tag{5.33}$$

Por lo tanto, los valores presentes de beneficios y costos de cada país se calculan como [10]:

$$PV(B_i) = B_{i,t} \cdot PVAF(r,n) \tag{5.34}$$
$$PV(C) = CAPEX_0 + PV(OPEX) \tag{5.35}$$

A partir de estas ecuaciones, el NPV social total (CBA) del proyecto se definirá mediante la siguiente formulación [10]:

$$NPV^{social} = \sum_{i \in J} PV(B_i) + PV(CR) - PV(C) \tag{5.36}$$

Cabe destacar que si la congestión ya se encuentra incorporada en el beneficio B_i – vía asignación nacional – el término $PV(CR)$ no debe añadirse nuevamente, a fin de evitar una doble contabilización.

- **Modelos ex-post por país interconexión bilateral**: esta formulación es consistente con la lógica usada en SIEPAC/ASIA y con la descomposición de ENTSO-E:
  - **País A (exportador)**:

$$\Delta CS_A = \sum_{t \in T} -\left(\lambda^1_{A,t} - \lambda^0_{A,t}\right) D_{A,t} \tag{5.37}$$
$$\Delta PS_A = \sum_{t \in T} \left(\Pi^1_{A,t} - \Pi^0_{A,t}\right) \tag{5.38}$$
$$CR_{A,t} = \alpha_A \, CR_t \tag{5.39}$$

Sin asignación de congestión (enfoque A):

$$B_A = \Delta CS_A + \Delta PS_A + CO_{2_A} + SoS_A \tag{5.40}$$

Con asignación de congestión (enfoque B):

$$\widetilde{B_A} = B_A + \sum_{t \in T} CR_{A,t} \tag{5.41}$$

- **País B (exportador)**:

$$\Delta CS_B = \sum_{t \in T} -\left(\lambda^1_{B,t} - \lambda^0_{B,t}\right) D_{B,t} \tag{5.42}$$

$$\Delta PS_B = \sum_{t \in T} \left(\Pi^1_{B,t} - \Pi^0_{B,t}\right) \tag{5.43}$$

$$CR_{B,t} = \alpha_B \, CR_t \tag{5.44}$$

Sin asignación de congestión (enfoque A):

$$B_B = \Delta CS_B + \Delta PS_B + CO2_B + SoS_B \tag{5.45}$$

Con asignación de congestión (enfoque B):

$$\widetilde{B_B} = B_B + \sum_{t \in T} CR_{B,t} \tag{5.46}$$

Finalmente, al anualizar los beneficios por país se tiene que:

$$B_i^{anual} = \sum_{t \in T} \left(\Delta CS_{i,t} + \Delta PS_{i,t}\right) + \text{no-módulos}_i \tag{5.47}$$

$$PV(B_i) = B_i^{anual} \cdot PVAF(r, N) \tag{5.48}$$

- **CBCA: Enfoques de asignación de costos**
  - **Enfoque A (sin congestión nacionalizada)**: el "beneficiario paga" proporcionalmente a los beneficios nacionales que percibe producto de la interconexión, pero tratando la congestión de manera separada, es decir, no se asigna como un beneficio nacional puro [14].

$$s_i^A = \frac{PV\left(B_i^A\right)}{\sum_{j \in \mathcal{J}} PV\left(B_j^A\right)} \tag{5.49}$$

$$Costo_i^A = s_i^A \cdot PV(C) \tag{5.50}$$

  - **Enfoque B (incluyendo congestión asignada)**: este corresponde a un enfoque más operativo, pues incluye la congestión como un beneficio del sistema, siendo está repartida entre los países [14].

$$s_i^B = \frac{PV\left(B_i^B\right)}{\sum_{j \in \mathcal{J}} PV\left(B_j^B\right)} \tag{5.51}$$

$$Costo_i^B = s_i^B \cdot PV(C) \tag{5.52}$$

Para cada enfoque, el resultado nacional se evalúa como:

$$NPV_i^A = PV\left(B_i^A\right) - Costo_i^A \quad (5.53)$$
$$NPV_i^B = PV\left(B_i^B\right) - Costo_i^B \quad (5.54)$$

- **CBCA final (regla por tramos)**: la práctica regulatoria aplicada consiste en la combinación de una asignación base con una regla específica para sobrecostos. En forma general:

$$C_i^{tramo} = s_i^{base} \cdot CAPEX^{base} + \omega_i \cdot \max\left(0, CAPEX^{final} - CAPEX^{base}\right) + s_i^{base} \cdot PV(OPEX) \quad (5.55)$$

donde ω_i define la regla de reparto del sobrecosto, la cual puede ser mediante un reparto igualitario o una regla bilateral acordada.

Bajo una interconexión bilateral entre dos países A y B, la formulación habitual es:

$$C_A = \alpha_A\, CAPEX^{base} + 0.5\left(CAPEX^{final} - CAPEX^{base}\right) + \alpha_A\, PV(OPEX) \quad (5.56)$$
$$C_B = \alpha_B\, CAPEX^{base} + 0.5\left(CAPEX^{final} - CAPEX^{base}\right) + \alpha_B\, PV(OPEX) \quad (5.57)$$

Este mecanismo permite separar con claridad la eficiencia de mercado (resultado con y sin línea de interconexión), la valorización social intertemporal del proyecto (CBA), y el reparto institucional de costos entre países (CBCA). Además, reproduce una conclusión central del marco ENTSO-E: la viabilidad distributiva depende no solo de beneficios energéticos puros, sino también del tratamiento de la renta de congestión y de la regla de asignación de costos de inversión bajo incertidumbre de CAPEX.

5.3. Mecanismo de asignación SIEPAC

El mecanismo SIEPAC se aplica en una etapa ex-post al despacho económico de los sistemas eléctricos [29], tomando como datos de entrada los siguientes resultados: costos marginales nodales, flujos de la línea de interconexión, y los valores de demanda y generación por país y periodo.

Una vez obtenido los datos de entrada, SIEPAC determina los siguientes parámetros clave para el cálculo de las tarifarias regulatorias:

- **Rentas por congestión semestral**: considerando la ecuación 5.3, la renta semestral se define como:

$$CR_{AB}^{sem} = \sum_{t \in T} CR_{AB,t} \quad (5.58)$$

Conceptualmente, la renta por congestión no constituye un "sobrepago" arbitrario, sino el resultado económico natural de una restricción de red vinculante. Bajo el esquema SIEPAC, su liquidación ex-post cumple un doble rol: entregar una señal de congestión y reducir el monto tarifario que debe recaudarse vías regulatorias.

- **Ingreso Anual Requerido (IAR)**: considerar la ecuación 5.1. El IAR representa el ingreso anual necesario para recuperar la inversión de la línea. Desde una perspectiva de diseño de mercado, el IAR remunera la disponibilidad de la infraestructura, no solo la energía efectivamente intercambiada entre los sistemas. Esta distinción es central para sostener la inversión en activos con alta indivisibilidad, largos horizontes de recuperación y valor sistemático de respaldo.

- **Ingreso regulatorio semestral**: el ingreso a recuperar en cada semestre se define como [73]:

$$IR^{sem} = \frac{IAR}{2} + (SCF - SCE) - CVT^{sem} - IVDT \tag{5.59}$$

donde:

  - **SCF (Subcuenta de Compensación de Faltantes)**: saldo de periodos anteriores donde la recaudación fue insuficiente para cubrir los costos; este monto se suma para compensar el déficit.
  - **SCE (Subcuenta de Compensación de Excedentes)**: saldo de periodos anteriores donde la recaudación superó los costos; este monto se resta para devolver el excedente al sistema.
  - $\boldsymbol{CVT^{sem}}$ **(Ingresos netos por Cargos Variables de Transmisión)**: ingresos que se estiman recibir por concepto de rentas de congestión (CR^{sem}), netos de los pagos a titulares de Derechos de Transmisión (DT); se restan porque contribuyen a cubrir el IAR.
  - $\boldsymbol{IVDT}$ **(Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión)**: ingresos obtenidos por concepto de subasta de DT; también se restan del monto a recolectar.

Siguiendo la lógica regulatoria de dos componentes, en primer lugar, se determina la recaudación por uso variable de la red – vinculada a congestión y peajes –. Posteriormente, el monto remanente se cubre mediante cargos complementarios de carácter residual. De este modo, la suficiencia de ingreso se garantiza sin distorsionar el despacho spot.

- **Asignación del ingreso entre agentes**: El ingreso regulatorio semestral se divide en:

$$MR = \alpha_R \times IR^{sem} \tag{5.60}$$
$$MI = \alpha_I \times IR^{sem} \tag{5.61}$$

donde MR son los ingresos a recuperar vía demanda (retiros); MI son los ingresos a recuperar vía generación (inyecciones).

La partición mediante α_R, α_I implementa un criterio explícito de reparto de beneficios: la demanda valora el acceso a la energía, mientras que la generación valora el acceso al mercado. Este mecanismo mejora la aceptabilidad regulatoria al evitar concentrar la totalidad del costo en un solo lado de la transacción internacional.

A partir de la demanda y generación de cada sistema se definirá la proporción del ingreso que debe pagar cada país y agente por semestre, siendo esto equivalente al peaje por periodo:

$$Peaje_i^{dem} = MR_i = MR \times \frac{D_i^{sem}}{\sum_i D_i^{sem}} \quad (5.62)$$

$$Peaje_i^{gen} = MI_i = MI \times \frac{G_i^{sem}}{\sum_i G_i^{sem}} \quad (5.63)$$

- **Cálculo de las tarifas unitarias** [73]:

$$CURTRC_i = \frac{Peaje_i^{dem}}{D_i^{sem}} \quad (5.64)$$

$$CURTRG_i = \frac{Peaje_i^{gen}}{G_i^{sem}} \quad (5.65)$$

donde $CURTRC$ corresponde a la tarifa por retiro (importación); $CURTRG$ corresponde a la tarifa por inyección (exportación) en cada país i.

En términos de señales económicas, las tarifas unitarias internalizan el uso de la interconexión en ambos extremos de la transacción. De esta manera, el diseño evita subsidios cruzados persistentes y alinea decisiones comerciales con el costo de transporte regional.

- **Modelo ex-post por país**:
  - **Costo de operación:**

$$Cop_A = \sum_t c_{A,t} P_{A,t} \quad (5.66)$$

$$Cop_B = \sum_t c_{B,t} P_{B,t} \quad (5.67)$$

  - **Beneficio del generador**:

$$\Pi_A = \sum_t \lambda_{A,t} P_{A,t} - \sum_t c_{A,t} P_{A,t} - \sum_t Peaje_{A,t}^{gen} \quad (5.66)$$

$$\Pi_B = \sum_t \lambda_{B,t} P_{B,t} - \sum_t c_{B,t} P_{B,t} - \sum_t Peaje_{B,t}^{gen} \quad (5.67)$$

- **Costo de la demanda**:

$$CD_A = \sum_t \lambda_{A,t} D_{A,t} + \sum_t Peaje_{A,t}^{dem} \quad (5.68)$$

$$CD_B = \sum_t \lambda_{B,t} D_{B,t} + \sum_t Peaje_{B,t}^{dem} \quad (5.69)$$

La estructura ex-post explicita la separación entre liquidación energética y liquidación de transmisión. En particular, la devolución (o imputación) de CR^{sem} evita doble cobro y preserva neutralidad contable entre lo recaudado por congestión y lo exigido por cargos regulados.

En conjunto, el esquema descrito anteriormente reproduce la lógica de tarifación de dos partes observada en SIEPAC: un componente variable asociado al uso/congestión de la red, y un componente complementario orientado a cubrir costos residuales de la infraestructura. Esta arquitectura fortalece la eficiencia operativa, transparencia del proceso y previsibilidad para agentes e inversionistas.

6. Resultados

Esta sección presenta los resultados obtenidos en los casos de estudio, donde se evaluó el desempeño de los distintos mecanismos de asignación sobre una interconexión candidata de América Latina. En este contexto, se identificarán las principales ventajas y desventajas de cada enfoque, tanto en términos económicos como regulatorios.

Además, sobre esta base se comprenderá los alcances y limitaciones de los mecanismos analizados, permitiendo formular un conjunto de recomendaciones diseñadas para su aplicación práctica bajo condiciones reales en América Latina.

6.1. Beneficios de la interconexión ex-ante

En la Figura 5 se presenta el mapa de beneficios brutos ex-ante (MUSD/año) por interconexión y por país, el cual refleja el cambio en bienestar económico derivado de la activación de cada línea candidata, en comparación con un escenario base sin interconexión. Estos beneficios se calculan como la diferencia

entre el cambio en la utilidad de los generadores y el cambio en el costo de abastecimiento de la demanda, es decir, *Beneficio bruto = Δ utilidad de generadores − Δ costo de demanda*, sin considerar costos de inversión ni operación de la infraestructura. La figura captura, por tanto, efectos de mercado puros, asociados a variaciones en precios marginales, redistribución de generación y flujos de comercio. Cada fila representa una interconexión candidata y cada columna el impacto sobre un país. La interpretación de la viabilidad se basa en el beneficio agregado de los países firmantes: si este resulta negativo, la interconexión no es viable bilateralmente; mientras que si el balance se vuelve positivo al incorporar beneficios sobre terceros países, el proyecto se clasifica como *viable solo con regionalización*, evidenciando la relevancia de las externalidades transfronterizas en la evaluación económica.

