

74  
EDICIÓN

NOVIEMBRE 2017

# REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición especial dedicada a la

## INTEGRACIÓN ENERGÉTICA





A cargo del **Ing. Alejandro Sruoga**, Secretario de Energía Eléctrica de Argentina, Vicepresidente de Promoción de la Integración y Relaciones Institucionales de la CIER y Presidente del CACIER.



## Nuevo paradigma en la integración energética en el cono sur

En el último tiempo hemos trabajado para adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando su prestación en condiciones técnicas y económicamente adecuadas. De la mano de los nuevos gobiernos de varios países de la región, nos encontramos frente a un nuevo paradigma en la integración energética. Los cambios que se implementaron han confirmado que nos encontramos frente a una fuerte decisión de avanzar en la integración energética. Esta decisión ya ha comenzado a dar resultados y, por consiguiente, nos invita a pensar en las posibilidades, dificultades y desafíos a los que nos enfrentamos para lograr ser una región que integre y optimice sus recursos.

Con el apoyo de la CIER, en el Comité Argentino de la Comisión de Integración Energética Regional estamos trabajando fuertemente para extender y profundizar las relaciones con los diferentes países de la región. Uno de los temas más novedosos en la región es la decisión política de incrementar y diversificar la matriz de generación de energía. Así es el caso de la Argentina, que ha enfocado muchos de sus esfuerzos en la incorporación de energías renovables. Gracias

a la firme decisión de la administración que represento de generar confianza en el país, el Plan RenovAr ha sido muy exitoso y ha atraído y demostrado apoyo con ofertas de empresas locales y del exterior. Se recibieron propuestas por seis veces más potencia de la que se buscaba y, finalmente, el Plan RenovAr adjudicó 59 proyectos por 2.423 MW, a un precio promedio de 57,44 USD/MWh. De esa generación, 71 % provendrá de la energía eólica y 26 % de la solar, el resto, de la biomasa, pequeñas hidroeléctricas y biogás. Este plan es parte de la meta que se ha establecido con la ley 27.191 de contar con 20 % de generación renovable para el 2025.

Además, y continuando con temas de mi país, a través de la Resolución N° 420 de la Secretaría de Energía Eléctrica a mi cargo, hemos convocado a empresas a realizar Manifestaciones de Interés de proyectos de infraestructura energética para contribuir a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Argentino. El exitoso resultado de esta convocatoria es una muestra más de la recuperación de la confianza en Argentina. Se recibieron presentaciones de más de 80 grupos y empresas diferentes con 196 Manifestaciones de

Interés por un total de nueva generación térmica de aproximadamente 35.000 MW (con ofertas alternativas), así como alrededor de 12 alternativas de gas adicional, propuestas de suministro independiente y otras asociadas a proyectos de nueva generación. Además, se sumaron varias propuestas de ampliación del Sistema de Transporte en Alta Tensión en 500 KV en corriente alterna (líneas y estaciones) y en corriente continua y varias propuestas de mejora de eficiencia operativa de generación térmica y gestión de combustibles.

Estos cambios se han replicado en muchos países y han renovado también las políticas de integración de toda la región. Tal es el caso de Paraguay y Argentina que han dado el primer paso para lograr el ordenamiento de la Entidad Binacional Yacyretá. Los presidentes de ambos países firmaron un acta de entendimiento que contempla la devolución de los saldos de los aportes que realizó Argentina durante la construcción de la Hidroeléctrica Yacyretá y una planificación para utilizar los ingresos de la represa para realizar inversiones y ampliar su capacidad de generación. Este acuerdo da cuenta de una restauración de las relaciones entre ambos países, postergada hacía años.

En los últimos años, Uruguay incorporó energía renovable a su matriz y recientemente acordó con Argentina la venta de su eólica de vertimiento. Gracias al crecimiento en el intercambio entre ambos países, se ha logrado este acuerdo que beneficia a ambas naciones para comercializar el sobrante de su producción eólica. Así, logran solucionar de forma conjunta sus necesidades y urgencias en cuanto al tema.

Por otro lado, Argentina firmó con Brasil en mayo de 2016 un memorando bilateral para el intercambio energético. Reafirmando así la prioridad y el com-

promiso de ambos países para concluir los estudios de viabilidad para la construcción de las usinas hidroeléctricas binacionales de Garabi y Panambi y destacando el amplio espacio para la cooperación y el intercambio de experiencias sobre bioenergía.

Finalmente, conocemos el caso del Túnel Agua Negra. Argentina y Chile iniciaron el proceso licitatorio para esta obra, que se trata de un túnel de 14 km que pasará bajo la Cordillera de los Andes. Forma parte de un proyecto de larga data que tiene por objetivo optimizar la logística y mejorar la conexión física y también energética entre el Océano Atlántico y el Pacífico.

Es de destacar que estos eran asuntos que estaban pendientes desde hacía años y que, gracias a la decisión política de todos estos países, hemos logrado alcanzar soluciones conjuntas.

Teniendo en cuenta todos estos avances y la importancia de la CIER como eje y plataforma de la integración, entendemos que, efectivamente, es posible optimizar el uso de la energía y generar conciencia para aprovechar mejor los recursos sin resignar soberanía energética. Así como tampoco es sencillo planificar el cubrimiento de la demanda utilizando recursos de otro país, trabajamos para lograr esta planificación con recursos más eficientes para el concierto de las naciones.

Lo que se desprende de todos estos casos de fructíferas integraciones es que estamos en un período de gran relevancia que aportará y beneficiará a todas las naciones de la región. Desde el CACIER reafirmamos nuestro compromiso con el sector energético y abogamos por la unión de toda la región para crecer juntos. Con el acompañamiento de CIER, los invito a que continuemos trabajando para la integración de la región.

# CONTENIDO

## NOTICIAS INSTITUCIONALES

- 7** Quito fue sede del Seminario Internacional: La Sostenibilidad con Responsabilidad Social y Ambiental
- 10** CIER presentó la Encuesta Regional de Salud y Seguridad en el Trabajo 2017
- 14** Síntesis Informativa Energética de los países de la CIER
- 16** Encuesta Regional de Calidad de Gestión de los Recursos Humanos

## ARTÍCULOS DE INTERÉS

- 18** Construyendo interconexión global de energía en América Latina
- 23** Hacia una integración argentino-chilena
- 25** Integración energética. Aprendizajes del proceso boliviano

## ARTÍCULOS TÉCNICOS - Integración Energética

- 27** Visión de la Integración Energética en América del Sur como respuesta a los intereses energéticos nacionales  
Solange Méndes G. Ragazi David – CCEE – Brasil
- 49** Reflexiones sobre la evolución y uso de las interconexiones de electricidad en América del Sur  
Ing Gabriela Batista, Ing. Ignacio Rodríguez
- 58** Iniciativas actuales de Integración Energética: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina-Sinea  
Ing. Patricio Alzamora – CENACE – Ecuador
- 76** Paraguay y su rol en la integración energética  
MSc. Ing. Francisco Escudero Scavone, Ing. Manuel Cárdenas González
- 85** Arco Norte – Um projeto de integração elétrica  
BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

### Noviembre 2017

#### Presidente de la CIER:

Ing. Víctor Romero Solís (Paraguay)

#### Vicepresidente:

Ing. Jaime Astudillo (Ecuador)

Ing. Luis Pacheco Morgan (Costa Rica)

Ing. Alejandro Sruoga (Argentina)

Ing. César Ramírez (Colombia)

#### Director Ejecutivo:

Ing. Juan José Carrasco (Uruguay)

## ARTÍCULOS TÉCNICOS - Integración Energética

- 94** **Interconexión Eléctrica Ecuador - Perú**  
Dana Marisol Quirola Almeida, CENACE – Ecuador
- 100** **Interconexión Eléctrica Ecuador - Colombia**  
Raúl Cubillo Betancourt - CENACE – Ecuador
- 108** **Interconexión Eléctrica Colombia - Venezuela**  
Jaime Zapata - XM – Colombia
- 111** **Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá**  
Andrés Villegas Rameli - ISA - Colombia
- 117** **Interconexión Eléctrica Colombia-Ecuador**  
Jaime Zapata, XM – Colombia
- 125** **La integración eléctrica europea**  
Arcadio Gutiérrez Zapico, Pablo de Juan García, Ana Padilla Moreno.
- 133** **Metodología para evaluación de interconexiones**  
Silvio Binato, Ricardo Perez, Lucas Okamura, Daniela Bayma, Igor Carvalho, Weslly Morais, Gabriel Cunha, João Pedro Bastos y Mario Pereira – PSR Soluções e Consultoria em Energia – Brasil.
- 167** **Actividades de la CIER para la promoción de la integración regional**  
Juan José Carrasco, Secretario Ejecutivo de la CIER.

### Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611\* / Fax:(+598) 27083193

Correo Electrónico: [secier@cier.org](mailto:secier@cier.org)

### Consejo Editor:

Claudio Bulacio, Juan José Carrasco, Jessica Kaufman, Marisol Arias, Dimas Carranza y Alberto Pérez Morón.

Foto de portada: Yacyretá, Entidad Binacional entre Argentina y Paraguay, Gentileza EBY Argentina - CACIER

Web: [www.cier.org](http://www.cier.org)



\*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.

# Catálogo de cursos cortos y programas de perfeccionamiento 2018



Podrás elegir entre más de 40 cursos cortos a distancia dictados por docentes calificados. Contemplamos las diferentes áreas del rubro energético:

**ÁREA CORPORATIVA**  
**ÁREA DE DISTRIBUCIÓN**  
**ÁREA DE GENERACIÓN**  
**ÁREA DE TRANSMISIÓN**  
**ÁREA DE COMERCIALIZACIÓN**

También podrás optar por alguno de nuestros 5 programas avanzados de perfeccionamiento con alta calidad técnica.

**PROGRAMA AVANZADO EN GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Inicio en febrero

**PROGRAMA DE PERFECCIONAMIENTO EN LA GESTIÓN DEL NEGOCIO DE LA TRANSMISIÓN DEL SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA**

Inicio en febrero

**PROGRAMA AVANZADO EN MOVILIDAD Y SMART CITIES**

Inicio en abril

**PROGRAMA AVANZADO EN REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Inicio en abril

**PROGRAMA DE PERFECCIONAMIENTO EN LA GESTIÓN DEL NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA**

Inicio en marzo

Conocé nuestro catálogo en [www.cier.org](http://www.cier.org)

**¡Reserve con tiempo su lugar y acceda a capacitaciones y especialistas de alto nivel en el sector energético!**

Por más información: [fvazquez@cier.org](mailto:fvazquez@cier.org)

## Quito fue sede del Seminario Internacional: La Sostenibilidad con Responsabilidad Social y Ambiental

Del 12 al 14 de julio, en Quito - Ecuador, se realizó el Seminario Internacional: *La sostenibilidad con responsabilidad social y ambiental, como estrategia empresarial del sector energético en América Latina*.

Contó con la participación de 18 conferencistas de gran experiencia y conocimientos técnicos de las empresas y organismos como Isagen-Colombia, Empresa de Energía de Bogotá-Colombia, Empresas Públicas de Medellín-Colombia, Itaipú-Brasil, Arconel-Ecuador, Cenace-Ecuador, Ministerio de Energía de Ecuador, Celec-Ecuador, Ceres, Abradee-Brasil, Elecaustro-Ecuador.



Seminario Internacional: La sostenibilidad con Responsabilidad Social y Ambiental, realizado del 12 al 14 de julio, en Quito, Ecuador

El evento fue organizado por la **CIER** y **ECUACIER** con gran nivel y atenciones a los asistentes de Panamá, Paraguay, Ecuador, Uruguay, Brasil y Colombia. En el marco del seminario se llevó a cabo el curso Relacionamento con los Stakeholders en la era Digital con importante asistencia internacional.

El **principal objetivo** fue el intercambio de experiencias y conocimientos sobre las oportunidades que el enfoque de la sostenibilidad ofrece para el sector energético en América Latina.

Al evento asistieron representantes de empresas asociadas, reguladores, administradores de mercado y organizaciones con interés en compartir experiencias, prácticas y conocimientos sobre el tema central del encuentro.

El encuentro presentó un nutrido programa con importantes exposiciones y paneles de discusión. A continuación, detallamos los aspectos a destacar:

- En septiembre de 2015, la comunidad mundial adoptó los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) para el 2030. **Por primera vez, la energía ocupó un lugar central en la agenda de desarrollo del mundo** con su ODS Número 7, cuyo objetivo es garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.
- **Los ODS son un llamado de la ONU** a los Estados, empresas, organizaciones y personas, para apoyar e impulsar en sus esferas de actuación el cuidado del espacio habitable, progreso y derechos de nuestra gente y sociedad. **Es así que las empresas del sector - un motor de desarrollo - están invitadas a trabajar en pos de esos ODS**, apoyando el crecimiento económico y generando bienestar en el largo plazo para las futuras generaciones.
- Para el sector eléctrico es importante **identificar cuáles de esos ODS impactan más a nuestra actividad y trabajar en ello apoyando**, ya sea éste el cambio climático, gestión integral del agua, conservación de la biodiversidad, fortalecimiento institucional, acceso a la energía, trabajo digno, etc.

**La región y su sector eléctrico están llevando acciones** que muestran un compromiso con varios **objetivos**:

- Somos una región con matriz energética eléctrica limpia en comparación con el resto del mundo. Del total mundial de producción de energía eléctrica, el 5,3% la genera Sudamérica y Centroamérica. 54% del consumo es de origen hidroeléctrico.
- La inversión en energías renovables no convencionales en la región ha experimentado tasas de crecimiento muy superiores al promedio del resto del mundo. Crecimiento Promedio en el quinquenio en MW Eólico en ALC es del 45%; en el Mundo 16%. Crecimiento Promedio en el quinquenio de MW Fotovoltaica en ALC es del 82%; en el Mundo 34%.
- La integración energética regional es un objetivo compartido por todos los países de la región y el interés exige continuar estudiando los aspectos técnicos, comerciales y regulatorios para un avance efectivo. Las energías renovables no convencionales potencian los beneficios de complementariedad validados por los proyectos de la CIER, cuando en décadas pasadas la matriz energética era una combinación de hidroelectricidad y térmica. Ahora, energía eólica, solar, biomasa e hidroelectricidad, apoyados por el vector gas, se complementan y amplían el horizonte de posibilidades de integración energética.



- Los esfuerzos de la región para ampliar su cobertura eléctrica han dado sus frutos. En su mayoría está muy cercano a una cobertura del 100%.
- La modicidad de la tarifa eléctrica en la región es una preocupación para aliviar la lucha contra la pobreza. En la gran mayoría de los países de la región se han implementado esquemas de tarifas para clientes residenciales de bajo poder adquisitivo y bajos consumos. De acuerdo al estudio de tarifas realizado por la CIER, las tarifas sociales en la región para consumidores de hasta 40 kWh/mes son un 50% menores que el promedio de la tarifa general.



Seminario Internacional: La sostenibilidad con Responsabilidad Social y Ambiental, realizado del 12 al 14 de julio, en Quito, Ecuador

La sostenibilidad ambiental y social en proyectos eléctricos ha sido un tema de gran avance en los últimos años, buscando responder al interés y necesidad a partir de un diálogo y responsabilidades compartidas por las partes. Algunos mensajes y destaques de los paneles de discusión, fueron los siguientes:

- Los aspectos normativos son un componente importante a la hora de la negociación socioambiental de impactos y beneficios, pero no son suficientes para lograr un proceso que asegure “inclusión” efectiva.
- Los espacios de participación pública dentro de los procesos de licenciamiento ambiental en algunos países no están bien definidos. El objetivo debe ser lograr un proceso más efectivo entre las partes. Es importante que antes de las audiencias públicas, la autoridad energética-ambiental eduque e informe a quienes van a participar de dicha audiencia de manera que se conozca sobre qué se va a discutir y resolver.
- Cogestión y autogestión son fundamentales para asegurar la viabilidad y sostenibilidad de los proyectos en la fase construcción y operación.
- Disponer de indicadores de impacto sobre logros ambientales y sociales contribuye a valorar y “hacer saber” los beneficios derivados de aplicar políticas y objetivos de sostenibilidad.

En cuanto al objetivo ODS sobre **trabajo decente**, se realizó una presentación sobre los resultados de la **Encuesta Regional de SST 2017** que confirma los hallazgos de ediciones anteriores sobre accidentalidad del personal contratado. Los estudios realizados indican una mayor tasa de accidentalidad para prestadores de servicios en régimen de contratación.

**En este sentido, es recomendación solicitar a las empresas agotar todos los esfuerzos a su alcance para eliminar la accidentalidad en todo su personal incluido a los contratistas.** El futuro debe ser “0” en accidentes fatales promoviendo a todo nivel el nuevo paradigma de gestión de prevención “Visión Cero” – sin accidentes fatales, bajo el principio de que todo accidente se puede prevenir.

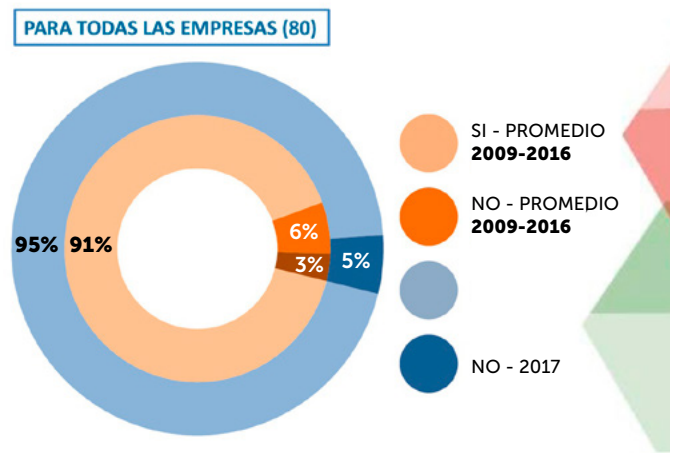
# CIER presentó la Encuesta Regional de Salud y Seguridad en el Trabajo 2017

Se realizó entre marzo y mayo y contó con la participación de 80 empresas de 12 países, de las cuales 54 informaron datos sobre personal contratista.

La Encuesta Regional de Salud y Seguridad en el Trabajo 2017 (SST) se realizó con el objetivo de conocer el nivel y evolución del tema en las empresas de CIER y así poder detectar los mejores resultados y compartir las Mejores Prácticas que realizan para lograr el bienestar de sus empleados.

La CIER destaca la participación de 80 empresas asociadas del sector eléctrico de América Latina, que voluntariamente se adhirieron a esta iniciativa como aporte fundamental para el desarrollo de las compañías. Así trabajan juntos en un camino que permite mostrar el esfuerzo que el sector realiza para lograr el bienestar de sus trabajadores, teniendo ahora la oportunidad de contar con una nueva herramienta de difusión dentro y fuera de la organización.

De las 80 empresas que participaron, 14 son de generación, 9 de transmisión, 36 de distribución y 21 integradas y administradores de mercado. Para realizar un análisis más profundo, se dividió el resultado de la encuesta en dos áreas de estudios. Por un lado **“Aspectos Generales”**, donde se analizaron las respuestas a las preguntas que son comunes a todas las subdivisiones dentro del sector eléctrico, entendiendo por ellas a Generación, Transmisión y Distribución.



**¿Dentro del Organigrama Institucional, existe un Departamento / Gerencia cuya función sea la de Administración de SST?**

Gráfico 1

La otra área fue **“Indicadores Proactivos y Reactivos de empresas que consideran en los mismos al Personal Propio y sus Contratistas por sector eléctrico”**. En este caso se analizaron los resultados de los índices calculados segmentando el apartado de acuerdo a los diferentes sectores que componen el rubro eléctrico.

Así, se desprende que 54 empresas comunican sus índices tanto para el personal propio como para el contratado y 26 empresas sólo tienen en cuenta el personal propio. Teniendo en cuenta los indicadores proactivos y de gestión, se puede apreciar a nivel macro regional que:

- 95% de las empresas gestionan la SST desde un departamento o gerencia específica.
- 71% de las empresas encuestadas han aplicado un Sistema de Gestión.
- 68% abarcan a sus contratistas en sus indicadores.
- 53% de las empresas aplicaron alguna técnica de comportamiento.