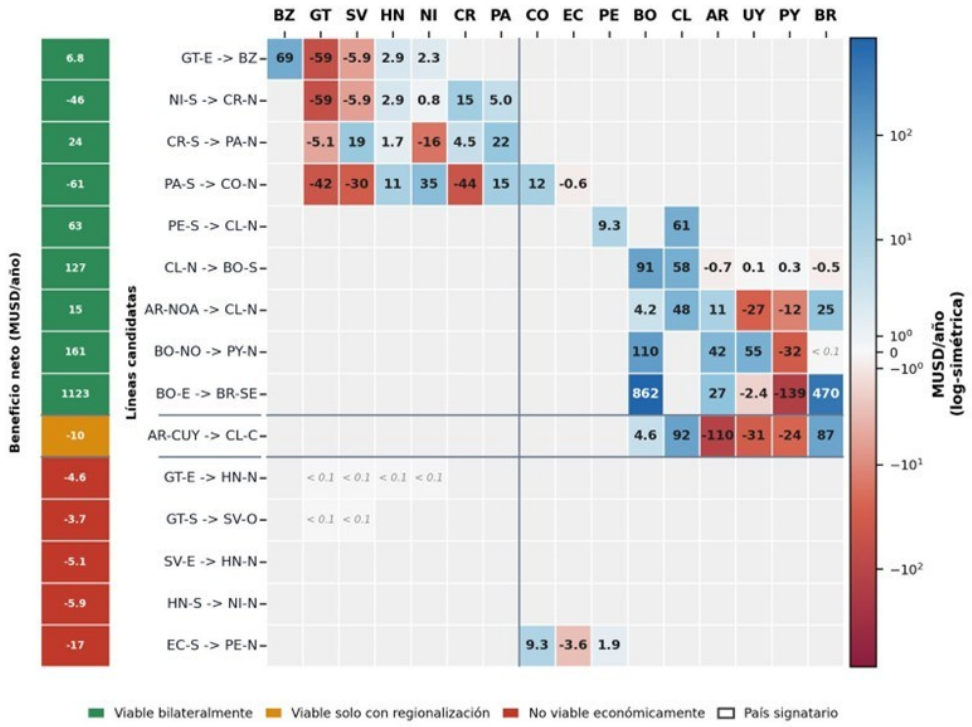


Figura 5: Beneficio bruto ex-ante por interconexión y país antes de asignar costos de interconexión. Los reglones se ordenan por clasificación final y la banda lateral distingue las regiones evaluadas.

Considerando los resultados de la Figura 5, la cartera de 15 corredores evaluados con corridas marginales se agrupa en tres categorías:

- **9 corredores viables bilateralmente:** Presentan cierre económico en una evaluación estrictamente entre países firmantes (vista obligatoria), sin requerir la incorporación de efectos sobre terceros, lo que indica una señal de mercado robusta basada en beneficios directos**.**

- **1 corredor viable solo con regionalización:** Requiere incorporar beneficios indirectos (externalidades positivas o *spillovers*) sobre terceros países para alcanzar un balance económico positivo, evidenciando la necesidad de mecanismos de coordinación y reparto regional.
- **5 corredores no viables:** No logran un cierre económico ni en una evaluación bilateral ni al considerar efectos regionales, bajo la configuración analizada, lo que sugiere ausencia de señales de mercado suficientes para justificar su desarrollo.

Desde una perspectiva de portafolio, esta distribución es relevante porque combina profundidad de primera ola (masa crítica de proyectos bilateralmente financiables) con una frontera clara entre corredores que requieren coordinación regional adicional y corredores que, en la configuración actual, no generan señal económica suficiente para clasificarse como prioritarios.
El análisis cuantitativo de los beneficios brutos revela una alta heterogeneidad entre regiones y proyectos. En Sudamérica, destacan interconexiones con impactos significativamente positivos, como el corredor BO-E → BR-SE, que genera beneficios combinados del orden de 1.300 MUSD/año, y BO-NO → PY-N, con más de 200 MUSD/año distribuidos entre los países involucrados, reflejando importantes oportunidades de arbitraje energético. En contraste, en Centroamérica se observan patrones distintos: si bien proyectos como PA-S → CO-N generan beneficios relevantes para los países firmantes, también inducen pérdidas significativas en terceros países del orden de -30 a -40 MUSD/año, evidenciando la presencia de externalidades negativas relevantes. Asimismo, varias interconexiones presentan beneficios cercanos a cero, particularmente en corredores como GT-E → HN-N, SV-E → HN-N y HN-N → NI-N, lo que sugiere que la red SIEPAC existente ya captura gran parte de los diferenciales de precio disponibles. Finalmente, el caso EC-S → PE-N muestra beneficios positivos acotados (menores a 10 MUSD/año por país), pero insuficientes para justificar la inversión, ilustrando situaciones de valor económico marginal.

En conjunto, estos resultados evidencian tres dinámicas económicas diferenciadas. Primero, existe un grupo de interconexiones con beneficios elevados y concentrados, asociados a diferencias estructurales en costos de generación entre países, que constituyen oportunidades claras de integración eficiente. Segundo, emergen proyectos donde los beneficios están distribuidos de manera más amplia en la red, generando simultáneamente ganancias y pérdidas entre países, lo que pone de relieve el rol de las externalidades en la evaluación de interconexiones. Tercero, se identifican corredores con beneficios marginales o nulos, donde la infraestructura existente ya ha capturado las oportunidades de intercambio, limitando el valor incremental de nuevas inversiones. Esta diferenciación es importante para la priorización de proyectos, ya que anticipa qué interconexiones pueden desarrollarse bajo esquemas bilaterales y cuáles requerirán mecanismos de coordinación y compensación a nivel regional.

6.2. Mecanismo de asignación ASIA

El mecanismo ASIA ($ASEAN\ Interconnection\ Tariff\ Methodology$) permite determinar el requerimiento de ingresos de una nueva infraestructura de transmisión internacional y asignarlo entre los países conectados mediante reglas basadas en el uso físico o en criterios regulatorios.

A continuación, se presenta el paso a paso de su formulación y cálculos correspondiente para la interconexión $BO_ESTE \rightarrow BR_SUDESTE/CO$.

6.2.1. Cálculo de ingreso anual requerido (IAR)

El primer paso consiste en determinar el ingreso anual requerido para garantizar la recuperación del costo de capital (CAPEX) y cubrir los gastos operativos de la línea. La formulación se define en la ecuación 5.1.

Los parámetros técnicos y financieros de la línea son:

- CAPEX: 1.024.000.000 USD.
- Vida útil (n): 25 años.
- Tasa de descuento (r): 6% (0,06).
- Fracción de O&M (ω): 1,5% (0,015).

Paso 1: Anualidad del CAPEX

$$A = 1.024.000.000 \cdot \frac{0{,}06(1+0{,}06)^{25}}{(1+0{,}06)^{25}-1} \tag{6.1}$$

$$A = 80.104.159{,}45\ \text{USD/año} \tag{6.2}$$

Paso 2: Costo anual de O&M

$$O\&M = 1.024.000.000 \cdot 0{,}015 = 15.360.000{,}00\ \text{USD/año} \tag{6.3}$$

Paso 3: Ingreso anual requerido (IAR)

$$IAR = 80.104.159{,}45 + 15.360.000{,}00 = 95.464.159{,}45\ \text{USD/año} \tag{6.4}$$

6.2.2. Determinación de la renta de congestión (CR)

La interconexión permite el arbitraje de energía entre dos mercados con distintos costos marginales nodales (λ). Considerando la ecuación 5.3 que define las rentas por congestión ($CR_{AB,t}$) y sumando el resultado horario a lo largo de un año completo de operación (con flujos dominantemente en dirección Bolivia → Brasil), se obtiene el siguiente valor total anualizado:

$$CR = \sum_{t \in T} |CR_{AB,t}| \approx 56.312.995{,}34 \text{ USD} \quad (6.5)$$

6.2.3. Método A: Sello Postal

Bajo el mecanismo de Asia, el método Sello Postal distribuye el requerimiento anual de ingresos en proporción a la demanda de cada sistema. En consecuencia, el costo se socializa entre países sin depender del trazado físico horario del flujo, priorizando simplicidad regulatoria y estabilidad de cobro.

Paso 1: Tarifa Stamp (τ)

Considerando la ecuación 5.5 con una demanda de 12.381.147,32 MWh en Bolivia y 758.670.859,66 MWh en Brasil, se obtiene:

$$\tau_{sello} = \frac{95.464.159{,}45}{771.052.006{,}98} \approx 0{,}1238 \text{ USD/MWh} \quad (6.6)$$

Este valor representa una tarifa uniforme aplicada a cada unidad de energía demandada, independientemente de su origen o del uso efectivo de la interconexión.

Paso 2: Asignación final por país

Considerando las ecuaciones (5.6) y (5.7), el pago total de cada país se calcula multiplicando dicha tarifa por su demanda anual:

- Bolivia:

$$Peaje^{BO} = D^{BO} \cdot \tau_{sello} = 12.381.147{,}32 \cdot 0{,}1238 = 1.532.913{,}23 \text{ USD} \quad (6.7)$$

- Brasil:

$$Peaje^{BR} = D^{BR} \cdot \tau_{sello} = 758.670.859{,}66 \cdot 0{,}1238 = 93.931.246{,}22 \text{ USD} \quad (6.8)$$

Para complementar la formulación anterior, la Tabla 12 presenta el desglose ex-post del caso Sello Postal evaluando el impacto económico de la interconexión sobre los distintos agentes y países. Para este análisis se utilizaron los siguientes valores operativos del escenario interconectado:

- Peaje Sello Postal: Bolivia = 1,53 MUSD; Brasil = 93,93 MUSD.
- Renta de congestión asignada (50% por país): 28,16 MUSD.

Respecto a la asignación de peaje y rentas por congestión entre generadores y demanda, dado que la interconexión $BO_ESTE \rightarrow BR_SUDESTE/CO$ tiene un flujo de potencia anual de 41.152,55 MW, entonces, se define a Bolivia como el exportador neto y Brasil como el importador neto. Por lo tanto, en Bolivia los generadores asumen el pago del 100% del peaje, mientras que la renta por congestión es transferida íntegramente a la demanda. Caso contrario, en Brasil, la demanda asume el pago del 100% del peaje, mientras que la renta por congestión es transferida a los generadores.

Tabla 12: Resultados ex-post de la metodología Asia con asignación sello postal. Los valores están expresados en millones de dólares (MUSD).

Métrica / País	Caso Base (SIN)	Caso Interconectado (CON)	Impacto (Δ) (CON - SIN)
Costo Operación Bolivia	195,89	Costo Op: 308,13	195,89 – 308,13 = -112,24 *(Perdedor)*
Costo Operación Brasil	7.127,50	Costo Op: 6.277,57	7.127,50 - 6.277,57 = 849,93 *(Ganador)*
Beneficio Generador Bolivia	614,91	Ben. Puro − Peaje: 2.474,13 − 1,53 = 2.472,60	2.472,60 − 614,91 = 1.857,69 *(Ganador)*
Beneficio Generador Brasil	94.569,76	Ben. Puro + Renta: 89.685,18 + 28,16 = 89.713,34	89.713,34 − 94.569,76 = −4.856,42 *(Perdedor)*
Costo Demanda Bolivia	833,93	Costo Dem. Puro + Peaje: 1.830,80 + 1,53 = 1.832,33	833,93 – 1.832,33 = -998,40 *(Perdedor)*
Costo Demanda Brasil	107.736,43	Costo Dem. Puro − Renta: 102.381,44 − 28,16 = 102.353,28	107.736,43 – 102.353,28 = 5.383,15 *(Ganador)*

Es importante destacar que, en el análisis ex-post, tanto la renta de congestión como el peaje son incorporados explícitamente en los balances económicos de cada país, ya que representan componentes fundamentales del resultado total de la interconexión. En particular, la renta de congestión corresponde a un excedente generado por la operación conjunta de los sistemas, el cual es asignado a cada país según una regla de reparto (en este caso, 50% para cada uno), sin constituir una transferencia directa entre ellos. Por su parte, el peaje refleja el costo de recuperación de la infraestructura y se asigna individualmente en función de la demanda de cada sistema bajo el esquema de Sello Postal. De esta manera, la inclusión simultánea de ambos términos en los modelos de generadores, demanda y costo social permite capturar de forma consistente los efectos económicos de la interconexión, asegurando un cierre contable adecuado y una correcta identificación de los agentes beneficiados y perjudicados.

6.2.4. Método B: MW-Milla

El método MW-Milla, a diferencia del Sello Postal, asigna los costos en función del uso físico efectivo de la infraestructura. Para ello, considera el flujo absoluto y la distancia de la línea (L = 100 millas), lo que fortalece la señal de causalidad en la recuperación de costos.

Paso 1: Tarifa MW-Milla unitaria

Considerando la ecuación 5.8.a, la tarifa se calcula sobre el uso físico total acumulado durante el año. Para un uso físico total estimado en 648.084.826,14 MW-milla:

$$\tau_{MW\text{-}mile} = \frac{95.464.159{,}45}{648.084.826{,}14} \approx 0{,}15 \text{ USD/MW-milla} \tag{6.9}$$

Aquí se encuentra el punto clave del método: $\tau_{MW-mile}$ no se aplica directamente sobre la demanda ni sobre la generación, sino sobre el uso físico de la línea en cada período. Por lo tanto, la tarifa unitaria funciona como un precio por cada unidad de MW-milla utilizada. En otras palabras, en cada bloque horario el flujo efectivo de la línea se multiplica por la distancia recorrida y por la duración del bloque, y sobre esa base se aplica la tarifa $\tau_{MW-mile}$. La suma de todos los cargos temporales recupera exactamente el ingreso anual requerido:

$$Peaje_{total} = \sum_{t} \tau_{MW-mile} \cdot |\ F_t\ | \cdot L \cdot h_t \quad = 95.464.159{,}45\ USD \tag{6.10}$$

De forma equivalente, dado que $L = 100$millas, puede interpretarse que el producto $\tau_{MW-mile} \cdot L$ entrega un costo implícito por unidad de energía transportada. En este caso, significa que, en promedio, transportar energía por esta interconexión equivale a un costo de aproximadamente 15 USD/MWh.

Paso 2: Aplicación de regla contractual

Una vez calculado el peaje físico total de la línea, el método requiere una regla contractual de asignación para distribuirlo entre países. En este ejercicio, consistente con los resultados ex-post obtenidos, se adopta una asignación proporcional del uso físico equivalente a un esquema simétrico (aprox. 50/50), resultando en:

- Bolivia: $47{,}73$MUSD
- Brasil: $47{,}73$MUSD

Adicionalmente, la operación de la interconexión genera una renta de congestión de $56{,}31$MUSD, la cual se reparte en partes iguales entre ambos países.