### Indicadores Proactivos - RESULTADOS

#### IRA - Índice de Rendimiento de Auditorías / Inspecciones

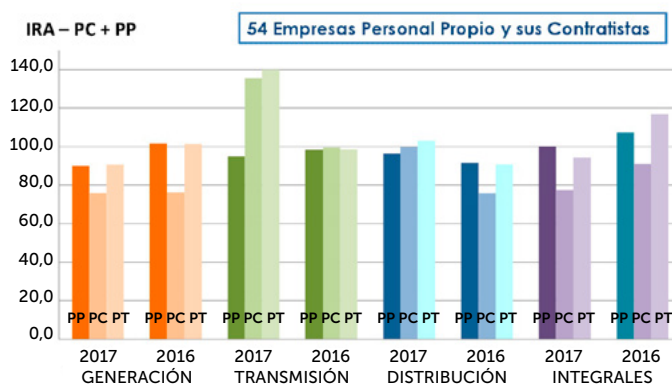


Gráfico 2

**La relación beneficio/costo de la Prevención para las empresas es de 2,2 por empleado y año.** En 2010, la Asociación Internacional de la Seguridad Social (AISS), el Seguro Social Alemán de Accidentes de Trabajo (DGUV) y la Institución del Seguro Social Alemán de Accidentes de Trabajo de los Sectores de la Energía, la Industria Textil, la Electricidad y los Productos Multimedia (BG ETEM) realizaron un estudio a nivel internacional sobre el “Cálculo del rendimiento internacional de la prevención para las empresas: Costos y beneficios de las inversiones en seguridad y salud en el trabajo”.

### Accidentalidad de personal contratado

La Encuesta Regional de Salud y Seguridad en el Trabajo 2017 confirma los hallazgos de ediciones anteriores sobre accidentalidad del personal contratado. Los estudios indican una mayor tasa de accidentalidad para prestadores de servicios en régimen de contratación. La presencia de contratistas en las instalaciones de la empresa influye en el proceso de trabajo y

Costos de prevención (para las empresas) Valor en EUR Por empleado y año		Beneficios de prevención (para las empresas) Valor en EUR Por empleado y año	
Equipamiento para protección personal	168	Ahorro de costos mediante prevención de incidencias	566
Orientación sobre tecnología de la seguridad y apoyo médico empresarial	278	Ahorro de costos mediante prevención del abandono y reducción del tiempo empleado en la puesta al día después de las incidencias	414
Medidas específicas de formación en prevención	141	Valor añadido producido por el aumento de la motivación y la satisfacción del empleado	632
Controles médicos preventivos	58	Valor añadido producido por un enfoque sostenido en la calidad y la mejor de la calidad del los productos	441
Costos organizativos	293	Valor añadido producido por innovaciones en el producto	254
Costos de inversión	274	Valor añadido producido por la mejora de la imagen corporativa	632
Costos de iniciación	123		
<b>Costo total</b>	<b>1334</b>	<b>Beneficio total</b>	<b>2940</b>
<b>Relación costo - beneficio 1 : 2,2</b>			

Tabla 1. Relación beneficios/costos de prevención por empleado, por año. Fuente: AISS

da lugar a situaciones de peligros y riesgos que hay que gestionar de forma integral. En este sentido, **la CIER solicita a las empresas que incluyan en los sistemas de gestión de SST los indicadores correspondientes al personal contratado y de todo servicio contratado.**

### Transformaciones socio-culturales

**Las transformaciones socio-culturales plantean nuevos retos** para la seguridad y salud de las empresas eléctricas. **Algunos de estos retos cambian los escenarios de trabajo, estrategias y acciones preventivas.** Se recomienda el seguimiento y atención con base en el contexto de cada país.

#### Indicadores Reactivos - RESULTADOS

**IFACE - Porcentual de accidentes de la forma Contacto con Electricidad. Esta forma es considerada una de las más frecuentes y potencialmente grave.**

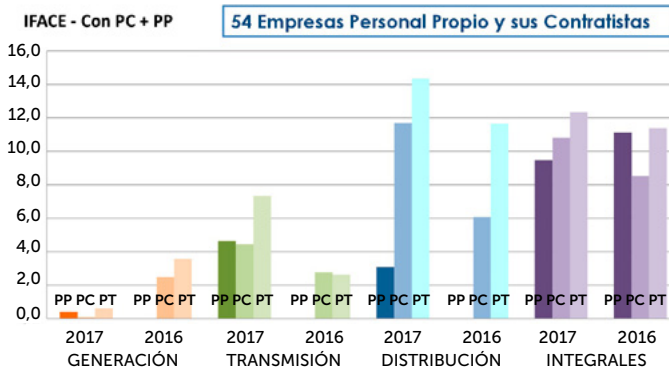


Gráfico 3

#### Indicadores Reactivos - RESULTADOS

**IFACV - Porcentual de accidentes de la forma Choque de Vehículo. Esta forma es considerada una de las más frecuentes y potencialmente grave.**

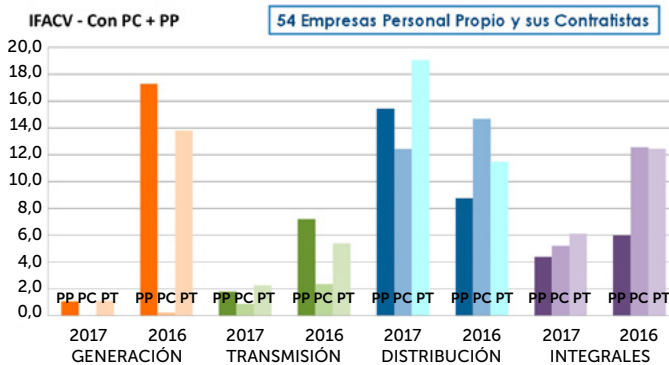


Gráfico 4

### Nuevos retos:

#### Factores de riesgos psicosociales

Son aquellas condiciones propias de la organización y parte fundamental de los elementos que determinan los contextos de trabajo y que pueden afectar la salud integral de las personas que allí se desempeñan. La afección a la salud de las personas se da por medio de mecanismos psicológicos y fisiológicos, los que se describen como estrés. Es importante evaluarlos para prevenir el aumento de enfermedades mentales en el ámbito laboral y promover una organización del trabajo más saludable.

#### Uso de nuevas tecnologías

Un cambio en el modelo de crecimiento económico mundial sobre energías limpias cambia el escenario para los especialistas en prevención. En particular, hay nuevas tecnologías con implicancias en la forma de trabajar, protocolos de seguridad, equipamiento, entrenamiento y capacitación:

- a) Transmisión con corriente continua.
- b) Instalación de paneles fotovoltaicos.
- c) Infraestructura para el desarrollo y alimentación del vehículo eléctrico.

En el caso de corriente continua para vehículos, el desafío se dará por la operación que realizarán personas comunes poco acostumbradas a manejar instalaciones eléctricas fuera del control de las empresas eléctricas sin supervisión, en rutas públicas u hogar, con instalaciones precarias.

## El futuro – Visión zero

El futuro debe ser “0” accidentes fatales. Promover a todo nivel el nuevo paradigma de gestión de **prevención Visión Zero**: sin accidentes fatales, bajo el principio de que todo accidente se puede prevenir.

### Las 7 reglas de la Visión Zero:

1. Asumir liderazgo en salud y seguridad por parte de los altos directivos.
2. Identificar los riesgos y desarrollar estrategias de prevención.
3. Definir metas y desarrollar programas para alcanzarlos.
4. Desarrollar sistemas de gestión y organizarse.
5. Utilizar equipamiento seguro y que proteja la salud de los trabajadores.
6. Mejorar las competencias y conocimientos de los equipos de trabajo.
7. Motivar a los colaboradores para un compromiso de participación para la salud y seguridad e invertir en ellos.

## Pasos a seguir

- Crecer incorporando a más empresas dentro de la muestra del benchmarking.
- Difundir el benchmarking 2017 a organismos de crédito/financieros; entidades ligadas a la seguridad social.
- Desarrollar un taller para trabajar sobre una **Guía de Referencias para el control de contratistas** con el objetivo de mejorar los indicadores de AFT.
- Fomentar el trabajo sobre técnicas de estudios de comportamiento.
- Desarrollar los temas de seguridad vial y seguridad frente a contactos con electricidad con el objetivo de bajar los indicadores de estos aspectos.
- Incrementar la incorporación de los aspectos de los factores psicosociales.

## Sugerencias para las próximas Encuestas Regionales de SST 2017

Se sugiere firmemente la necesidad de apoyar estos estudios con eventos anuales de intercambio de experiencias, discusión de casos de accidentalidad, para así promover la asistencia de los responsables principales de las empresas, de manera que se incluya como mensaje principal y en la agenda de reuniones convocadas por la Alta Gerencia, los temas de Salud y Seguridad. **Se reafirma el concepto de que la Alta Gerencia debe asumir el liderazgo en salud y seguridad.** Por último, se hace mención a la necesidad de trabajar con más foco en la reducción de accidentes causados por vehículos y la necesidad de que la encuesta de SST, en futuras ediciones, brinde más información sobre la caracterización de los accidentes.

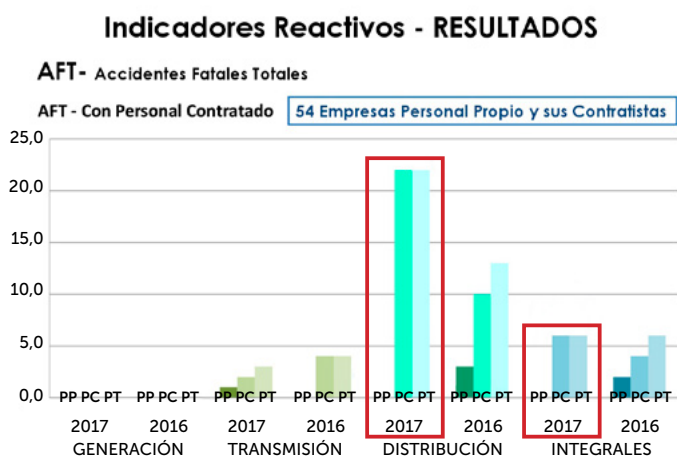


Gráfico 5

# Síntesis Informativa Energética de los países de la CIER



La CIER publicó una nueva edición de la **Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER**, informe anual que presenta la evolución de las principales estadísticas energéticas en América del Sur, América Central y República Dominicana.

Consultando dicho documento se accede a información vinculada a los principales indicadores del sector energético, como ser:

- Potencia, generación y consumo de electricidad
- Participación de las energías renovables en el mercado eléctrico
- Demanda máxima de potencia

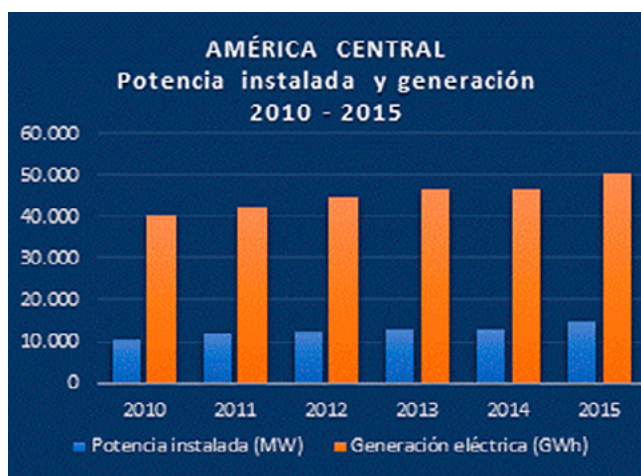
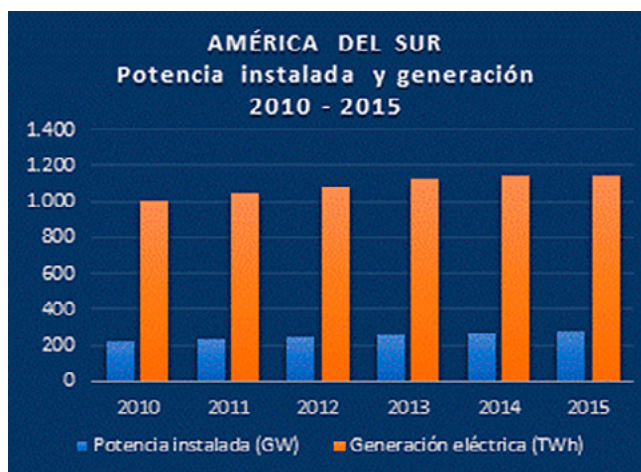
- Consumo de electricidad en los sectores residencial, comercial e industrial
- Niveles de electrificación
- Longitud de líneas de transmisión
- Intercambios de energía entre países
- Centrales e interconexiones eléctricas internacionales
- Red de gasoductos y reservas de gas natural

La Síntesis Informativa Energética se ha transformado a lo largo de sus ediciones, en una herramienta fundamental para el análisis de la situación y evolución del sector energético latinoamericano.

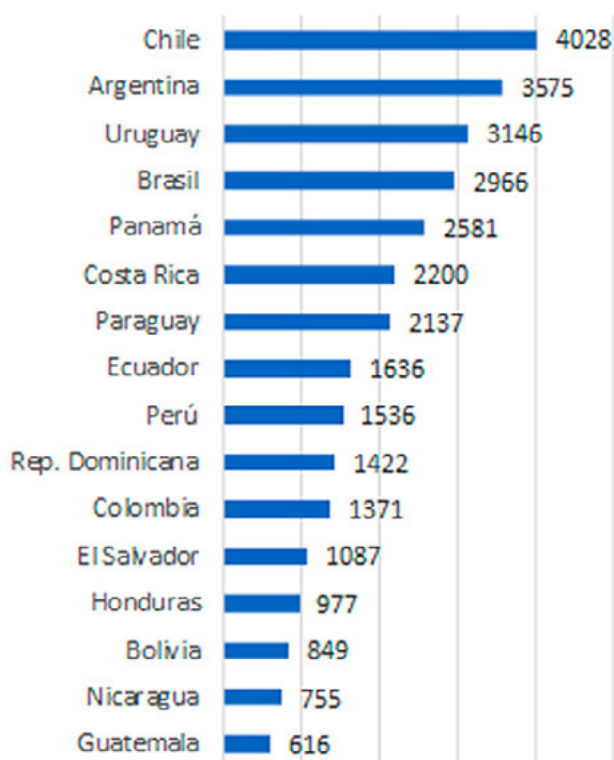
## Indicadores energéticos

En la evolución de indicadores de los últimos años, analizando el **período 2010 – 2015, América del Sur** tuvo un incremento anual promedio de 4,2% en su **potencia instalada**, alcanzando los 279 GW en 2015. En relación a la generación hubo un aumento de 2,7% promedio anual, llegando en 2015 a los 1.145 TWh generados.

Para **América Central**, entre 2010 y 2015 hubo un aumento anual promedio de 6,9% en la **potencia instalada**, alcanzando los 14.840 MW en 2015. En relación a la generación, el aumento fue del 4,5% anual promedio para el mismo período, con una **generación** de 50.269 GWh en 2015.



### Consumo por habitante en 2015 (kWh/hab.)



En relación al **consumo por habitante** <sup>(1)</sup>, Chile representa el país con mayor consumo eléctrico per cápita en la región, con 4.028 kWh/habitante en 2015. En América Central el consumo por habitante en 2015 fue liderado por Panamá (2.581 kWh/habitante) y Costa Rica (2.200 kWh/habitante).

Costa Rica, Uruguay y Paraguay se destacaron por superar el 90% de generación eléctrica a partir de **fuentes renovables** en 2015.

Sobre los **intercambios de energía** durante el año 2015, y excluyendo los intercambios con México, el país con mayor inyección de energía en América Central fue Guatemala (68%) y el mayor retiro lo realizó El Salvador (61%). En el mismo año en América del Sur el mayor exportador fue Paraguay (93% de las exportaciones realizadas en América del Sur) a través de las dos binacionales que lo vinculan a Brasil (Itaipú) y Argentina (Yacypetá), y Brasil se constituyó como el mayor importador de energía con una participación del 78% de las importaciones realizadas en América del Sur.

<sup>(1)</sup> No se dispone de información de consumo en Venezuela.

### Acceso y mayor información:

Las empresas miembros de la CIER pueden acceder a la publicación completa de la **Síntesis Informativa Energética en los países de la CIER** registrándose en la **web [www.cier.org](http://www.cier.org)** y accediendo al área de PUBLICACIONES - ESTADÍSTICAS.

Por mayor información y consultas:  
Sra. Virginia Féola [vfeola@cier.org](mailto:vfeola@cier.org)

# Encuesta Regional de Calidad de Gestión de los Recursos Humanos

Como todos los años, desde 2013, la CIER publicó y compartió los resultados de la Encuesta Regional de Calidad de Gestión de los Recursos Humanos en Empresas Eléctricas 2017.

El objetivo de este estudio es obtener información y comparar la situación y estrategia de gestión de RRHH. Esta encuesta da a conocer datos demográficos, diseño organizativo, estrategia y nivel de impacto de las prácticas. Incluye conclusiones respecto a las principales fortalezas, aspectos a mejorar, debilidades y recomendaciones.

En esta edición 2017 participaron 35 empresas públicas, privadas y capitales mixtos de 11 países, en los negocios de Distribución, Generación y Transmisión.

Algunas de las principales conclusiones del estudio a destacar, son las siguientes:

- 97 % de las empresas gestionan las relaciones laborales a través de convenios colectivos.
- 95 % de las empresas cuentan con procesos de formación y selección formalizados, con responsables del área que utilizan diversas técnicas durante estos procesos.
- 97 % de las empresas ubican al área de RRHH como diferenciada dentro de la empresa y con tareas propias y complejas.
- 97 % de las empresas han diseñado un modelo de organización acorde al tipo de negocio.

## Fortalezas

- 74 % de las empresas cuentan con plantillas conformadas por personas de todas las edades y con antigüedad mayor a dos años.
- Alto grado de estabilidad laboral. 81 % de las empresas tienen una tasa de rotación inferior al 10%.
- 83 % de las personas que trabaja en las empresas del sector eléctrico, cuentan con nivel de educación secundario.

## Debilidades

- 50 % de las empresas cuentan con mujeres en posiciones directivas.
- Bajo porcentaje de personas con estudios universitarios de grado y posgrado completos.
- 50 % de las empresas cuentan con gestión del talento como práctica clave de retención y desarrollo de las personas.



- 37 % de las empresas no tienen planificación y preparación de los cuadros de reemplazo.
- Alta variación en cuanto a la cantidad de horas de formación que reciben los empleados. 50 % de las empresas por debajo del promedio de horas CIER.
- Aplicar la evaluación del desempeño a todos los niveles de la organización. Solo en el 17 % de las empresas el alcance es a todas las personas.
- Implementar modelos de gestión por competencias con alcance a todos los procesos de RRHH. 17 % de las empresas aún no cuentan con dicho modelo de gestión.

### Oportunidades

- Diversificar los programas de remuneraciones y beneficios de modo de atender a las necesidades de las distintas generaciones existentes en la empresa. 37 % de las empresas incluyen una oferta que considera tanto las necesidades de las personas como la importancia para la empresa.
- Formación continua como estrategia de desarrollo del talento.

### Amenazas

- La propuesta de Valor de Empleo está basada en pocos atributos (remuneración) y no es comunicada: baja atraktividad de estas empresas respecto a otros sectores productivos.
- Imposibilidad de concretar los desafíos identificados como prioridades en la agenda de RRHH en prácticas y acciones específicas.

**V CONGRESO  
CIER DE LA ENERGÍA**

“Energía sostenible para todos en el entorno de una sociedad inteligente”

[WWW.CONGRESOCIER2017.COM](http://WWW.CONGRESOCIER2017.COM)

28 Nov al 1 Dic  
2017  
Plaza Mayor  
Medellín, Colombia  
Convenciones y  
Exposiciones

UN EVENTO  
SEMANA DE LA  
ENERGÍA  
LA ENERGÍA

Organizan  
crier  
cocier

# Construyendo interconexión global de energía en América Latina



Reunión con autoridades de GEIDCO el pasado mes de junio.

## Encuentro entre CIER y GEIDCO: pasos en pro de la Interconexión Global de Energía

La Organización Mundial de Cooperación y Desarrollo de la Interconexión Energética (GEIDCO por su sigla en inglés), con sede permanente en Beijing, China, es una organización internacional no gubernamental y sin fines de lucro entre firmas, asociaciones, instituciones e individuos dedicados a promover el desarrollo sostenible de energía, en todo el mundo. Desde su formación en 2016, se compromete a promover el establecimiento de un sistema de Interconexión Global de Energía (GEI),

para satisfacer la demanda mundial de energía de una manera limpia y verde para servir al desarrollo sostenible de la humanidad.