- Bolivia: $28{,}16$MUSD
- Brasil: $28{,}16$MUSD

Para complementar la formulación anterior, la Tabla 13 presenta el desglose ex-post del caso MW-Milla, evaluando el impacto económico de la interconexión sobre los distintos agentes y países, considerando las reglas de asignación de rentas y peajes, siendo Bolivia el exportador neto y Brasil el importador neto. Por lo tanto, en Bolivia los generadores asumen el pago del 100% del peaje, mientras que la renta por congestión es transferida íntegramente a la demanda. Caso contrario, en Brasil, la demanda asume el pago del 100% del peaje, mientras que la renta por congestión es transferida a los generadores. Así, los parámetros utilizados en la liquidación ex-post del caso MW-Milla son consistentes con un esquema donde tanto el peaje como la renta se distribuyen de manera simétrica.

Tabla 13: Resultados ex-post de la metodología Asia con asignación MW-Milla. Los valores están expresados en millones de dólares (MUSD).

Métrica / País	Caso Base (SIN)	Caso Interconectado (CON)	Impacto (Δ) (CON - SIN)
Costo Operación Bolivia	195,89	Costo op: 308,13	195,89 – 308,13 = -112,24 *(Perdedor)*
Costo Operación Brasil	7.127,50	Costo op: 6.277,57	7.127,50 – 6.277,57 = 849,93 *(Ganador)*
Beneficio Generador Bolivia	614,91	Benef. Puro – Peaje: 2.474,13 - 47,73 = 2.426,27	2.426,27 - 614,91 = 1811,36 *(Ganador)*
Beneficio Generador Brasil	94.569,76	Benef. Puro + Renta: 89.685,18 + 28,16 = 89.713,34	89.713,34 - 94.569,76 = -4.856,42 *(Perdedor)*
Costo Demanda Bolivia	833,93	Costo Dem. Puro – Renta: 1.830,80 - 28,16 = 1.802,64	1.802,64 - 833,93 = -968,71 *(Perdedor)*
Costo Demanda Brasil	107.736,43	Costo Dem. Puro + Peaje: 102.381,44 + 47,73 = 102.401,17	107.736,43 - 102.401,17 = 5.307,26 *(Ganador)*

6.3. Mecanismo de asignación Europa

La metodología aplicada en Europa mediante ENTSO-E se divide en dos fases analíticas: el Análisis Costo-Beneficio (CBA), que evalúa el cambio en el Bienestar Socioeconómico (SEW); y la Asignación Transfronteriza de Costos (CBCA), que distribuye el costo de inversión según los beneficios proyectados.

A diferencia de esquemas puramente tarifarios, el enfoque europeo descompone explícitamente el impacto económico en excedente del productor y excedente del consumidor, e incorpora mecanismos de compensación entre operadores de red (TSO).

6.3.1. Evaluación ex-post y cambio en el bienestar (CBA)

El primer paso metodológico cuantifica los cambios en costos operativos, beneficios de generadores y costos de abastecimiento de la demanda al pasar del escenario sin interconexión (SIN) al escenario interconectado (CON). Sus respectivas formulaciones se encuentran en la Sección 5.2, y en la Tabla 14 se pueden observar los resultados obtenidos para cada país.

Tabla 14: Reconstrucción de impactos base para la metodología ENTSO-E CBA/CBCA (MUSD/año).

Métrica	BO SIN	BO CON	Δ BO	BR SIN	BR CON	Δ BR
Costo Operación	195,89	308,13	**-112,24**	7.097,61	6.217,95	**+879,66**
Beneficio Generador	614,91	2.474,13	**+1.859,22**	94.569,76	89.685,18	**-4.884,58**
Costo Demanda	833,93	1.830,80	**-996,87**	107.736,43	102.381,44	**+5.354,99**

A partir de la determinación de estos impactos base (Δ), el cambio anual de bienestar socioeconómico por país se define mediante la ecuación 5.22. En este caso, las externalidades o módulos no de mercado ($CO2_i$ y SoS_i) se configuran en cero.

Calculo paso a paso del SEW (enfoque A: mercado puro)

- Bolivia (BO):

$$\Delta CS_{BO} = 833{,}9 - 1.830{,}80 = -996{,}87 \text{ MUSD} \quad (6.11)$$

$$\Delta PS_{BO} = 2.474{,}13 - 614{,}91 = 1.859{,}22 \text{ MUSD} \quad (6.12)$$

$$\Delta SEW_{BO} = -996{,}87 + 1.859{,}22 + 0 + 0 = 862{,}35\ MUSD \quad (6.13)$$

- Brasil (BR):

$$\Delta CS_{BR} = 107.736{,}43 - 102.381{,}44 = 5.354{,}99 \text{ MUSD} \quad (6.14)$$

$$\Delta PS_{BR} = 89.685{,}18 - 94.569{,}76 = -4.884{,}57 \text{ MUSD} \quad (6.15)$$

$$\Delta SEW_{BR} = 5.354{,}99 - 4.884{,}57 + 0 + 0 = 470{,}41\ MUSD \quad (6.16)$$

6.3.2. Liquidación centralizada de TSO y mecanismo ITC

La regulación europea incorpora compensaciones entre operadores de red, incluyendo el Fondo de Compensación Inter-TSO (ITC) por uso transfronterizo y la distribución del ingreso por congestión (CID). A continuación, se detallará los resultados de cada compensación:

1. **Pago ITC (Inter-TSO Compensation):** se aplica una tasa volumétrica de $Rate_{ITC} = 0{,}5\ USD/MWh$ sobre la energía absoluta anual transada por la interconexión, considerando que $E_{abs} \approx 6.440.848{,}26$ MWh:

$$PagoITC = 0{,}5 \text{ USD/MWh} \cdot 6{,}4 \text{ MWh} = 3{,}23 \text{ MUSD/año} \quad (6.17)$$

2. **Saldo neto de compensación TSO:** considerando ingresos por congestión de $IngresoCID = 28{,}03$ MUSD por país, ingresos de infraestructura nulos y un pago ITC de $3{,}23$ MUSD, el balance de compensaciones entre operadores se calcula como:

$$SaldoTSO_i = IngresoCID_i + IngresoInfra_i - PagoITC_i \quad (6.18)$$

$$SaldoTSO_i = 28{,}03 + 0{,}00 - 3{,}23 = 24.80\ MUSD \quad (6.19)$$

En la Tabla 15 se observa el resumen de la liquidación centralizada para ambos TSO, considerando una asignación del 50% por país.

Tabla 15: Resumen liquidación centralizada para ambos TSO.

TSO / País	Pago ITC (Compensación Inter-TSO)	Ingreso CID (Congestión)	Saldo neto de compensación TSO
BO (Exp)	Tarifa ITC × Energía anual absoluta: 0,5 USD/MWh × 6,44 TWh = -3,23	CID (50% asignado): = 28,03	Ingreso CID + Ingreso Infra - Pago ITC: 28,03 + 0,00 - 3,23 = 24,80
BR (Imp)	Tarifa ITC × Energía anual absoluta: 0,5 USD/MWh × 6,44 TWh = -3,23	CID (50% asignado): = 28,03	Ingreso CID + Ingreso Infra - Pago ITC: 28,03 + 0,00 - 3,23 = 24,80

6.3.3. Valor presente y asignación transfronteriza de costos (CBCA)

La metodología CBCA proyecta los beneficios anuales durante la vida útil de la interconexión mediante el factor de anualidad de valor presente (PVAF). Para r = 0,04 y N = 25 años, y considerando la ecuación 5.33, se tiene que:

$$PVAF(0{,}04;\ 25) = \frac{1-(1{,}04)^{-25}}{0{,}04} = 15{,}62208 \tag{6.20}$$

La Tabla 16 consolida los resultados anuales de CBA que se utilizan como insumo para CBCA.

Tabla 16: Impactos anuales CBA Europa y beneficio total usado en CBCA (MUSD/año).

País	Excedente Consumidor (ΔCS)	Excedente Productor (ΔPS)	Bienestar Social ΔSEW (Enfoque A)	Asignación de Congestión (CR^{asig})	Beneficio Total (Enfoque B)
Bolivia (Exp)	Costo Dem. SIN - Costo Dem. CON: 833,93 - 1.830,80 = -996,87	Ben. Gen. CON - Ben. Gen. SIN: 2.474,13 - 614,91 = 1.859,22	ΔCS + ΔPS + CO_2 + SoS: -996,87 + 1.859,22 + 0 + 0 = 862,35	Asignación 50%: = 28,03	ΔSEW + CR^{asig}: 862,35 + 28,03 = 890,38
Brasil (Imp)	Costo Dem. SIN - Costo Dem. CON: 107.736,43 - 102.381,44 = 5.354,99	Ben. Gen. CON - Ben. Gen. SIN: 89.685,18 - 94.569,76 = -4.884,57	ΔCS + ΔPS + CO_2 + SoS: 5.354,99 - 4.884,57 + 0 + 0 = 470,41	Asignación 50%: = 28,03	ΔSEW + CR Alloc: 470,41 + 28,03 = 498,44

Cabe destacar que para estos análisis se utilizó $\Delta CS_i = CostoDem_i^{SIN} - CostoDem_i^{CON}$. Por tanto, si el costo de demanda cae, el excedente del consumidor aumenta.

Paso a valor presente y asignación CBCA:

- Enfoque A (sin congestión asignada):

$$PV(B_{BO}^{A}) = 862{,}35 \times 15{,}62208 = 13.471{,}70\ MUSD \quad (6.21)$$
$$PV\left(B_{BR}^{A}\right) = 470{,}41 \times 15{,}62208 = 7.348{,}82\ MUSD \quad (6.22)$$

- Enfoque B (con congestión asignada):

$$B_{BO}^{B} = 862{,}35 + 28{,}03 = 890{,}38\ MUSD \quad (6.23)$$
$$PV(B_{BO}^{B}) = 890{,}38 \times 15{,}62208 = 13.909{,}56\ MUSD \quad (6.24)$$
$$B_{BR}^{B} = 470{,}41 + 28{,}03 = 498{,}44\ MUSD \quad (6.25)$$
$$PV(B_{BR}^{B}) = 498{,}44 \times 15{,}62208 = 7.786{,}68\ MUSD \quad (6.26)$$

Con un costo presente total de la línea de $PV(C) = 50{,}20$ MUSD, la regla CBCA de asignación de costos bajo cada enfoque resulta:

- CBCA Enfoque A:

$$s_{BO}^{A} = \frac{13.471{,}70}{13.471{,}70 + 7.348{,}82} = 0{,}6469 \quad (6.27)$$
$$Costo_{BO}^{B} = 0{,}6469 \times 50{,}20 = 32{,}48\ MUSD \quad (6.28)$$
$$Costo_{BR}^{B} = 50{,}20 - 32{,}48 = 17{,}72\ MUSD \quad (6.29)$$

- CBCA Enfoque B:

$$s_{BO}^{B} = \frac{13.909{,}56}{13.909{,}56 + 7.786{,}68} = 0{,}6412 \quad (6.30)$$
$$Costo_{BO}^{B} = 0{,}6412 \times 50{,}20 = 32{,}19\ MUSD \quad (6.31)$$
$$Costo_{BR}^{B} = 50{,}20 - 32{,}19 = 18{,}02\ MUSD \quad (6.32)$$

NPV por país:

- Enfoque A:

$$NPV_{BO}^{A} = 13.471{,}70 - 32{,}48 = 13.439{,}22\ MUSD \quad (6.33)$$
$$NPV_{BR}^{A} = 7.348{,}82 - 17{,}72 = 7.331{,}10\ MUSD \quad (6.34)$$

- Enfoque B:

$$NPV_{BO}^{B} = 13.909{,}56 - 32{,}19 = 13.877{,}38\ MUSD \quad (6.35)$$
$$NPV_{BR}^{B} = 7.786{,}68 - 18{,}02 = 7.768{,}67\ MUSD \quad (6.36)$$

6.3.4. Interpretación de los resultados europeos

La metodología europea muestra una estructura distributiva donde Bolivia empeora sus costos operativos y costos de demanda, mientras que los generadores presentan una captura importante de excedente. Por otro lado, Brasil muestra el patrón espejo, es decir, mejora en costos operativos y de demanda, mientras los generadores reducen sus excedentes.

Desde el punto de vista del bienestar agregado, ambos países presentan resultados positivos, incluso antes de aplicar la asignación por congestión: $\Delta SEW_{BO}^{A} = 862{,}35$ MUSD y $\Delta SEW_{BR}^{A} = 470{,}41$ MUSD. Al incorporar la asignación de congestión ($CR^{asig} = 28{,}03$ MUSD por país), el beneficio total aumento a $890{,}38$ MUSD para Bolivia y $498{,}44$ MUSD para Brasil.

Finalmente, al pasar a valor presente neto (NPV), bajo ambos enfoques CBCA se observan resultados ampliamente positivos, destacando el enfoque B con $NPV_{BO}^{B} = 13.877{,}38$ MUSD y $NPV_{BR}^{B} = 7.768{,}67$ MUSD. Esto último respalda la viabilidad económica y la consistencia distributiva de la interconexión bajo la metodología ENTSO-E.

6.4. Mecanismo de asignación SIEPAC

A diferencia de otros mecanismos, SIEPAC combina la recuperación de la inversión mediante peajes (cargos por uso de la red) con señales económicas de corto plazo derivadas de las rentas de congestión. A continuación, se expondrán los resultados y análisis correspondientes, los cuales fueron estructurados según una liquidación operativa semestral y una lectura ex-post anual para identificar el impacto final sobre generadores y demanda.

6.4.1. Formulación del ingreso anual requerido (IAR)

El primer paso consiste en calcular el costo base de la infraestructura. Considerando que en todos los mecanismos se utiliza los mismos parámetros para la línea, entonces, de acuerdo con la ecuación 6.4 el IAR total es $95.464.159{,}45$ USD/año. Por lo tanto, en cada semestre se debe remunerar:

$$\frac{IAR}{2} = 45.080.543{,}54 \text{ USD} \tag{6.37}$$

Este monto será clave para determinar el ingreso regulatorio semestral en base a la ecuación 5.59. Cabe destacar que, por fines ilustrativos, se considerará inicialmente que los parámetros SCF, SCE e IVDT son igual a cero.

6.4.2. Aplicación de mecanismo SIEPAC (1er semestre)

Se considerará para fines ilustrativos que en el 1er semestre se proyecta una renta de congestión igual a 50 MUSD. Dado que se proyecta una renta alta, entonces, esta logrará cubrir el monto total a remunerar a los inversionistas durante el 1er semestre, definiéndose **ex – ante un ingreso a recolectar** (o cargo complementario) igual a:

$$IR^{S1} = 0{,}00 \text{ USD} \tag{6.38}$$

Por lo tanto, durante el 1er semestre los agentes no deben pagar por el uso de la interconexión. Luego, una vez obtenida la renta de congestión real (53,41 MUSD) se realizará un ajuste **ex – post del balance económico**, en cual, si existe un monto excedente o faltante, este se agregará a la subcuenta correspondiente:

$$Recaudación\ total^{S1} = 0 + \ 53.410.000{,}00 = \ 53.410.000{,}00 \text{ USD} \tag{6.39}$$

$$\Delta\ Recaudación^{S1} = 53.410.000{,}00 - 45.080.543{,}54 = 8.329.456{,}46 \text{ USD} \tag{6.40}$$

Dado que el $\Delta\ Recaudación^{S1} > 0$ entonces este monto se agregará en la subcuenta de excedentes (SCE) y se considerará en el cálculo de los ingresos a recolectar del 2do semestre.

6.4.3. Aplicación de mecanismo SIEPAC (2do semestre)

Se considerará para fines ilustrativos que en el 2do semestre se proyecta una renta de congestión igual a 5 MUSD. Dado que existe una subcuenta de excedentes producto del balance económico ex – post del 1er semestre, entonces, mediante la ecuación 5.59 se determinará **ex – ante el ingreso a recolectar del segundo semestre**:

$$IR^{S2} = 45.080.543{,}54 + (0 - \ 8.329.456{,}46) - 5.000.000{,}00 - 0 = \ 31.751.087{,}08 \text{ USD} \tag{6.41}$$

Por lo tanto, durante el segundo semestre los agentes deben pagar a los inversionistas 31,75 MUSD. Luego, una vez obtenida la renta de congestión real (2,65 MUSD) se realizará ex – post un ajuste del **balance económico**:

$$Recaudación\ total^{S2} = 31.751.087{,}08 \ + 2.650.000{,}00 = 34.401.087{,}08 \text{ USD} \tag{6.42}$$

$$\Delta\ Recaudación^{S2} = 34.401.087{,}08 - 45.080.543{,}54 = -10.679456{,}46 \text{ USD} \tag{6.43}$$

Dado que el $\Delta\ Recaudación^{S2} < 0$ entonces este monto se añadirá en la subcuenta de faltantes (SCF) y se considerará en el cálculo del cargo complementario del próximo semestre.

6.4.4. Asignación a inyecciones y retiros (cálculo de tarifas unitarias)

La metodología SIEPAC divide el pago de la red entre retiros (demanda) e inyecciones (generación) mediante la implementación de parámetros de partición. Para este caso de estudio se adopta los valores $\alpha_R = 1$ y $\alpha_I = 0$, ya que en la última modificación que se realizó a la metodología SIEPAC (resolución n° CRIE-17-2017) el cargo complementario se asignó en su totalidad a los agentes que retiran energía, es decir, la demanda del sistema.

Dado que durante el 1er semestre se definió que el ingreso a recolectar es igual a cero ($IR^{S1} = 0$), entonces las tarifas unitarias para ambos países serán iguales a cero.

Luego, considerando el ingreso a recolectar durante el 2do semestre (IR^{S2}) definido en la ecuación 6.41, los montos globales a recaudar por cada agente son:

$$MR = 1 \cdot 34.401.087{,}08 = 34.401.087{,}08 \text{ USD} \quad (6.44)$$

$$MI = 0 \cdot 34.401.087{,}08 = 0{,}00 \text{ USD} \quad (6.45)$$

Considerando las ecuaciones 5.62 y 5.63 con una demanda de 6.382.477,91 MWh en Bolivia y 377.152.420,70 MWh en Brasil, se definen los siguientes peajes por país y agente:

$$Peaje_{BO}^{dem} = 34.401.087{,}08 \times \frac{6.382.477{,}91}{6.382.477{,}91 + 377.152.420{,}70} = 573.971{,}63 \text{ USD} \quad (6.46)$$

$$Peaje_{BO}^{gen} = 0{,}00 \text{ USD} \quad (6.47)$$

$$Peaje_{BR}^{dem} = 34.401.087{,}08 \times \frac{377.152.420{,}70}{6.382.477{,}91 + 377.152.420{,}70} = 33.827.115{,}45 \text{ USD} \quad (6.48)$$

$$Peaje_{BR}^{gen} = 0{,}00 \text{ USD} \quad (6.49)$$

Finalmente, para obtener las tarifas unitarias ($CURTR$) se divide cada monto por la demanda de cada país en el segundo semestre.

Tarifas unitarias para Bolivia (polo exportador dominante)

$$CURTRC_{BO} = \frac{573.971{,}63}{6.382.477{,}91} \approx 0{,}09 \text{ USD/MWh} \quad (6.50)$$

$$CURTRG_{BO} = 0{,}00 \text{ USD/MWh} \quad (6.51)$$

Tarifas unitarias para Brasil (polo importador dominante)

$$CURTRC_{BR} = \frac{33.827.115{,}45}{377.152.420{,}70} \approx 0{,}09 \text{ USD/MWh} \quad (6.52)$$

$$CURTRG_{BR} = 0{,}00 \text{ USD/MWh} \quad (6.53)$$

6.4.5. Resultados ex-post 1er y 2do semestre

Resultados 1er semestre

Durante el 1er semestre, la renta de congestión proyectada fue considerablemente alta (50 MUSD), cubriendo holgadamente el ingreso requerido de la línea y definiendo ex – ante un ingreso regulatorio residual negativo, por lo que este fue truncado a cero y, en consecuencia, no se aplicaron peajes en este período. Luego, al contrastar la proyección con la renta de congestión real (53,41 MUSD), se evidencia que esta ultimas fue subestimada. Por lo tanto, no solo el ingreso regulatorio definido fue correcto, sino que también la subcuenta de excedentes para el próximo semestre fue mayor a las esperada.

En la Tabla 17 se detalla los principales resultados ex-post del 1er semestre mediante la metodología SIEPAC, mostrando el impacto económico de la interconexión sobre los distintos agentes y países. En particular, se observa que la totalidad de la señal económica proviene de la renta de congestión, sin intervención de peajes, lo que refleja un escenario en el cual el mercado es suficiente para financiar la infraestructura de transmisión en ese período.

Tabla 17: Resultados ex-post metodología SIEPAC (1er semestre).

Métrica / País	Caso Base (SIN)	Caso Interconectado (CON)	Impacto (Δ) (CON - SIN)
Costo Operación Bolivia	88,81	Costo Op: 142,09 + 0,00 = 142,09	88,81 - 142,09 = -53,28 (Perdedor)
Costo Operación Brasil	3.357,38	Costo Op: 2.885,73 + 0,00 = 2.885,73	3.357,38 - 2.885,73 = 471,65 (Ganador)
Beneficio Generador Bolivia	238,50	Ben. Puro - Peaje: 1.213,30 - 0,00 = 1.213,30	1.213,30 - 238,50 = 974,80 (Ganador)
Beneficio Generador Brasil	51.324,00	Ben. Puro - Peaje: 46.642,39 - 0,00 = 46.642,39	46.642,39 - 51.324,00= -4.681,61 (Perdedor)
Costo Demanda Bolivia	317,41	Costo Dem. Puro + Peaje: 845,28 + 0,00 = 845,28	317,41 - 845,28 = -527,87 (Perdedor)
Costo Demanda Brasil	57.245,30	Costo Dem. Puro + Peaje: 52.151,56 + 0,00 = 52.151,56	57.245,30 - 52.151,56 = 5.093,74 (Ganador)

A través de la tabla anterior, se observa el impacto de la interconexión sobre los distintos agentes de cada región, identificándose quienes se vieron beneficiados o perjudicado por la implementación de este proyecto, considerando la aplicación ex-post de la metodología SIEPAC.

Resultados 2do semestre

Este escenario contrasta directamente con el primero: al caer la renta de congestión proyectada a solo 5 MUSD esta no alcanza para cubrir el ingreso requerido de la línea. En consecuencia, el ingreso regulatorio residual se vuelve positivo, activando el mecanismo de recuperación de costos mediante peajes por inyección y retiro, los cuales complementan la renta de congestión en la señal ex – ante.

En este contexto, la metodología SIEPAC opera bajo su lógica completa: por un lado, la renta de congestión continúa reflejando las señales económicas del mercado, mientras que, por otro, los peajes aseguran la recuperación del CAPEX y los costos de operación de la línea. Estos cargos se distribuyen entre los agentes de acuerdo con los factores regulatorios establecidos, generando un ajuste simultáneo en los costos de operación, beneficios de generación y costos de demanda en cada país.

Luego, al realizar el balance económico ex – post, se observa que la renta de congestión proyectada sobrestimo a la real (2,65 MUSD), por lo que en este caso las recaudaciones regulatorias (peaje + renta) son insuficientes para financiar la infraestructura de transmisión. Por lo tanto, la diferencia (subcuenta de faltantes) deberá ser cubierta el próximo semestre.

A continuación, la Tabla 18 presenta el desglose detallado de cómo se construyen los valores del 2do semestre:

Tabla 18:Resultados ex-post metodología SIEPAC (2do semestre).

Métrica / País	Caso Base (SIN)	Caso Interconectado (CON)	Impacto (Δ)
Costo Operación Bolivia	107,08	Costo Op: 166,03	107,08 – 166,03 = -59,95 (Perdedor)
Costo Operación Brasil	3.740,23	Costo Op: 3.331,96	3.740,23 – 3.331,96 = 408,28 (Ganador)
Beneficio Generador Bolivia	376,41	Ben. Puro - Peaje: 1.260,85 – 0,00 = 1.260,85	1.260,85 - 376,41 = 884,44 (Ganador)
Beneficio Generador Brasil	43.245,76	Ben. Puro - Peaje: 43.042,79 - 0,00 = 43.042,79	43.042,79 - 43.245,76 = -202,97 (Perdedor)
Costo Demanda Bolivia	516,52	Costo Dem. Puro + Peaje: 985,52 + 0,57 = 985,52	516,52 - 985,52 = -469,57 (Perdedor)
Costo Demanda Brasil	50.491,13	Costo Dem. Puro + Peaje: 50.262,79 + 33,83 = 50.262,79	50.491,13 - 50.262,79 = 194,51 (Ganador)

Al igual que la tabla anterior, a través de estos resultados se observa el impacto de la interconexión sobre los distintos agentes de cada región, identificándose quienes se vieron beneficiados o perjudicado por la implementación de este proyecto durante el 2do semestre, considerando la aplicación ex-post de la metodología SIEPAC.

7. Análisis comparativo de los casos de estudio

El diseño de metodologías para la asignación de costos en interconexiones internacionales es uno de los desafíos más complejos en la economía de sistemas eléctricos. A continuación, se presenta un análisis técnico y comparativo de los marcos ASIA, SIEPAC y ENTSO-E, fundamentado en los resultados operativos de la interconexión evaluada.

7.1. Comparación estructural

Las tres metodologías abordan el problema de la recuperación de costos desde paradigmas regulatorios distintos:

- **Metodología ASIA (ASEAN):** su objetivo primordial es garantizar la recuperación financiera del activo físico (CAPEX y O&M) a través de un Ingreso Anual Requerido (IAR). Utiliza reglas heurísticas para la asignación: el Sello Postal socializa el costo de manera proporcional a la demanda total de los sistemas conectados, privilegiando la simplicidad regulatoria y la estabilidad; mientras que el método MW-Milla asigna los costos basándose en la causalidad del uso físico horario de la red.
- **Metodología SIEPAC (América Central):** opera bajo un esquema de tarifas de dos partes, separando la liquidación de energía de la liquidación de transmisión. Su innovación estructural radica en el uso de la renta de congestión horaria para reducir el Ingreso Anual Requerido (IAR). El saldo residual se recauda mediante peajes complementarios asignados mediante factores de partición regulatoria tanto a la inyección (generación) como al retiro (demanda).
- **Metodología ENTSO-E (Europa - CBA/CBCA):** es un marco de evaluación económica de largo plazo centrado en el Bienestar Socioeconómico (SEW). A diferencia de los esquemas puramente tarifarios, descompone el impacto del proyecto en excedente del consumidor (ΔCS), excedente del productor (ΔPS) y rentas de congestión (ΔCR). Asigna los costos de inversión (CBCA) basándose en la proporción de los beneficios netos proyectados a valor presente (NPV) durante la vida útil del activo.

7.2. Análisis ex-post comparativo

El impacto distributivo de la línea evaluada demuestra que, aunque el proyecto es globalmente beneficioso (ver Figura 5), la repartición de costos y rentas varía drásticamente según la regla adoptada.

A. Metodología ASIA: Bajo el esquema de **Sello Postal**, la tarifa unitaria calculada es de 0,1238 USD/MWh. Al aplicarse sobre las demandas agregadas, Brasil asume la inmensa mayoría del pago (93,93 MUSD) frente a Bolivia (1,53 MUSD). En este escenario, la demanda de Brasil experimenta un ahorro neto de 5.261,05 MUSD (ganador), mientras que los generadores en Bolivia incrementan su beneficio en 1.885,72 MUSD (ganador). Bajo el esquema **MW-Milla** con regla de "Importador Paga", la asimetría se radicaliza: dado que Brasil es el importador dominante, Bolivia paga 0,00 MUSD por el uso de la red y Brasil asume la totalidad del requerimiento (95,46 MUSD).