En el mes de junio, autoridades de GEIDCO se reunieron en CIER con su Secretario Ejecutivo, Sr. Juan José Carrasco, para iniciar las conversaciones que promuevan a futuro una Interconexión Global de Energía.

Luego de la presentación y exposición del concepto de *Interconexión Global de Energía* por parte de GEIDCO, se avanzó sobre importantes temáticas vinculadas a la integración y cooperación de la región, y del mundo, en el rubro energético. Los principales puntos tratados en el encuentro fueron:

- Establecer la conexión con: la Comisión Económica para América Latina y el Caribe; las principales organizaciones internacionales en el área eléctrica de Sudamérica; y los ministerios de energía de los países involucrados en el sistema de interconexión eléctrica de Sudamérica.
- Exponer la situación actual de explotación de energía limpia en América del Sur.
- Conocer los proyectos de potencial interconexión entre América del Sur y América del Norte, y entre países sudamericanos.
- Analizar la posibilidad de cooperación en materia de explotación de energía limpia en el marco de una interconexión regional entre países o entidades sudamericanas y GEIDCO.
- Comunicar sobre la planificación e investigación de las interconexiones eléctricas de América del Sur.
- Y discutir sobre las oportunidades de cooperación en la planificación y la investigación.

## El 26 de setiembre se firmó en Beijing-China, el primer acuerdo de cooperación entre CIER y GEIDCO

En el entendido de que ambas organizaciones poseen visiones convergentes sobre un desarrollo energético sostenible, se fortalece la cooperación entre CIER y GEIDCO para promover conjuntamente la implementación de interconexiones en la región, realizar acciones para el intercambio de conocimiento tecnológico y mejores prácticas para el desarrollo del sector energético, así como difundir informaciones, noticias, eventos e iniciativas que colaboren con el logro de dichos objetivos.

Con esta intención, CIER y GEIDCO han resuelto celebrar el presente convenio marco de cooperación técnica, con el siguiente objeto:

- **A largo plazo:** acuerdan realizar asistencias técnicas recíprocas para ejecutar proyectos, informes y/o estudios específicos, la viabilidad económica, el modelo de negocio y el marco político para la interconexión

eléctrica transfronteriza entre los países CIER. Así como generación de conocimiento capacitación, conferencias, talleres y eventos en general, para lo cual se establecerán los grupos de trabajo requeridos. Asimismo, se comprometen a difundir las actividades de las respectivas asociaciones entre sus asociados.

- **A corto plazo:** CIER, incluyendo sus sucursales, respalda la iniciativa GEI y acepta unirse a GEIDCO con pleno acceso a técnicos, expertos y recursos de investigación de GEIDCO. CIER está dispuesto a ayudar a GEIDCO a aumentar la influencia y aumentar la membresía en los países miembros de la CIER. GEIDCO está dispuesta a facilitar el desarrollo de energía renovable y la interconexión de energía con los países regionales para el CIER y sus sucursales.

## Seminario para el Desarrollo de Cinturones y Carreteras: un nuevo avance en la integración energética regional

El Seminario *Desarrollo de Cinturones y Carreteras* se realizó el pasado 29 de junio en Río de Janeiro (Brasil). El mismo tuvo como objetivos: - implementar la iniciativa "The Belt and Road" y la estrategia de integración energética en América del Sur; - promover la interconexión energética en Sudamérica; y - construir una nueva plataforma de cooperación para mejorar la conectividad en esta región.

El evento se centró en facilitar el diálogo interactivo sobre la cooperación internacional en materia de políticas energéticas, los desafíos económicos y tecnológicos, y las oportunidades para la promoción de la interconexión energética mundial.

Más de 60 delegados de gobiernos, empresas, institutos de investigación y organizaciones internacionales de China, Brasil, Chile, Uruguay y Ecuador, asistieron a la reunión. Los delegados debatieron en profundidad sobre la cooperación futura de energía e interconexión de infraestructura de energía, comercio de energía transfronteriza, desarrollo de energía limpia y proyectos de interconexión dentro de la región.

El discurso de apertura del seminario, estuvo a cargo de importantes autoridades: el Embajador de China en Brasil, Sr. Li Jinzhang; el Asesor Especial del Ministro de Minas y Energía de Brasil, Sr. Guilherme Wehb Syrkis; el Secretario Ejecutivo de CIER, Sr. Juan Carrasco; el Secretario General Adjunto de GEIDCO, Sr. Cheng Zhiqiang; y el Director Financiero de Eletronbras, Sr. Armando Casado de Araujo.

El Embajador Li Jinzhang expresó que espera que GEIDCO pueda servir como plataforma interna-

cional compartiendo experiencias y promoviendo el diálogo y la cooperación entre las organizaciones regionales, latinoamericanas y GEIDCO. Destacó la importancia de una planificación y coordinación estratégica para la interconexión eléctrica transfronteriza, y el facilitar la implementación de proyectos mediante la aplicación del fondo de cooperación industrial para América Latina.

El Sr. Cheng Zhiqiang instó a los participantes a fortalecer la cooperación en tres aspectos: - Primero, difundir el concepto de *Interconexión Global de Energía* para servir a los intereses comunes del pueblo sudamericano; - Segundo, promover la conectividad de la infraestructura energética en América del Sur, para lograr el desarrollo coordinado de energía eólica, solar, e hidroeléctrica; - y Tercero, aprovechar la plataforma GEIDCO para promover el desarrollo y la implementación de proyectos de *Interconexión Global de Energía* en América del Sur.



Seminario Desarrollo de Cinturones y Carreteras realizado el pasado 29 de junio en Río de Janeiro, Brasil.

El Sr. Carrasco, Secretario Ejecutivo de CIER, señaló que el potencial de interconexión de la red eléctrica de América del Sur es enorme y que la capacidad de interconexión crecerá varias veces y requerirá coordinación y planificación general de interconexión interregional transnacional. Llamó a los gobiernos, a las empresas y a las organizaciones

internacionales a dar gran importancia a la aplicación de una *Interconexión Global de Energía* en América del Sur.

Por su parte, Eletrobras tiene una experiencia exitosa en la interconexión de la red, y el Sr. Casado de Araujo expresó la disposición de la empresa para tomar la iniciativa en la promoción de la interconexión entre Brasil y los países vecinos de la red.

Los participantes coincidieron en que la interconexión energética mundial traerá nuevas oportunidades para el desarrollo de la energía limpia y el desarrollo de la interconexión de la red en América del Sur. Se espera la cooperación en la coordinación de políticas, la planificación de la investigación, la innovación tecnológica, la ejecución de proyectos entre los países de América del Sur, para lograr el desarrollo de una red energética en esta región.

## El contexto de América Latina y la idea de “construir una red global de energía”

por Juan Carrasco, Secretario Ejecutivo de CIER

La CIER - Comisión de Integración Energética Regional - nació en 1964 como una organización cuyo objetivo fundacional es el desarrollo del sector eléctrico. Luego este concepto se amplió al sector energético general y a la promoción de la integración eléctrica, así como al compartir conocimiento y mejores prácticas entre sus 250 asociados que abarcan la Generación, Trasmisión, Distribución, Comercialización, Operación de Sistemas y Mercados, y Regulación de la Energía.

Actualmente, Latinoamérica presenta desafíos para su desarrollo y la energía eléctrica está íntimamente ligada al mismo. En este sentido, Latinoamérica debe resolver cubrir un crecimiento de la demanda entre el 2,5 y 4% anual en promedio, utilizando sus importantes recursos renovables y no renovables en forma óptima y amigable con el medio ambiente. Debe aprovechar su posición privilegiada en cuanto a una matriz de generación eléctrica limpia y avanzar en

descarbonizar algunos usos de transporte, calefacción y enfriamiento.

Este proceso debe lograr:

- Cubrir al año 2030 más de 1800 TWh de energía eléctrica, lo que implica agregar en el entorno de 35 TWh/año.
- En particular, 3500 TWh para el año 2050 (mix óptimo) y una potencia firme que cubra el pico de demanda.
- La seguridad de suministro (muy baja probabilidad de restricción, temporal, bajo %).
- Acceso universal a fuentes modernas de energía y sus usos.
- Precios razonables y asequibles para los sectores productivos y residenciales que permitan la competitividad de productos y servicios a nivel global.

- Sustentabilidad económica empresarial eliminando subsidios e internalizando costos sociales.
- Sustentabilidad ambiental con productos y servicios de baja huella de carbono.

La importancia de la integración en Latinoamérica radica en que resolver estas cuestiones de forma independiente, mediante soluciones de autoabastecimiento, por ejemplo, no es una forma segura para los países y es ineficiente.

Debemos recordar que los países tienen recursos financieros limitados y que invertir de sobremanera en un sector o buscar soluciones ineficientes limitará los recursos destinados a otras áreas como la salud, la enseñanza y otras infraestructuras de comunicaciones, como carreteras, puertos, etc. Sería un mal uso desde el punto de vista social, una pérdida de valor y retrasaría el desarrollo.

En un mundo que se encuentra globalizado en cuanto aspectos económicos y climáticos, y vive a gran velocidad cambios tecnológicos, poblacionales y sociales, no es acorde perder tiempo y malgastar recursos. Entonces, evaluando este contexto es que a nuestro entender, la integración o interconexiones energéticas:

- Contribuyen a la seguridad del suministro, facilitando funciones de apoyo entre sistemas vecinos complementarios. Son el respaldo instantáneo más significativo a la seguridad de suministro para gestionar las

variabilidades de los recursos y las condiciones de emergencia.

- Disminuyen las necesidades de inversiones en el sector y lo hacen más eficiente reduciendo costos.
- Facilitan los intercambios comerciales de energía, aumentando la competencia al aprovechar las diferencias de precios de la energía en los sistemas eléctricos interconectados.
- Permiten optimizar el uso de los recursos energéticos de una región rica, pero con una distribución no uniforme.
- Permiten monetizar recursos que hasta hace 10 años era impensado usarlos en gran escala, como la energía del viento y el sol, generando riqueza para los países.
- Proporcionan un mejor aprovechamiento de las energías renovables.
- Indirectamente, generan relaciones y cultura para el desarrollo colaborativo en otras áreas que favorecen al crecimiento de la región.