B. Metodología SIEPAC: La liquidación semestral de SIEPAC expone la volatilidad de las rentas de congestión. En el primer semestre, la alta renta de congestión (anualizada en 106,81 MUSD) cubre holgadamente el IAR, resultando en peajes residuales nulos (0,00 MUSD) para ambos países. Sin embargo, en el segundo semestre, la renta cae a 2,65 MUSD, lo que activa la necesidad de recaudar 45,08 MUSD vía peajes. Utilizando particiones regulatorias ($\alpha_R = 0{,}7$, $\alpha_I = 0{,}3$), la inyección en Bolivia paga una tarifa de 5,10 USD/MWh y el retiro en Brasil paga 11,90 USD/MWh.

C. Metodología ENTSO-E (CBA/CBCA): El enfoque europeo cuantifica explícitamente a los ganadores y perdedores estructurales. Para Bolivia, los generadores ganan 1.859,22 MUSD, pero la demanda pierde 996,87 MUSD por el alza de precios locales, resultando en un ΔSEW de 862.35 MUSD. En Brasil ocurre lo contrario: la demanda gana 5.354,99 MUSD y los generadores pierden 4.884,57 MUSD, con un ΔSEW de 470,41 MUSD. Al incorporar el pago del Fondo de Compensación Inter-TSO (ITC) y asignar la renta de congestión (Enfoque B), el Valor Presente Neto (NPV) a 25 años resulta en 13.877,38 MUSD para Bolivia y 7.768,67 MUSD para Brasil.

Los resultados evidencian que la elección de la metodología de tarificación trasciende el mero cálculo contable, constituyendo una decisión de política regulatoria que determina la viabilidad sociopolítica del proyecto. Mientras que el enfoque asiático garantiza la recuperación de la inversión de forma directa y predecible al socializar los costos, su aplicación genera una asignación macroeconómica extremadamente asimétrica que ignora las transferencias internas de bienestar. Por su parte, el esquema SIEPAC aporta un mecanismo estabilizador al priorizar la renta de congestión para cubrir el requerimiento de ingresos, aunque su sensibilidad a la volatilidad operativa puede trasladar incertidumbre a las tarifas residuales exigidas a los agentes. Finalmente, la granularidad del marco europeo (ENTSO-E) expone la verdadera naturaleza distributiva de la interconexión, donde la demanda del país importador y los generadores del país exportador se consolidan como los ganadores estructurales, ofreciendo la disciplina analítica necesaria para justificar el proyecto. Esta profunda divergencia en los resultados subraya que la institucionalidad ideal para la interconexión no radica en la adopción de un modelo puro, sino en la estructuración de un mecanismo híbrido que logre conciliar la precisión distributiva del enfoque europeo con la estabilidad financiera y la viabilidad institucional que ofrecen los modelos de América Latina y Asia.

7.3. Identificación de PROS y CONTRAS

Metodología ASIA

- **Pros:** Alta simplicidad regulatoria y previsibilidad financiera. Garantiza la bancabilidad del proyecto al desvincular el retorno del CAPEX de las volatilidades del despacho.
- **Contras:** El Sello Postal ignora por completo la causalidad física (subsidios cruzados), mientras que el MW-Milla puede generar problemas de incentivos si los flujos se revierten o si el uso efectivo diverge de la capacidad contratada. Carece de un mecanismo sofisticado de gobernanza regional.

Metodología SIEPAC

- **Pros:** Promueve la eficiencia económica al mantener neutralidad en el despacho de corto plazo (basado en costos marginales). Mejora la equidad al distribuir los cargos residuales explícitamente entre inyecciones (generación) y retiros (demanda).
- **Contras:** Precisión distributiva insuficiente frente a asimetrías extremas. Si las rentas de congestión son altamente volátiles entre semestres, la variabilidad de las tarifas unitarias (CURTR) puede introducir incertidumbre a los agentes del mercado.

Metodología ENTSO-E

- **Pros:** Máxima disciplina distributiva. Mide con precisión quirúrgica las transferencias de bienestar entre consumidores y productores, y establece compensaciones estructurales entre operadores (Mecanismo ITC).
- **Contras:** Requiere una arquitectura de datos armonizada y una institucionalidad supranacional robusta. El riesgo regulatorio es alto si no existen acuerdos previos y vinculantes sobre cómo compensar a los subsectores "perdedores" (por ejemplo, demanda en el país exportador).

7.4. Comparación transversal

- **Internalización del uso físico:** La metodología ASIA mediante **MW-Milla** es la que mejor refleja la causalidad del flujo físico real, al indexar el pago al volumen transitado y la distancia ($|F_l| \cdot L$).
- **Favorecimiento comercial:** ASIA con regla "Importador Paga" favorece desproporcionadamente al exportador (Bolivia asume costo cero). ENTSO-E, en cambio, equilibra esto asignando mayores porcentajes del CAPEX a quien percibe el mayor bienestar económico neto en el largo plazo (Bolivia asume el 64,12% del costo bajo el Enfoque B).
- **Recuperación de la inversión:** SIEPAC y ASIA blindan directamente la inversión mediante la imposición de un requerimiento estricto (IAR) recaudado anualmente. ENTSO-E depende más de la certidumbre de los flujos de bienestar a largo plazo.
- **Consistencia con planificación:** ENTSO-E es superior para la planificación de expansión a largo plazo, ya que evalúa la viabilidad mediante métricas de valor presente ($PVAF(r, N)$) y excedentes económicos totales.

8. Recomendaciones para interconexiones prioritarias y cooperación técnico-económica

Ninguno de los mecanismos de asignación referenciados anteriormente ofrece, por sí solo, una respuesta completa para América Latina [74]. Europa aporta disciplina, pero supone una institucionalidad que no existe. SIEPAC aporta estabilidad, pero insuficiente precisión distributiva. Asia aporta bancabilidad pero no gobernanza regional. Sin embargo, al tomar lo mejor de cada uno y adaptarlo a las condiciones concretas de la región, es posible definir un conjunto de recomendaciones concretas y aplicables, orientadas a las interconexiones prioritarias y al diseño de esquemas prácticos de cooperación técnico-económica.

Antes de definir las respectivas recomendaciones, es fundamental reconocer que América Latina necesita la mejor regla posible dado lo que tiene, no la mejor regla posible en abstracto. Una propuesta que suponga institucionalidad supranacional, datos armonizados o reguladores coordinados puede ser elegante en el papel y paralizada en la práctica. La mejor regla para la región debe cumplir cuatro condiciones simultáneamente:

- Garantizar bancabilidad ex-ante, con ingresos predecibles independientes del despacho.
- Distribuir el costo residual de manera que la asignación sea proporcional a beneficios medidos, no a poder de negociación.
- Hacer imposible – no solo improbable – que un país firmante quede con saldo neto negativo.
- Ser implementable con la institucionalidad bilateral o subregional que hoy existe en la región.

A partir de las condiciones establecidas anteriormente, junto al análisis de los mecanismos de asignación de costos implementados en Asia, Europa y Siepac, se ha elaborado una serie de recomendaciones ajustadas a las condiciones reales de la región, buscando orientar el diseño e implementación de un nuevo mecanismo de asignación de costos de transmisión aplicable al contexto de América Latina. Estas recomendaciones combinan lo mejor de la experiencia internacional – la disciplina distributiva europea, la estabilidad del ingreso regulado de SIEPAC, la previsibilidad de los contratos asiáticos – con las restricciones institucionales concretas de América Latina.

8.1. Recomendación 1: calcular el residual ex-ante

Todo corredor parte de un ingreso anual requerido estimado ($\widehat{IAR}$) y de una renta de congestión esperada ($\widehat{CR}$). El **residual ex-ante** que el mecanismo debe recuperar entre los participantes es:

$$\hat{R} = \max(0, \widehat{IAR} - \widehat{CR}) \tag{8.1}$$

El $\hat{I}$ cubre el servicio de la deuda del CAPEX y los costos anuales de O&M. Se calcula con un factor de recuperación de capital (CRF) sobre la vida útil del activo a la tasa de descuento acordada. La renta de congestión esperada reduce la carga sobre los usuarios finales, pero no se le exige que financie el activo por sí sola. **Este punto es crítico para la bancabilidad**: la regla *no* depende de que la renta de congestión sea suficiente para cubrir el activo. Depende del ingreso regulado, que es predecible. La renta es un crédito que puede aliviar los cargos en años buenos, no una garantía estructural.

8.1.1. Formulación del Ingreso Anual Requerido (IAR)

- **Factor de recuperación de capital (CRF)**: el CRF convierte el costo de inversión en una anualidad constante equivalente a lo largo de la vida útil

$$CRF(r,n) = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \tag{8.2}$$

- **Factor de valor presente de la anualidad (PVAF)**: su inverso acumula el valor presente de los pagos anuales y permite la conversión entre flujos anuales y valores stock:

$$\mathrm{PVAF}(r,n) \;=\; \frac{1-(1+r)^{-n}}{r} \;=\; \frac{1}{\mathrm{CRF}(r,n)} \tag{8.3}$$

- **Ingreso anual requerido bruto**:

$$\widehat{\mathrm{IAR}} \;=\; CAPEX \times \mathrm{CRF}(r,n) \;+\; \omega \times CAPEX \tag{8.4}$$

  El primer término es el cargo de capital anualizado; el segundo es el costo operativo anual. El $\widehat{IAR}$ es la cifra que el corredor debe recaudar cada año, independientemente de las condiciones de despacho.

- **Residual ex-ante**: sea $\widehat{\mathrm{CR}}$ la renta de congestión esperada (estimada con el modelo de despacho). El crédito de congestión que se descuenta del IAR se limita a una fracción γ de dicha renta, con el fin de evitar una dependencia excesiva:

$$\hat{R} \;=\; \max\!\left(0,\; \widehat{\mathrm{IAR}} \;-\; \min\!\left(\gamma \times \widehat{\mathrm{CR}},\; \widehat{\mathrm{IAR}}\right)\right) \tag{8.5}$$

8.2. Recomendación 2: repartir el residual según CBCA

El residual se asigna entre los países firmantes del corredor con participaciones basadas en beneficios ex-ante:

$$\alpha_i = \frac{B_i^+}{\sum_j B_j^+} \tag{8.6}$$

donde B_i^+ es el beneficio neto positivo del país i derivado del corredor. Solo los beneficios positivos entran en el denominador. Por lo tanto, la asignación primaria no depende de la mera ubicación geográfica del activo ni del tamaño de cada economía, sino de la participación en beneficios medida con lógica CBA/CBCA.

8.2.1. Asignación híbrida CBCA y descomposición del ingreso neto

Sea $\mathcal{I}$ el conjunto de países firmantes del corredor y $\hat{R}$ el residual ex-ante:

- **Share por beneficios (lógica CBA/CBCA)**: sea $PV_i^B = B_i \times PVAF$ el valor presente de los beneficios anuales del país i, El share normalizado es:

$$\sigma_i^{benef} = \frac{\max(0, PV_i^B)}{\sum_{j \in C} \max(0, PV_j^B)} \tag{8.7}$$

- **Share por exposición física (host share)**: cada línea l del corredor conecta un nodo de origen (país n_l^{fr}) y un nodo de destino (país n_l^{to}). La exposición host se calcula como:

$$h_i = \sum_l \frac{F_l^{max}}{2} \left[1_{n_l^{fr}=i} + 1_{n_l^{to}=i} \right] \tag{8.8}$$

$$\sigma_i^{host} = \frac{h_i}{\sum_j h_j} \tag{8.9}$$

  donde F_l^{max} es la capacidad de la línea. La regla 50/50 en cada extremo refleja que ambos países alojan físicamente parte del activo.

- **Share híbrido**: se combinan ambas vistas con pesos β (beneficio) y $(1-\beta)$ (host):

$$\sigma_i^{hyb} = \frac{\beta \sigma_i^{benef} + (1+\beta)\sigma_i^{host}}{\sum_j \left[\beta \sigma_j^{benef} + (1+\beta)\sigma_j^{host} \right]} \tag{8.10}$$

En la calibración base se usa $\beta = 0{,}85$. La combinación de shares por beneficios y por exposición física es robusta frente a manipulación estratégica [75] y preserva propiedades de equidad axiomática análogas al valor de Shapley [4, 76].

- **Descomposición del ingreso neto**: El IAR neto $\hat{R}$ se divide en dos bloques con funciones distintas:

$$Bloque\ de\ uso = \eta\hat{R} \tag{8.11}$$
$$Bloque\ de\ beneficiarios = (1-\eta)\hat{R} \tag{8.12}$$

donde $\eta = 0{,}35$ en la calibración base.

El bloque de uso se recupera ex-post mediante tarifas proporcionales a la energía consumida $(\alpha_d = 0{,}70)$ e inyectada $(\alpha_g = 0{,}30)$ en cada país:

$$\tau^d = \frac{\alpha_d \eta \hat{R}}{\sum_i E_i^d} \tag{8.13}$$
$$\tau^g = \frac{\alpha_g \eta \hat{R}}{\sum_i E_i^g} \tag{8.14}$$

donde E_i^d, E_i^g son la energía servida y generada anualmente en el país i.