Por todas estas razones, es que vemos con beneplácito esta iniciativa de interconexión energética a nivel global. Iniciativa que la CIER ha venido promoviendo hace 53 años a nivel regional. Asimismo, nos parece adecuado el camino propuesto de integración a nivel de continentes para el año 2030 e intercontinentales para el año 2050.

# Hacia una integración argentino-chilena

## Argentina y Chile: un caso de integración energética que se adapta a las necesidades

Teniendo presente que la integración energética es sumamente importante por los beneficios que trae para todos los que participan -como el uso eficiente de los recursos primarios y financieros, garantizar mayor continuidad energética y avanzar hacia una matriz más limpia aprovechando el potencial en energías renovable que tiene la región- la Argentina y Chilese encuentran en una posición ventajosa para integrarse, por las interconexiones existentes, por su geografía y por la búsqueda de sus líderes de realizar proyectos que beneficien a ambos países.



Central Salta de TermoAndes S.A., ubicada en la Provincia de Salta, en el noroeste de Argentina.

Recientemente, se destacan reuniones que se han realizado entre autoridades de la Argentina y de Chile. Así es que el Ministro de Energía de Chile, Andrés Rebolledo y el Ing. Alejandro Sruoga, Secretario de Energía Eléctrica de Argentina, Vicepresidente de CIER y Presidente del CACIER, han trabajado en conjunto en diversos encuentros con la finalidad de lograr que se vuelva a constituir el Comité Chileno de la CIER.

Durante los últimos años, Argentina y Chile han sabido integrarse de muchas formas y la cuestión energética ha ido ajustándose a las necesidades de cada uno en determinadas coyunturas. Durante la década de 1990, la Argentina llegó a exportar a Chile casi 22 millones de metros cúbicos por día de Gas Natural Licuado (GNL). Años después, en el 2016, se invirtió este proceso y el exportador pasó a ser importador.

Por sus necesidades y sus posibilidades actuales, ambos países aprovecharon la infraestructura existente para continuar con la integración energética. Durante 2016, Chile exportó a Argentina 101 GWh de electricidad y 361 millones de metros cúbicos de GNL. De ellos, 86 millones fueron transportados por el gasoducto Norrandino y 275 millones a través de GasAndes, ambos construidos originalmente para que Argentina le enviara gas a Chile.



Chile exporta el gas natural que recibe desde dos plantas regasificadoras de GNL que se encuentran en Mejillones (norte) y en la bahía de Quinteros (en la costa central) y que le permiten al país tener plena autonomía en el suministro, pues adquiere el hidrocarburo en los mercados internacionales.

En cuanto a la electricidad, estos países tienen una línea de interconexión abastecida por la central TermoAndes. Se trata de una central a gas natural de ciclo combinado que tiene una potencia instalada de 643 MW y está ubicada en la provincia argentina de Salta. La energía que produce se puede inyectar tanto al Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile como al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Con esto se ha vuelto realidad el intercambio energético entre ambos países.

Por otro lado, existe actualmente el proyecto del Túnel Aguas Negras, que conectará a la Argentina y a Chile por debajo de la Cordillera de Los Andes y del que se espera que incluya también un tendido eléctrico.

Argentina y Chile han marcado un liderazgo respecto a la integración. A partir de los cambios económicos

y políticos que vivieron ambos países y de los esfuerzos de ambos gobiernos es que se pudo alcanzar esta lógica de integración que aprovecha la infraestructura existente y las posibilidades de cada país. Así, se puede ver un compromiso que se sustenta en alcanzar un desarrollo regional equilibrado.

### Gasoducto Gasandes

El gasoducto GasAndes es un gasoducto de 463 kilómetros que transporta gas natural entre la localidad argentina de La Mora, en la provincia de Mendoza y la comuna chilena de San Bernardo, en las afueras de Santiago.

### Gasoducto Norandino

Empezó a operar en 1999. En su sentido original, se extendía desde la planta compresora de Pichanal (Salta) hasta María Elena (Atacama).

Su tubería atraviesa la cordillera de los Andes por la zona de Jama, con 380 kilómetros en Argentina y otros 400 en Chile.

### Central Termoandes

La usina inició sus operaciones en 1999 y cuenta con capacidad para generar 643MW con tres turbinas (2 turbogas, 1 vapor).

Está ubicada en Salta, en el noroeste de Argentina. Se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de una estación transformadora de 345/132 kV y también a través de una estación transformadora de 345/500 kV.



# Integración energética. Aprendizajes del proceso boliviano

## Autor

Joaquín Rodríguez Gutiérrez, Presidente  
Ejecutivo - Empresa Nacional de Electricidad

El proceso de integración energética y todos los aspectos relacionados a este tema no son nuevos en Sudamérica, las experiencias que muchos países han tenido en este ámbito, han permitido avances importantes y significativos.

Las experiencias adquiridas, en algunos casos positivas y en otros no tanto, han permitido el desarrollo de proyectos energéticos de gran trascendencia, especialmente asociados a proyectos de generación hidroeléctrica y proyectos binacionales de gran envergadura, líneas de transmisión de gran capacidad y otros, logrando el aprovechamiento de los recursos energéticos existentes en un país para beneficio propio y de otros países.

Este proceso también ha demostrado que independientemente de los acuerdos iniciales, ha sido necesario efectuar algunos ajustes en el camino que permitan un beneficio equilibrado entre las partes. Este aprendizaje ha posibilitado que el proceso integracionista considere otros aspectos que probablemente hasta ese

momento no fue necesario revisar (o no se tenía una idea clara de su incidencia), para generar normativa adecuada, que posibilite una sana convivencia entre los diferentes esquemas que regulan esta actividad.

Las experiencias positivas, por supuesto, han generado el interés de otras regiones o países con el fin de lograr resultados similares. Por su parte las experiencias no tan positivas han generado alertas y mecanismos para desarrollar este tipo de políticas, usando métodos de análisis más minuciosos y prudentes, a fin de no ser parte de estas estadísticas.

Exceptuando la construcción de los gasoductos a Brasil y Argentina, se ha podido evidenciar que las iniciativas para este proceso integracionistas no consideraban a Bolivia como un actor importante, probablemente por la falta de interés de nuestras entonces autoridades, traducidas en la ausencia de políticas claras, lo que determinó que nuestro país quede al margen de cualquier iniciativa de la región, no obstante, el importante potencial energético con el que cuenta.

Esta situación ha permanecido así hasta hace un par de años atrás, oportunidad en la que se planteó la posibilidad de convertir a nuestro país en un actor importante de la región bajo el eslogan BOLIVIA CORAZÓN ENERGÉTICO DE SUDAMÉRICA,

aprovechando su ubicación geográfica privilegiada y el importante potencial gasífero y especialmente hidroeléctrico, que aún hoy, no obstante, las inversiones que se están realizando, son poco aprovechados. Adicionalmente, la reducción de los costos de la tecnología para la producción de electricidad a partir de fuentes renovables y las tendencias proteccionistas del medio ambiente, han puesto en boga el aprovechamiento de éste tipo de fuentes, muy especialmente la solar y eólica.

Este cambio en la política energética de Bolivia ha implicado un cambio radical en las actividades del sector eléctrico, ya que se pasó de un escenario en el que la mayor aspiración era garantizar el suministro de electricidad para el mercado interno, a otro en el que además se apuesta a mediano plazo a convertir al sector eléctrico en un pilar de la economía boliviana, y tener una participación proactiva y protagónica en el ámbito internacional.

Para los que conocemos el desarrollo de este sector en Bolivia, las preguntas serían: ¿Cuál es el motor generador de este cambio? ¿Por qué antes no se hizo esto?, si el potencial energético del país es conocido hace décadas y como sector participamos de diferentes iniciativas de integración desde hace muchos años atrás. La respuesta a estas preguntas es que Bolivia hoy cuenta una visión de largo plazo basada en una sólida estabilidad política y económica que poco a poco han permitido consolidar a este sector como una pieza fundamental en el crecimiento económico actual y futuro del país.

Marcado el objetivo, se vienen trabajando en los diferentes ámbitos para lograr consolidar a Bolivia en un actor importante en materia energética en la región. En este contexto, se ha encargado a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) la búsqueda de alternativas de interconexión eléctrica, el desarrollo de proyectos de generación que permitan contar con excedentes exportables, la identificación de oportunidades, la identificación de potenciales energéticos, el desarrollo de mapas energéticos, la identificación de corredores de interconexión y por supuesto una activa participación en escenarios internacionales difundiendo estos aspectos y de manera particular la nueva política energética.

En este desafío, hemos identificado tres actores importantes: los actores técnicos que generan las ideas, las evalúan y desarrollan, transformando las ideas en proyectos, los actores políticos que construyen los puentes de confianza entre Bolivia y nuestros vecinos y los actores privados cuya interacción con los otros actores permitirá hacer tangibles los objetivos. Esta comprensión ha permitido que hoy Bolivia haya logrado avances que sin duda hace unos años atrás eran considerados lejanos e incluso utópicos.

Hoy lo cierto es que el camino trazado, ha permitido a Bolivia cambiar paradigmas, convirtiendo a nuestro país en un actor importante en la región, en cuanto a integración eléctrica se refiere, mediante la construcción de espacios de análisis y discusión que en un futuro próximo nos permitirán alcanzar los planes y objetivos.

# Visión de la Integración Energética en América del Sur como respuesta a los intereses energéticos nacionales

## Autora

Solange Méndes G. Ragazi David, Vicepresidenta del Consejo de Administración de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE – Brasil

Email: [solange.david@ccee.org.br](mailto:solange.david@ccee.org.br)

## Resumen

En este trabajo se presenta el análisis de situaciones relacionadas con los intereses nacionales de Estados en el contexto de la integración energética de América del Sur, con características regionales, económicas y sociales distintas. Se observará la motivación de los Estados y cómo ocurre ese proceso de integración y la búsqueda de aprovechamiento de recursos energéticos más allá de las fronteras nacionales, considerando la energía eléctrica, el gas y el petróleo.

Este tema es relevante cuando se discute el modelo de integración energética y se busca mayor entendimiento sobre su actual estado, cuáles son las mayores preocupaciones y lo que cada Estado busca de forma aislada o de forma integrada entre sí, en términos energéticos.

En este amplio escenario de análisis, se constata que, en la búsqueda de objetivos comunes entre los Estados, como el fortalecimiento de la infraestructura y el desarrollo económico y social, se toman diversas acciones, como la creación de organismos multilaterales, la firma de tratados internacionales, así como la participación de instituciones de fomento.

En este trabajo, la evaluación sobre los intereses nacionales en el contexto de la integración energética se concentra en algunos aspectos específicos, como son los intereses propios de cada estado, esquemas de participación de empresas públicas y / o privadas en la estructuración y ejecución de algunas actividades (financiamiento, actuación técnica, soporte logístico o de infraestructura, etc.), indicación de políticas de fomento y convergencias y divergencias de intereses de los Estados.

La ampliación de la preocupación por la integración energética en América del Sur puede ser comprobada con el análisis de diversas iniciativas desarrolladas a lo largo de las últimas décadas.

## Introducción

En los últimos años, la discusión sobre la integración energética en América del Sur se ha ampliado y pasó a exigir una manera diferenciada de analizar la cuestión y en general sus múltiples repercusiones e impactos sobre el desarrollo económico y social de los Estados.

En la Carta Social de las Américas, aprobada en la segunda sesión plenaria de la Asamblea General de la Organización de los Estados Americanos (OEA), celebrada el 04.06.2012 en Cochabamba, Bolivia, se reafirmó el firme propósito y compromiso de los países americanos en "*combatir, con urgencia, los graves problemas de la pobreza, la exclusión social y la desigualdad, que afectan de manera distinta a los países del Hemisferio, de afrontar sus causas y consecuencias, y de crear condiciones más favorables para el desarrollo económico y social con igualdad con el fin de promover sociedades más justas*".

También se reafirmó el "*valor de la solidaridad y de la cooperación interamericanas para promover el desarrollo económico, social y cultural de los pueblos de las Américas*". Para este fin, en el artículo 2 de la Carta consta que "*La promoción y la observancia de los derechos económicos, sociales y culturales son inherentes al desarrollo integral, al crecimiento económico con igualdad y a la consolidación de la democracia en los Estados del Hemisferio*" <sup>(1)</sup>.

En este escenario se inserta el análisis de los propios intereses nacionales y su motivación para la integra-

ción energética en América del Sur, en razón de la importancia y reconocimiento del papel del sistema energético para el desarrollo sostenible, incorporando el análisis de las diferentes fuentes energéticas, de las interrelaciones entre ellas, y el papel de los Estados en la estructuración de políticas energéticas.

Cuando se aborda la integración energética en América del Sur, la primera constatación es que se dispone de diversos y abundantes recursos naturales en sus diferentes regiones, según los bloques regionales considerados. Lo que, por un lado, facilita la integración, por otro lado, diversas son las situaciones económico-sociales, las estrategias y las políticas pensadas por los Estados, lo que puede representar dificultad de convergencia entre los intereses considerados.

Así, el análisis del tema implica la reflexión sobre aspectos históricos, económicos, sociales, ambientales y políticos, en la medida en que todos ellos influyen en la adopción de uno u otro mecanismo para la integración energética, como la firma de tratados y la estructuración de organismos internacionales con la participación de los países, principalmente en bloques regionales.

Conforme a los objetivos definidos por los Estados, se constata que algunos organismos internacionales tienen iniciativas más amplias, mientras que otros tienen iniciativas específicamente orientadas hacia la integración energética.

## Integración Energética

### Aspectos generales

Para fines de este trabajo, se considera la integración energética como aquella que representa la existencia

<sup>(1)</sup> Carta Social de las Américas: [http://www.oab.org/pt/centro\\_informacao/default.asp](http://www.oab.org/pt/centro_informacao/default.asp), acceso 02.12.2013.

de interconexiones de infraestructura entre los países, preferentemente de forma permanente, con el objeto de compartir recursos naturales, como la construcción de una hidroeléctrica binacional o de un gasoducto, con la definición de relaciones transfronterizas entre los participantes.

Las relaciones temporales o provisionales, por otro lado, pueden ser consideradas interconectadas, con características un poco diferenciadas, como ocurre en el caso de exportación de energía eléctrica, de forma interruptible, como consecuencia de determinadas situaciones de mercado verificadas en el país importador o en el exportador.

Inicialmente, se identifica que la energía es por naturaleza propensa a la integración, en la medida en que su generación en general se deriva de la utilización de recursos naturales, ubicados en regiones que pueden superar los límites de las fronteras de los países; la explotación de recursos naturales para la generación de energía puede exigir elevadas inversiones, tecnología y *know-how*, lo que puede ser compartido entre los países; puede haber una estacionalización natural en la explotación de los recursos, como en el caso de la energía hidroeléctrica dependiente del régimen hidrológico, y de la energía eólica dependiente de la existencia de vientos en mediciones específicas. Estos aspectos incentivan la integración energética, con miras a la búsqueda de economía de escala, complementariedad, mayor eficiencia y mejor aprovechamiento de los recursos.

Otro componente a ser observado es la sostenibilidad ambiental, que debe ser buscada de forma permanente. La utilización de las energías renovables puede minimizar los impactos medioambientales y la tecnología puede permitir que puedan aprovecharse como combustibles alternativos (alcohol, combustibles), en la producción de calor y electricidad (energía eólica, solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas), pasando a constituir una fuente convencional de generación energética.

Bajo la óptica del consumidor, se puede afirmar que la integración energética o la interconexión transfronteriza representa un medio de acceso a un *"servicio energético más eficiente, con mejor calidad y con menor incertidumbre para el abastecimiento"*<sup>(2)</sup>, además de representar una mejora en la condición de la vida, pues el acceso a la energía puede representar un factor impulsor del desarrollo y un indicador del Índice de Desarrollo Humano (IDH)<sup>(3)</sup>.

### América del Sur

América del Sur con un área total de aproximadamente 17.850.000 km<sup>2</sup> (casi el 12% de la superficie terrestre), está formada por doce Estados: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela.

A pesar de poseer intereses y particularidades diversas, además de estrategias distintas para atender sus necesidades energéticas<sup>(4)</sup>, se puede afirmar que los países

<sup>(2)</sup> UDAETA, M.E.M.; BURANI, G.F.; FAGÁ, M.T.W.; OLIVA, C.R.R.; "Análise Estrutural e Transfronteiriço para Integração Energética na América do Sul". São Paulo, SP, Brasil.

<sup>(3)</sup> Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo - PNUD, Informe del Desarrollo Humano 2013, <http://hdr.undp.org/en/media/HDR13%20Summary%20PT%20WEB.pdf>, acceso em 28.11.2013.

<sup>(4)</sup> En particular, en Brasil, de proporciones continentales, se verifica la preocupación interna con la integración, tratada de forma especial en la legislación brasileña, a partir de la Constitución Federal, en razón de la preocupación con el necesario desarrollo económico y social, a efectos de reducción de las desigualdades actualmente existentes, en términos regionales y locales, considerando que el país posee 5 regiones y 27 unidades federativas (26 Estados y el Distrito Federal).

de América del Sur han buscado ampliar la disponibilidad de recursos energéticos como una de las bases para el desarrollo económico y social, a ser analizada también de forma global.

Además de diversas cuestiones comerciales, muchas de ellas tratadas en el estudio de la Federación de las Industrias del Estado de São Paulo (2013), relevantes raíces socioeconómicas están presentes en el desarrollo de proyectos de integración energética, como señala Oxilia Davalos <sup>(5)</sup>.

En términos de producción de energía en América Latina y el Caribe, en la **figura 1** se encuentra la indicación de las fuentes de generación de energía existentes: carbón y derivados, petróleo crudo, gas natural, hidráulica, nuclear, biomasa y residuos.

De forma objetiva, del análisis de la **figura 1** se verifica que los diversos recursos energéticos se concentran en mayor o menor grado en las varias áreas que forman la región, lo que indica que innumerables pueden ser los beneficios obtenidos con la integración para

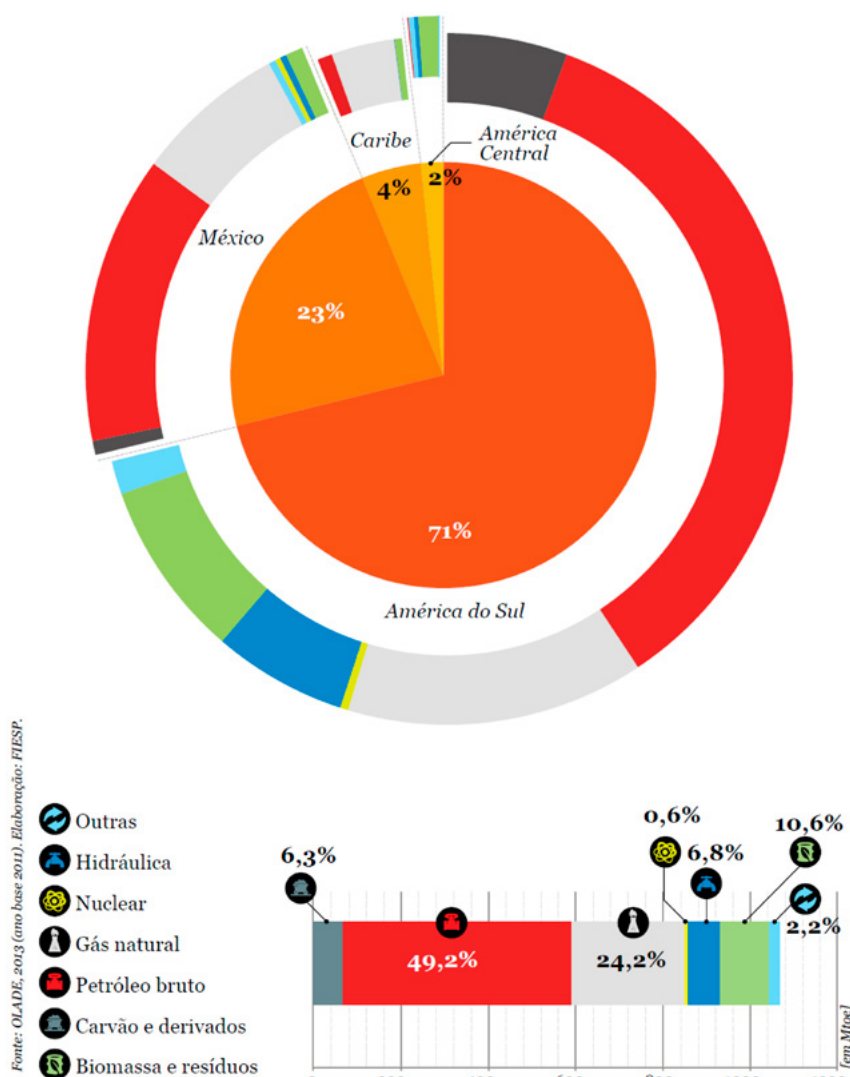


Figura 1. Gráfico Producción de energía en América Latina y el Caribe. Fuente: FIESP, A Regulação do Comércio Internacional de Energia, 2013.