El bloque de beneficiarios se asigna ex-ante según el share hibrido:

$$C_i^{benef} = (1-\eta)\hat{R} \times \sigma_i^{hyb} \tag{8.15}$$

El cargo total anual del país i es:

$$C_i^{total} = \tau^d E_i^d + \tau^g E_i^g + C_i^{benef} \tag{8.16}$$

8.3. Recomendación 3: aplicar la regla de *no-loser* regional

Si el reparto inicial a un país firmante con saldo neto negativo – es decir, la carga asignada supera sus beneficios del corredor –, el país beneficiario cubre ese déficit neto. Con esto, la región institucionaliza una regla básica de aceptabilidad política: **ningún país que firma el acuerdo de corredor puede quedar en peor situación económica que si no hubiera firmado.**

Si ambos países firmantes quedan negativos, la línea no es viable bilateralmente. Si cierra cuando se incorporan terceros países con beneficio positivo, se clasifica como *viable solo con regionalización*. Esa

distinción permite separar el problema económico del problema institucional y habilita conversaciones diferenciadas con los países involucrados.

8.3.1. Condiciones no-loser y mecanismo de transferencia de estabilidad

- **Valor presente neto por país (pre-transferencia)**: sea PV_i^B el valor presente de los beneficiados del país i y PV_i^C el valor presente de sus cargos totales anuales acumulados sobre la vida del activo:

$$NPV_i^{pre} = PV_i^B - PV_i^C \quad (8.17)$$

$$PV_i^C = C_i^{total} \times PVAF(r, n) \quad (8.18)$$

- **Condición no-loser regional**: el corredor satisface la condición no lose si y solo si:

$$NPV_i^{pre} \geq 0 \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (8.19)$$

- **Transferencias de estabilidad**: cuando la condición no-loser regional no se cumple, se activa un mecanismo de redistribución. Definamos:

$$d_i = \max(0, -NPV_i^{pre}) \quad \text{(déficit del país } i\text{)} \quad (8.20)$$

$$e_i = \max(0, NPV_i^{pre}) \quad \text{(excedente del país } i\text{)} \quad (8.21)$$

El pool de transferencia disponible es $T = \min(\sum_i d_i, \sum_i e_i)$. Cada país donante contribuye en proporción a su excedente y cada receptor en proporción a su déficit:

$$\Delta_i = \frac{d_i}{\sum_j d_j} T - \frac{e_i}{\sum_j e_j} T \quad (8.22)$$

El NPV post-transferencia queda:

$$NPV_i^{post} = PV_i^B - \left(PV_i^C - \Delta_i\right) \quad (8.23)$$

- **Clasificación de viabilidad**:
  - Si $NPV_i^{post} \geq 0 \; \forall i$: **viable bilateralmente**
  - Si $\exists\, i$ tal que $NPV_i^{post} < 0$ y la incorporación de terceros países con $B_k > 0$ cierra la brecha: **viable con regionalización.**
  - Si ninguna configuración cierra la brecha: **no viable**.

- **Interpretación económica**: la transferencia Δ_i no es un subsidio, es una redistribución interna de rentas que asegura la Pareto-mejora para todos los firmantes. El mecanismo es análogo al *side*

payment de la teoría de juegos cooperativos que traslada el resultado al núcleo de la coalición [4, 77].

8.4. Recomendación 4: extender la protección (*no-loser*) al plano doméstico

Un corredor puede ser netamente positivo para un país y enfrentar igualmente rechazo doméstico si los consumidores o un segmento regulado relevante resulta perdedor. La experiencia regional lo confirma: muchos proyectos de infraestructura transfronteriza naufragaron no por oposición del gobierno central, sino por movilización de grupos domésticos afectados [75, 78].

Por eso se recomienda incorporar una segunda capa de protección. La regla *no-loser country* protege a la **demanda doméstica**: la transferencia regional recibida se imputa primero a cubrir la pérdida de demanda. Si queda un remanente, ese faltante lo cubren los ganadores domésticos, modelados en esta primera versión como ganancias de generación. Si aun así persiste una brecha, el país beneficiario externo cubre el remanente final. Si ninguna de estas capas cierra la brecha, el corredor falla la prueba distributiva.

8.4.1. Análisis costo-beneficio (CBA) y bienestar social del intercambio

El marco analítico para evaluar los beneficios de interconexión se basa en el cambio del *Social Economic Welfare* (SEW) entre el escenario sin la línea (SIN) y con la línea (CON).

- **Componente del beneficio por país**: para cada país i, el beneficio anual tiene tres componentes:

$$B_i = \underbrace{\Delta CS_i}_{\text{excedente del consumidor}} + \underbrace{\Delta PS_i}_{\text{excedente del productor}} + \underbrace{\Delta CR_i^{asig}}_{\text{renta de congestión asignada}} \tag{8.24}$$

donde:

$$\Delta CS_i = Costo_i^{(CON)} - Costo_i^{(SIN)} \quad \text{(ahorro del consumidor: positivo si el precio baja)} \tag{8.25}$$

$$\Delta PS_i = \Pi_i^{(CON)} - \Pi_i^{(SIN)} \quad \text{(cambio en beneficio del productor)} \tag{8.26}$$

$$CR_i^{asig} = \frac{1}{2} \sum_{l: i \in \{n_l^{fr}, n_l^{to}\}} CR_l \quad \text{(50\% de la } CR \text{ en cada extremo)} \tag{8.27}$$

- **Cambio en el bienestar socio económico**: el cambio total del SEW del sistema es:

$$\Delta SEW = \sum_{i \in \mathcal{I}} B_i = \sum_i \Delta CS_i + \sum_i \Delta PS_i + \sum_i \Delta CR_\ell \tag{8.28}$$

- **Valor presente de los beneficios**:

$$PV_i^B = B_i \times PVAF(r, n) \tag{8.29}$$

- **Criterio de eficiencia económica**: un corredor es eficiente si el beneficio social neto (descontado a valor presente) excede el costo de inversión:

$$\sum_i PV_i^B \Leftrightarrow \frac{\Delta SEW \times PVAF}{CAPEX} > 1 \tag{8.30}$$

  La presente recomendación no exige eficiencia agregada como condición suficiente: exige además que cada país tenga $NPV \geq 0$ después de asignar los costos. Esto es una condición más fuerte que la eficiencia Kaldor-Hicks [79, 80] y equivale a exigir una mejora de Pareto efectiva —no solo potencial— entre los firmantes. La literatura sobre asignación de costos de transmisión [81, 82] confirma que esta condición es necesaria para la estabilidad de coaliciones en contextos de gobernanza fragmentada.

- **Relación con la renta de congestión**: La CR captura el valor el diferencial de precios en los extremos de la línea, pero subestima el bienestar total porque no incluye los efectos inframarginales sobre consumidores y productores. En aproximaciones exploratorias puede utilizarse un multiplicador μ > 1 como proxy conservador del ratio $\Delta SEW/CR$ observado en evaluaciones CBA detalladas [10]. No obstante, el presente informe usa directamente ΔPS y ΔDC obtenidos de las corridas marginales por corredor.

8.5. Recomendación 5: operar un fondo anual de compensación

El ingreso requerido y la renta de congestión se estiman ex-ante sobre proyecciones de largo plazo. Los valores realizados diferirán cada año. Para absorber esos desvíos sin que cada diferencia se convierta en una renegociación, se recomienda adoptar una lógica de fondo anual:

$$F_{l,t} = F_{l,t-1} + (\hat{R}_t - R_t) \tag{8.31}$$

Si el residual realizado es menor que el proyectado, el fondo acumula. Si es mayor, el fondo cubre el faltante. Si el fondo no alcanza, la diferencia remanente pasa a una liquidación regional extraordinaria bajo la asignación vigente del corredor. Esta lógica replica el mecanismo de estabilización de SIEPAC [29, 31] y es gestionable por una secretaría técnica ligera con apoyo de banca multilateral.

8.5.1. Dinámica del fondo anual de compensación

Sea $t \in \{1,2,\dots,n\}$ cada año de operación del corredor

- **Ley de movimiento del fondo**:

$$F_{l,t} = F_{l,t-1} + \left(\hat{R}_t - R_t\right), \quad F_0 = 0 \tag{8.32}$$

donde F_t el saldo del fondo al cierre del año t; $\hat{R}_t$ el residual ex-ante proyectado para el año t (fijado contractualmente); R_t el residual realizado en el año t (observado ex-post).

Si $\hat{R}_t > R_t$, el fondo acumula excedentes. Si $\hat{R}_t > R_t$, el fondo absorbe el faltante.

- **Regla de liquidación extraordinaria**: si el fondo es insuficiente ($F_t < 0$), se activa una liquidación regional:

$$L_t^i = \left|F_{l,t}\right| \times \sigma_i^{hyb} \quad si\ F_t < 0 \tag{8.33}$$

donde L_t^i es el pago extraordinario del país i, proporcional a su share hibrido. Tras la liquidación, $F_{l,t} \leftarrow 0$.

- **Residual realizado**:

$$R_t = \max\left(0, IAR_t - \min\left(\gamma\ CR_t^{real}, IAR_t\right)\right) \tag{8.34}$$

- **Propiedad de convergencia**: Si los errores de estimación $(\hat{R}_t - R_t)$ son ruido blanco con media cero, el fondo oscila en torno a cero y converge a un saldo estable. Si los errores tienen sesgo sistemático, la revisión periódica preacordada corrige los parámetros $\hat{R}_t$ antes de que el fondo acumule un desequilibrio irrecuperable.

8.6. Recomendación esquema práctico de cooperación técnico-económica

En la Tabla 19 se observa un resumen de las recomendaciones descritas anteriormente, junto a la función que busca cumplir cada una en la viabilidad financieras de los proyectos de interconexión prioritarios de la región.

Tabla 19: Resumen de recomendaciones regulatorias.

Recomendación	Función
Residual ex-ante	Define cuanto debe recuperarse después de descontar la renta de congestión esperada. Garantiza bancabilidad independiente de las condiciones de despacho.
Reparto CBCA	Asigna el costo residual entre países firmantes según beneficios medios ex-ante. Impide que la carga se distribuya por geografía o poder de negociación.
No-loser regional	Garantiza que ningún país firmante quede con saldo neto negativo. Condición necesaria de aceptabilidad política.
No-loser doméstico	Protege a la demanda y ordena los anuales de compensación: transferencias regionales, luego ganadores domésticos y luego top-up externo.
Fondo anual	Absorbe los desvíos entre el residual proyectado y el realizado, evitando renegociaciones anuales.

La Figura 6 presenta un esquema metodológico formado a partir de las presentes recomendaciones, el cual puede establecer un precedente en la formulación de esquemas prácticos de cooperación técnico-económica para proyectos de interconexión en América Latina.

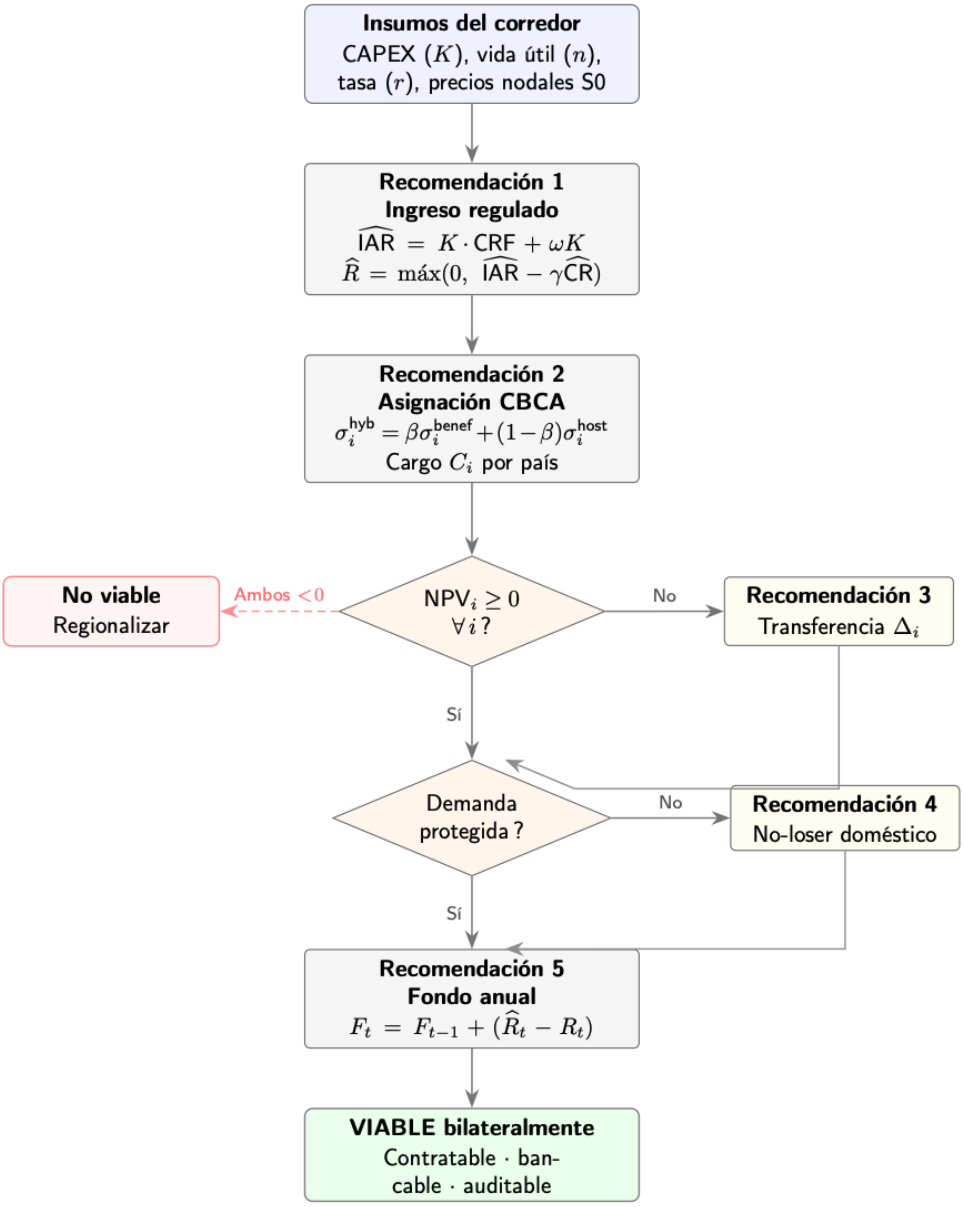


Figura 6: Flujo de decisión de las recomendaciones regulatorias.

El esquema metodológico propuesto, en base a las recomendaciones anteriores, es preferible a las alternativas puras por cuatro razones que responden directamente a los cuatro problemas identificados en anteriormente:

- **Es más financiable**. El punto de partida es un ingreso requerido regulado [83]. Eso es indispensable en corredores cuyo valor incluye seguridad de suministro, respaldo hidrológico y valor de opción frente al cambio climático —componentes que los mercados spot no remunerarán

de forma predecible [84, 85]. La banca multilateral puede operar sobre una regla de ingreso regulado. No puede operar sobre la promesa de rentas de congestión variables.

- **Es más disciplinada distributivamente**. El costo residual no se socializa de manera ciega ni se negocia en el cuarto de al lado. Sigue beneficios medidos con lógica CBCA, calculados con la misma metodología para todos los corredores. Eso hace el proceso auditable y reduce la brecha entre el análisis técnico y la negociación política.
- **Es más aceptable políticamente**. La doble regla de no-perdedores responde a la forma en que realmente se bloquean los proyectos en la región: primero por oposición de algún país firmante; segundo, si eso se supera, por oposición interna a la distribución doméstica de costos. Las presentes recomendaciones desarman ambas resistencias con mecanismos contractuales, no con promesas.
- **Es implementable con lo que existe**. La vista obligatoria funciona en escala bilateral o subregional, que es exactamente donde hoy existen ventanas de gobernanza abiertas — Colombia–Panamá [86], los países de la Comunidad Andina [87], los miembros de SINEA [88]—. La vista sombra regional reconoce los spillovers positivos de terceros países y crea la base técnica para futuras ampliaciones institucionales, pero no las exige como condición para arrancar.

En el caso de requerir mayor detalle sobre las recomendaciones descritas anteriormente, así como de los beneficios económicos asociados a su implementación, estos se presentan en el white paper *"Remuneración de interconexiones internacionales: de la oportunidad histórica a la implementación".*

9. Conclusiones

La ampliación del rango de escenarios analizados permitió demostrar que los beneficios de la interconexión eléctrica regional son altamente dependientes del contexto operativo y estructural del sistema. En particular, se evidencia que la integración no solo genera reducciones en costos de operación, sino que también mejora la eficiencia en el uso de recursos renovables, reduce vertimientos y fortalece la seguridad de suministro. Estos beneficios, sin embargo, varían según la complementariedad entre sistemas, la hidrología, la penetración de energías variables y las condiciones de demanda, lo que confirma la necesidad de evaluar la interconexión bajo múltiples escenarios para capturar su valor real y evitar conclusiones parciales.

El análisis de experiencias internacionales permitió identificar que los esquemas más exitosos de asignación de costos y beneficios no responden a una única lógica, sino que combinan criterios económicos, regulatorios e institucionales. En particular, se observa que marcos como los desarrollados en Europa, Asia y Centroamérica logran viabilidad en la medida en que incorporan mecanismos transparentes de asignación, reglas claras de compensación y estructuras institucionales que sostienen los acuerdos en el tiempo. Esto demuestra que la dimensión institucional es tan relevante como la técnica, y que la replicabilidad de estos modelos en América Latina requiere adaptaciones que consideren las particularidades regulatorias y políticas de la región.

Desde la perspectiva del estado del arte académico, se confirma que las metodologías basadas en bienestar social y teoría de juegos cooperativos constituyen herramientas robustas para diseñar esquemas de reparto eficientes y equitativos. No obstante, también se evidencia una brecha relevante entre la sofisticación teórica de estos enfoques y su aplicabilidad práctica en contextos reales. En este sentido, el desafío no radica únicamente en mejorar los modelos analíticos, sino en desarrollar aproximaciones que logren balancear rigurosidad económica con simplicidad operativa, de manera que puedan ser implementadas efectivamente en procesos regulatorios y de negociación entre países.

La evaluación de alternativas bajo distintos escenarios de integración permitió identificar que existe un trade-off estructural entre eficiencia económica y aceptabilidad política. Esquemas que maximizan el bienestar agregado pueden generar distribuciones de beneficios desiguales que dificultan su implementación, mientras que mecanismos más simples o basados en reglas tienden a ser más aceptables, aunque menos eficientes. Este resultado pone de manifiesto que el diseño de mecanismos de asignación no puede abordarse únicamente desde una perspectiva técnica, sino que debe integrar consideraciones de equidad, percepción de justicia y viabilidad política para asegurar su implementación efectiva.

A partir de lo anterior, se concluye que el desarrollo de interconexiones en América Latina requiere avanzar hacia esquemas de cooperación que incorporen mecanismos explícitos de compensación y

criterios de “no perdedores”, tanto a nivel regional como doméstico. La priorización de proyectos debe considerar no solo su rentabilidad económica, sino también su capacidad de generar beneficios compartidos y sostenibles en el tiempo. [37]Asimismo, la implementación de fondos de compensación y reglas claras de asignación puede desempeñar un rol clave en reducir barreras de entrada y facilitar acuerdos entre países, contribuyendo a la consolidación de un mercado eléctrico regional más integrado.

En conjunto, los resultados y hallazgos del estudio confirman que la interconexión eléctrica regional representa una oportunidad significativa para mejorar la eficiencia, reducir costos y acelerar la transición energética en América Latina, pero su materialización depende críticamente del diseño de mecanismos adecuados de asignación de costos y beneficios. El análisis comparativo de metodologías evidencia que no existe una solución única, sino que la combinación de enfoques, adaptados al contexto regional, permite capturar mejor los beneficios de la integración y mitigar sus riesgos distributivos. En este sentido, el principal aporte del estudio radica en demostrar que la viabilidad de las interconexiones no es únicamente un problema técnico, sino fundamentalmente un desafío de diseño institucional y económico.

10. Bibliografía

[1] M. Kristiansen, F. Muñoz, S. Oren y M. Korpas, Efficient Allocation of Monetary and Environmental Benefits in Multinational Transmission Projects: North Sea Offshore Grid Case Study, 2017.

[2] I. Konstantelos y G. Strbac, «Valuation of Flexible Transmission Investment Options Under Uncertainty,» *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 30, nº 2, pp. 1047-1055, 2015.

[3] ENTSO-E, «Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects,» 2015. [En línea]. Disponible: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[4] M. Kristiansen, F. Muñoz, S. Oren y M. Korpas, «A Mechanism for Allocating Benefits and Costs from Transmission Interconnections under Cooperation: A Case Study of the North Sea Offshore Grid,» *The Energy Journal,* vol. 39, nº 6, pp. 209-234, 2018.

[5] ENTSO-E, «ENTSO-E Recommendations to ACER and NRAs on the CBCA Implementation,» 2016. [En línea]. Disponible: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/160624_IF_Day2_Session2_handout_CBCA.PDF. [Accedido: 24-dic2016].

[6] OLADE, «Integración Energética y Descarbonización en América Latina: La dinámica de la integración bajo el enfoque de corrientes múltiples,» [En línea]. Disponible: https://www.olade.org/publicaciones/integracion-energetica-y-descarbonizacion-en-america-latina/. [Accedido: 27-mar-2026].

[7] K. Gyanwali y A. Gautam, «Cost allocation for cross-border transmission lines in the BBIN,» *Journal of Innovations in Engineering Education,* vol. 7, nº 1, pp. 138-143, 2024.

[8] D. Bravo, E. Sauma, J. Contreras, S. A. J. de la Torre y D. Pozo, «Impact of network payment schemes on transmission expansion planning with variable renewable generation,» *Energy Economics,* vol. 56, pp. 410-421, 2016.

[9] Ofgem, «Handbook for implementing the RIIO model,» 2010. [En línea]. Disponible: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2010/10/riio_handbook_0.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[10] ENTSO-E, «4th ENTSO-E Guideline for Cost-Benefit Analysis of Grid Development Projects,» [En línea]. Disponible: https://tyndp.entsoe.eu/resources/guideline-for-cost-benefit-analysis-4.0. [Accedido: 24-dic-2025].

[11] Itaipú Binacional, «Anexo C al Tratado de Itaipú (Brasilia, 26.04.1973),» 1973. [En línea]. Disponible: https://www.itaipu.gov.py/sites/default/files/af_df/anexoC_Esp.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[12] OLADE, «Sistema de Interconexión Eléctrica Andina — SINEA (Centro de Documentación OLADE),» [En línea]. Disponible: https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000690.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[13] World Bank PPP Knowledge Lab., «Laos PDR Power Purchase Agreement (PPA) for the Xayaburi Dam Project,» [En línea]. Disponible: https://ppp.worldbank.org/library/laos-pdr-power-purchase-agreement-ppa-xayaburi-dam-project. [Accedido: 24-dic-2025].

[14] European Union, «Regulation (EU) 2022/869,» [En línea]. Disponible: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2022/869/oj/eng. [Accedido: 29-dic-2025].

[15] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), «ACER CBCA Monitoring Report,» 2025. [En línea]. Disponible: https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/acer-cbca-monitoring-report-2025.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[16] Florence School of Regulation, «Cross-Border Cost Allocation and Cost-Sharing for Investment Supporting the Energy Transition,,» 2024. [En línea]. Disponible: https://fsr.eui.eu/wp-content/uploads/2023/12/240209_WS-Cross-border-cost_Programme_no-name.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[17] ENTSO-E, «Tyndp 2024 Scenarios Methodology Report,» [En línea]. Disponible: https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2024/05/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_240522.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[18] ENTSO-E, «Cost Benefit Analysis — ENTSO-E | Explore the TYNDP,» [En línea]. Disponible: https://tyndp.entsoe.eu/explore/what-is-the-cost-benefit-analysis-framework. [Accedido: 24-dic-2025].

[19] European Commission, «The North Seas Energy Cooperation,» [En línea]. Disponible: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/north-seas-energy-cooperation_en. [Accedido: 24-dic-2025].

[20] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), «Fourth Monitoring Report on Cross-Border Cost Allocation Decisions,» [En línea]. Disponible: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2020-09_4th-ACER-CBCA-report.pdf. [Accedido: 6-dic-2026].

[21] International monetary fund, «Macroeconomic Impact of the Itaipú Treaty Review for Paraguay,» 2021. [En línea]. Disponible: https://www.imf.org/-/media/files/publications/wp/2021/english/wpiea2021129-print-pdf.pdf. [Accedido: 24-abr-2026].

[22] Ministerio de Relaciones Exteriores del Paraguay, «Canciller sostuvo que revisión del Anexo C es la oportunidad para una renegociación integral del Tratado de Itaipú,» 1-nov-2023. [En línea]. Disponible: https://www2.mre.gov.py/index.php/noticias-de-embajadas-y-consulados/canciller-

sostuvo-que-revision-del-anexo-c-es-la-oportunidad-para-una-renegociacion-integral-del-tratado-de-itaipu?ccm_paging_p=42. [Accedido: 26-dic-2025].

[23] ARIAE, «Marco Normativo: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA),» [En línea]. Disponible: https://www.ariae.org/servicio-documental/marco-normativo-sistema-de-interconexion-electrica-andina-sinea. [Accedido: 26-dic-2025].

[24] Comunidad Andina, «Se aprueba Marco Regulatorio de Mercados de Energía Eléctrica en la Comunidad Andina,» 25 Abril 2017. [En línea]. Disponible: https://www.comunidadandina.org/notas-de-prensa/se-aprueba-marco-regulatorio-de-mercados-de-energia-electrica-en-la-comunidad-andina/. [Accedido: 26-dic-2025].

[25] Comunidad Andina, «Periodo ciento cuarenta y uno de sesiones ordinarias - Decisión 816,» 2017. [En línea]. Disponible: https://www.comunidadandina.org/StaticFiles/DocOf/DEC816.pdf. [Accedido: 26-dic-2025].

[26] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, «Gobierno de Colombia liderará acciones de interconexión eléctrica entre países de la región andina,» 14 Julio 2025. [En línea]. Disponible: https://minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-de-colombia-liderara-acciones-de-interconexion-electrica-entre-paises-de-la-region-andina/. [Accedido: 26-dic-2025].

[27] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), «Integración eléctrica centroamericana: génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC,» [En línea]. Disponible: https://publications.iadb.org/es/integracion-electrica-centroamericana-genesis-beneficios-y-prospectiva-del-proyecto-siepac-sistema. [Accedido: 24-dic-2025].

[28] CRIE, «Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central,» [En línea]. Disponible: http://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2014/01/tratado_marco_del_mercado_electrico_de_america_cen.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[29] CRIE, «MER - Comisión Regional de Interconexión Eléctrica,» [En línea]. Disponible: https://crie.org.gt/mer/. [Accedido: 24-dic-2025].

[30] Santizo, Miguel, «Métodos de asignación de costos del sistema de transporte,» 2004. [En línea]. Disponible: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0532_EA.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[31] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), «Impulsando la integración energética centroamericana con Siepac y MER,» 2024. [En línea]. Disponible: https://www.iadb.org/es/proyectos-y-resultados/resultados-y-efectividad/impacto-en-la-region/impulsando-la-integracion-energetica-centroamericana-con-siepac-y-mer. [Accedido: 24-dic-2025].

[32] Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica, «El PPP: Avances, retos y perspectivas — Informe X Cumbre (ESP),» [En línea]. Disponible: https://www.proyectomesoamerica.org/images/Anexos/Informes/Informe-X-Cumbre-ESP.pdf. [Accedido: 26-dic-2025].

[33] Empresa Propietaria de la Red (EPR), «Línea SIEPAC,» [En línea]. Disponible: https://eprsiepac.com/linea-siepac/. [Accedido: 26-dic-2025].

[34] ENATREL, «SIEPAC, 10 años de Éxito, Integración Eléctrica de Centroamércia,» [En línea]. Disponible: https://www.youtube.com/watch?v=VZav5Ii2gs4. [Accedido: 26-dic-2025].

[35] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), «Interconexión Eléctrica Colombia–Panamá (RS-T1241),» [En línea]. Disponible: https://www.iadb.org/es/proyecto/RS-T1241. [Accedido: 26-dic-2025].

[36] «Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG),» [En línea]. Disponible: https://creg.gov.co/publicaciones/15874/colombia-y-panama-formalizan-acuerdo-regulatorio-para-la-interconexion-electrica-binacional/. [Accedido: 26-dic-2025].

[37] AES Andes, «AES Andes reactiva intercambio de energía entre Chile y Argentina,» [En línea]. Disponible: https://www.aesandes.com/es/press-release/aes-andes-reactiva-intercambio-de-energia-entre-chile-y-argentina. [Accedido: 26-dic-2025].

[38] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN), «Decreto 134 exento - Otorga a empresa AES Andes S.A. permiso de intercambio internacional de energía y demás servicios electricos con la república Argentina,» 1 Julio 2022. [En línea]. Disponible: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1178143.com. [Accedido: 26-dic-2025].

[39] CAMMESA, «RESOL-2025-564-APN-ENRE#MEC - EX-2025-43422465-APN-SD#ENRE - INTERANDES S.A. - Actualización de los cargos tarifarios.,» [En línea]. Disponible: https://cammesaweb.cammesa.com/2025/01/29/resol-2025-80-apn-enremec/. [Accedido: 26-dic-2025].

[40] Economic Consulting Associates, «Argentina-Brazil | Transmission & Trading Case Study,» [En línea]. Disponible: https://documents1.worldbank.org/curated/en/227001468337281407/pdf/773070v20ESMAP0IC00Argentina0Brazil.pdf?.com. [Accedido: 29-dic-2025].

[41] Hitachi, «Brazil-Argentina HVDC Interconnection,» [En línea]. Disponible: https://www.hitachienergy.com/news-and-events/customer-stories/brazil-argentina-hvdc-interconnection?.com. [Accedido: 29-dic-2025].

[42] Enel, «Meet TESA and CTM,» [En línea]. Disponible: https://www.enel.com.ar/Home-Enel/investors/a201611-TESA-and-CTM.html. [Accedido: 29-dic-2025].

[43] Enel, «Enel CIEN,» [En línea]. Disponible: https://www.enelamericas.com/es/conocenos/a201609-cien.html. [Accedido: 29-dic-2025].

[44] CAMMESA-ONS, «REGLAMENTO INTERNACIONAL DE OPERACIÓN CAMMESA / ONS,» [En línea]. Disponible: https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F6.%20Regulamentos%20Internacionais%20-%20SM%205.15%2F6.1.%20Interconexão%20com%20a%20Argentina%2F6.1.1.%20Regulamento

%20Internacional%20de%20Operação%20ONS%20-%20CAMMESA%2FRI-AR.ON.01_Rev.07.pdf. [Accedido: 29-dic-2025].

[45] Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), «Mercado Eléctrico Mayorista,» [En línea]. Disponible: https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/mercado_electrico_mayorista.pdf?.com. [Accedido: 29-dic-2025].

[46] CCEE, «conceitos de preço,» [En línea]. Disponible: https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos?.com. [Accedido: 29-dic-2025].

[47] Modernização do Setor Elétrico, «Mecanismos de Formação de Preço,» [En línea]. Disponible: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/formacao-de-precos.pdf?.com. [Accedido: 29-dic-2025].

[48] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), «INTEGRACION ENERGETICA EN EL CONO SUR,» [En línea]. Disponible: https://publications.iadb.org/es/publicacion/14580/integracion-fisica-en-el-cono-sur-integracion-energetica-en-el-cono-sur. [Accedido: 29-dic-2025].

[49] COSIPLAN, «INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE URUGUAY Y BRASIL,» [En línea]. Disponible: https://www.cosiplan.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=1278. [Accedido: 29-dic-2025].

[50] IMPO, «Resolución N° 419/007,» [En línea]. Disponible: https://www.impo.com.uy/bases/resoluciones/419-2007. [Accedido: 29-dic-2025].

[51] Governo Federal, «NOTA TÉCNICA Nº 22-2022-CGDE-DMSE-SEE,» [En línea]. Disponible: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-estabelece-diretrizes-para-exportacao-de-excedente-de-energia-eletrica-para-argentina-e-uruguai/nota-tecnica-no-22-2022-cgde-dmse-see.pdf/view. [Accedido: 29-dic-2025].

[52] CRIE, «Reglamente Mercado Eléctrico Regional,» [En línea]. Disponible: https://crie.org.gt/marco-regulatorio/. [Accedido: 5-ene-2026].

[53] ASEAN Business Advisory Council (ASEAN-BAC)., «nside ASEAN's $100B Power Play: Can the ASEAN Power Grid Electrify an Entire Region?,» [En línea]. Disponible: https://iceds.anu.edu.au/files/ZCEAP%20WP%2022-06%20Do%20and%20Burke%20ASEAN%20electricity%20trade.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[54] T. N. Do y P. J. Burke, «Is ASEAN ready to move to multilateral cross-border electricity trade?,» *ZCEAP Working Paper 2,* vol. 22, nº 6, 2022.

[55] Asian Development Bank (ADB), «Greater Mekong Subregion (GMS) Economic Cooperation Program,» [En línea]. Disponible: https://www.adb.org/what-we-do/topics/regional-cooperation/gms. [Accedido: 24-dic-2025].

[56] Asian Development Bank (ADB), «Harmonizing Power Systems in the Greater Mekong Subregion to Facilitate Trade,» 2020. [En línea]. Disponible:

https://www.adb.org/sites/default/files/publication/615341/harmonizing-power-systems-gms-facilitate-trade.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[57] UN ESCAP, «Improving Energy Connectivity in the BBIN Subregion with Specific Focus on the Northeastern Region of India,» [En línea]. Disponible: https://repository.unescap.org/server/api/core/bitstreams/7ff25cb5-b374-4c75-9f78-0f68ac5c3f5b/content. [Accedido: 24-dic-2025].

[58] J. Thakur, M. R. Hesamzadeh y F. Wolak, «Cross-border electricity trade in the Bangladesh–Bhutan–India–Nepal (BBIN) Region: A cost-based market perspective,» 2021.

[59] Securities and Exchange Commission, Thailand, «CS18/2023: Execution of the Power Purchase Agreement for Pak Beng Hydroelectric,» [En línea]. Disponible: https://market.sec.or.th/public/idisc/Download?FILEID=dat/news/202309/1391NWS210920231811240804E.pdf. [Accedido: 24-dic-2025].

[60] EMBER, «Global Electricity Review 2024. Electricity Data Explorer,» [En línea]. Disponible: https://ember-climate.org/. [Accedido: 30-dic-2025].

[61] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Base de datos energética para América Latina y el Caribe,» [En línea]. Disponible: https://www.olade.org/. [Accedido: 30-dic-2025].

[62] Comisión Nacional de Energía de Chile – CNE, 2025. [En línea]. Disponible: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/05/ICTGA-2025.pdf. [Accedido: 30-dic-2025].

[63] U.S. Energy Information Administration (EIA), «Annual Energy Outlook 2025. U.S. Department of Energy,» 2025. [En línea]. Disponible: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/. [Accedido: 30-dic-2025].

[64] Comité de Integración Energética Regional (CIER), «Interconexiones eléctricas en América Latina,» 2023. [En línea].

[65] International Energy Agency IEA, «Latin America Energy Outlook 2023. World Energy Outlook Special Report,» 2023. [En línea]. Disponible: https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023. [Accedido: 30-dic-2025].

[66] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), «Energía,» 2024. [En línea]. Disponible: https://www.iadb.org/es/quienes-somos/temas/energia. [Accedido: 30-dic-2025].

[67] A. Inzunza, F. Muñoz y R. Moreno, «Comparing the risk-mitigating effects of environmental policies in electricity markets,» Pontificia Universidad Católica de Chile.

[68] C. Matamala, R. Moreno, E. Sauma, J. Calabrese y P. Osses, «Why Reducing Socio-Environmental Externalities of Electricity System Expansions Can Boost the Development of Solar Power Generation: The Case of Chile,» *Solar Energy,* vol. 217, pp. 58-69, 2021.

[69] G. Blanco, «Plataforma LATAM - Interconectando América Latina,» [En línea]. Disponible: https://huggingface.co/spaces/GerardoPY/LatamApp. [Accedido: 28-mar-2026].

[70] Energía Argentina, «Comercializacion De Electricidad,» [En línea]. Disponible: https://energia-argentina.com.ar/en/comercializacion-de-electricidad/. [Accedido: 30-dic-2025].

[71] Itaipú Binacional, «The power plant,» [En línea]. Disponible: https://itaipu.energy/#powerplant. [Accedido: 30-dic-2025].

[72] The World Bank, «Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-Up,» [En línea]. Disponible: https://documents1.worldbank.org/curated/en/930281468168560339/pdf/702650PUB0EPI0070034B09780821395981.pdf. [Accedido: 26-mar-2026].

[73] CRIE, «Reglamento del mercado eléctrico regional (RMER),» [En línea]. Disponible: https://www.enteoperador.org/wp-content/uploads/2025/07/RMER-PDF-19032025.pdf?.com. [Accedido: 26-mar-2026].

[74] International Energy Agency IEA, «Integrating Power Systems across Borders,» 2019. [En línea]. Disponible: https://www.iea.org/reports/integrating-power-systems-across-borders. [Accedido: 26-mar-2026].

[75] A. Churkin, D. Pozo, J. Bialek, N. Korgin y E. E. Sauma Santis, «Manipulability of Cost and Benefit Allocation in Cross-border Electrical Interconnection Projects,» *IEEE Transactions on Power Systems,* 2019.

[76] V. P. Singh, A. Ahmad y K. M. Jagtap, «Weighted shapley value: A cooperative game theory for loss allocation in distribution systems,» *Frontiers in Energy Research,* vol. 11, 2023.

[77] E. R. v. Beesten, O. K. Ådnanes, H. M. Linde, P. Pisciella y A. Tomasgard, «Welfare compensation in international transmission expansion planning under uncertainty,» *arXiv,* 2022.

[78] K. Buchmann, A. Jones, Y. Zhang y J. Schönecker, «Key challenges in crossborder interconnector finance,» *Journal of Sustainable Finance & Investment,* vol. 12, nº 4, p. 1285–1307, 2022.

[79] M. O. Oseni y M. G. Pollitt, «Institutional arrangements for the promotion of regional integration of electricity markets : international experience,» *Inf. téc Social Science Research Network,* 2014.

[80] Y. Zhang, X. Zhao, H. Yuan, Y. Yu, Z. Yan y K. Zhang, «Key Market Mechanisms for Cross-Regional Tradings in the Electricity Market: Insights From Theory and Real-World Implementations,» *IEEE,* vol. 12, pp. 97309-97331, 2024.

[81] A. Ramos, «Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad,» *Inf. téc. Research Papers in Economics,* 2004.

[82] J. Gorenstein Dedecca, «Offshore Grid Development as a Particular Case of TEP,» *Springer Nature,* 2021.

[83] Inter-American Development Bank, «Electricity Rate Structure Design in Latin America: Where Do We Stand, Where Should We Go,» IDB, [En línea]. Disponible: https://publications.iadb.org/publications/english/document/Electricity-Rate-Structure-Design-in-Latin-America--Where-Do-We-Stand-Where-Should-We-Go.pdf. [Accedido: 26-mar-2026].

[84] D. Chattopadhyay, P. Chitkara, I. D. Curiel y G. Draugelis, «Cross-Border Interconnectors in South Asia: Market-Oriented Dispatch and Planning,» *IEEE,* vol. 8, pp. 120361-120374, 2020.

[85] K. S. Usher y B. C. McLellan, «Price Risk Exposure of Small Participants in Liberalized Multi-National Power Markets: A Case Study on the Belize–Mexico Interconnection,» *Energies,* vol. 17, nº 14, p. 3464, 2024.

[86] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y CREG, «Acuerdo Regula- torio Bilateral para la Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá,» Ciudad de Panamá, [En línea]. Disponible: https://asep.gob.pa/panama-y-colombia-firman-acuerdo-regulatorio-para-intercambio-de-energia-electrica/. [Accedido: 26-mar-2026].

[87] Comunidad Andina de Naciones, «Resolución 2402: Reglamento operativo, comercial e institucional de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE),» Gaceta Oficial 5482, [En línea]. Disponible: https://www.comunidadandina.org/DocOf/RESOLUCION_2402.pdf. [Accedido: 26-mar-2026].

[88] ARIAE, «Marco Normativo: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA),» 22 06 2023. [En línea]. Disponible: https://www.ariae.org/servicio-documental/marco-normativo-sistema-de-interconexion-electrica-andina-sinea. [Accedido: 26-mar-2026].

[89] World Bank PPP Knowledge Lab, «Laos PDR Power Purchase Agreement (PPA) for the Xayaburi Dam Project,,» [En línea]. Disponible: https://ppp.worldbank.org/library/laos-pdr-power-purchase-agreement-ppa-xayaburi-dam-project. [Accedido: 24-dic-2025].

[90] European Commission, «Offshore Renewable Energy,» [En línea]. Disponible: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en. [Accedido: 26-dic-2025].

[91] eiys, «Nuevos precios estacionales de electricidad y gas natural,» [En línea]. Disponible: https://eiys.com.ar/reportes/nuevos-precios-estacionales-de-electricidad-y-gas-natural/. [Accedido: 29-dic-2025].

[92] Presidencia de Uruguay, «UTE iniciará construcción de línea de transmisión con Brasil para interconexión de 500 MW,» [En línea]. Disponible: https://www.gub.uy/presidencia/comunicacion/noticias/ute-iniciara-construccion-linea-transmision-brasil-para-interconexion-500-mw. [Accedido: 29-dic-2025].

[93] IMPO, «Decreto Ley N° 15031,» [En línea]. Disponible: https://www.impo.com.uy/bases/decretos-ley/15031-1980. [Accedido: 29-dic-2025].