<sup>(5)</sup> Tesis de doctorado de Victorio Enrique Oxilia Davalos ("Raízes Socioeconômicas da Integração Energética na América do Sul: análise dos projetos Itaipu, Gasbol e Gasandes"), disponível em <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-16082010-184420/pt-br.php>, acesso em 26.11.2013.

la explotación de estos recursos de forma optimizada, compartiendo infraestructura y conocimiento técnico, además de minimizar costos de implantación y operación de las instalaciones.

Particularmente en América del Sur, se verifica la predominancia de la producción del petróleo crudo en Venezuela. Brasil debe pasar a tener destaque en la producción de petróleo a partir de la explotación de las reservas petroleras en la capa pre-sal. En segundo lugar, se encuentra la producción de gas natural, siendo Bolivia su mayor productor. A continuación, se encuentra el carbón, teniendo como mayor productor en la región a Colombia. En cuarto lugar, se destaca la energía hidráulica, predominante en Brasil. Por último, la biomasa, los residuos y otras fuentes se explotan, con niveles menores en la participación de la producción total de energía.

## Intereses nacionales en la Integración Energética

### Aspectos generales

En los últimos años se ha comprobado que los escenarios energéticos de los países han cambiado. De hecho, inmediatamente después de la Segunda Guerra Mundial (1939 a 1945) había una preocupación básica con el aumento de la seguridad energética en razón de cuestiones político-estratégicas vinculadas a la seguridad nacional.

De forma resumida, los intereses nacionales en la integración energética son los siguientes:

a. mejor aprovechamiento de los recursos naturales, relacionado con políticas ambientales adoptadas por los países involucrados;

- b. búsqueda de ventajas de economía de escala y de la sinergia derivada de la complementariedad de fuentes de generación de energía, como la eléctrica, teniendo como ejemplo la preservación de la generación hídrica en períodos de sequía y la utilización de otras fuentes, como la eólica;
- c. reducción de costos de expansión y operación de los sistemas energéticos, con reflejos en la modicidad arancelaria de los servicios de energía eléctrica, gas y suministro de petróleo;
- d. fortalecimiento político-estratégico de los países con la ampliación de su autonomía y seguridad energética, lo que presenta reflejos en discusiones de cuestiones de soberanía nacional;
- e. desarrollo económico y social, con la ampliación del acceso a la energía, lo que también presenta reflejos en el Índice de Desarrollo Humano - IDH.

De hecho, se verifica que algunas otras cuestiones se sumaron a la preocupación por la seguridad nacional, como la sostenibilidad, la preservación del medio ambiente, el desarrollo económico y social, con la búsqueda de una mejor distribución de la renta, lo que tiene una relación directa con el mismo, el acceso a la energía o la llamada "universalización del acceso" - el consumo de energía per cápita puede ser un indicador social de desarrollo, por influir en los niveles de renta, educación, salud, expectativa de vida y confort, como apuntan innumerables estudios.

En términos de IDH, se verifica de los datos de la ALADI base 1980-2001 (**figura 2**) que sólo Chile, en América del Sur, alcanzó el valor máximo en el período. Chile y Venezuela se destacan en el levantamiento del consumo de energía por habitante, según datos de la CIER base 2011 (**figura 3**).

## ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO

PAÍS	1980	1990	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Argentina	0,669	0,697	0,749	0,765	0,773	0,780	0,786	0,788	0,794	0,797
Bolivia	0,507	0,560	0,612	0,649	0,650	0,645	0,651	0,656	0,660	0,663
Brasil	0,549	0,600	0,665	0,692	0,695	0,700	0,705	0,708	0,715	0,718
Chile	0,630	0,698	0,749	0,779	0,780	0,789	0,796	0,798	0,802	0,805
Colômbia	0,550	0,594	0,652	0,675	0,683	0,691	0,697	0,702	0,707	0,710
Cuba	...	0,677	0,681	0,725	0,745	0,759	0,767	0,770	0,773	0,776
Equador	0,591	0,636	0,668	0,695	0,698	0,702	0,714	0,716	0,718	0,720
México	0,593	0,649	0,718	0,741	0,748	0,755	0,761	0,762	0,767	0,770
Panamá	0,628	0,660	0,718	0,740	0,745	0,752	0,758	0,760	0,765	0,768
Paraguay	0,544	0,572	0,612	0,635	0,639	0,643	0,650	0,651	0,662	0,665
Peru	0,574	0,612	0,674	0,691	0,697	0,704	0,712	0,714	0,721	0,725
Uruguai	0,658	0,686	0,736	0,748	0,755	0,764	0,769	0,773	0,780	0,783
Venezuela	0,623	0,629	0,656	0,692	0,706	0,720	0,730	0,732	0,734	0,735
ALADI	...	0,627	0,685	0,710	0,716	0,722	0,728	0,731	0,736	0,739
CAN	0,559	0,602	0,657	0,680	0,686	0,692	0,699	0,703	0,708	0,711
MERCOSUL	0,573	0,617	0,679	0,703	0,707	0,713	0,718	0,721	0,728	0,731
Países ALBA (1)	...	0,632	0,657	0,692	0,703	0,712	0,721	0,723	0,726	0,728
Aliança do Pacífico	0,584	0,636	0,700	0,722	0,729	0,736	0,743	0,745	0,750	0,753
Países UNASUL (1)	0,575	0,618	0,675	0,700	0,705	0,711	0,717	0,720	0,726	0,729

Sombreados: a cor celeste indica o valor máximo e laranja, o valor mínimo.

Fonte: Indicadores Internacionais de Desarrollo Humano, PNUD.

Última atualização: junho 2012

(1) Inclui somente os países do grupo que também são membros da ALADI.

Figura 2. IDH Comparativo 1980/2011. Fuente: ALADI, Estadísticas, acceso el 30.11.2013, disponible en <http://www.aladi.org/nsfaladi/indicado.nsf/vvindicadoreswebP/Indice%20de%20Desarrollo%20humano>.

PAIS		1990	1995	2000	2005	2010	2011
Argentina	MW	14.966	18.511	26.357	28.292	32.847	33.810
	GWh	47.074	62.809	81.601	97.473	127.263	129.869
	kWh/hab	1.459	1.882	2.438	2.871	3.367	3.427
Bolivia	MW	525	709	1.268	1.379	1.645	1.682
	GWh	1.901	2.792	3.879	4.896	6.970	7.219
	kWh/hab	284	378	468	521	697	711
Brasil	MW	49.603	55.497	67.713	92.865	112.399	117.135
	GWh	211.328	261.060	324.936	405.100	515.799	532.871
	kWh/hab	1.554	1.886	2.142	2.402	2.821	2.891
Chile	MW	4.426	5.949	10.370	13.006	16.954	18.423
	GWh	18.398	28.027	41.268	52.483	61.608	65.278
	kWh/hab	1.051	1.763	2.748	3.358	3.648	3.815
Colombia	MW	8.312	10.156	12.581	13.348	13.289	14.419
	GWh	33.877	41.908	42.296	50.430	56.925	58.620
	kWh/hab	1.058	1.088	983	1.058	1.209	1.212
Ecuador	MW	1.717	2.465	3.348	3.567	5.143	5.232
	GWh	6.361	8.405	10.612	13.404	19.509	20.544
	kWh/hab	589	734	839	1.147	1.408	1.486
Paraguay	MW	6.178	6.933	8.166	8.116	8.818	8.818
	GWh	27.158	41.607	53.210	51.047	53.956	57.625
	kWh/hab	641	890	1.044	1.212	1.627	1.752
Perú	MW	2.842	3.196	6.070	6.200	8.613	8.556
	GWh	9.558	13.080	19.923	25.510	35.908	38.702
	kWh/hab	444	558	776	937	1.223	1.307
Uruguay	MW	1.909	2.108	2.115	2.030	2.667	2.677
	GWh	7.244	6.252	7.365	7.566	9.887	9.535
	kWh/hab	1.521	1.934	2.386	2.518	2.838	2.929
Venezuela	MW	18.014	18.161	21.233	21.769	24.882	25.754
	GWh	56.196	70.672	89.488	105.230	116.716	122.897
	kWh/hab	2.837	3.226	3.697	3.940	4.002	4.152
América del Sur	MW	108.492	123.685	159.221	191.713	227.257	236.506
	GWh	419.095	536.923	674.578	818.279	1.004.541	1.043.160
	kWh/hab	1.422	1.674	1.946	2.208	2.564	2.636

Figura 3. Evolución potencia de generación instalada, energía eléctrica generada y consumo / habitante. Fuente: CIER, Síntesis informativa Energética de los Países de la Cier Estadísticas, acceso el 30.11.2013, disponible <http://www.cier.org.uy/d06-sie/2012/sieCIER2012.pdf>.



Así, se puede afirmar que los intereses de los Estados de América del Sur tienen carácter transfronterizo, pues todos los países convergen en la búsqueda de mejores alternativas, a menores costos y de forma eficiente, que posibiliten la ampliación de la seguridad energética, lo que constituye elemento esencial para su desarrollo económico y social.

Por otro lado, hay diferentes enfoques para superar dificultades de los sistemas energéticos, en razón de las distintas realidades observadas en los doce países de América del Sur.

En un país en que haya crecimiento de la demanda y necesidad de cumplimiento de políticas ambientales puede ser ampliada la preocupación con el autoabastecimiento y la búsqueda de fuentes renovables de energía. En el caso de Brasil, por ejemplo, se han promovido diversas subastas de energía eléctrica cuyos resultados han ampliado la participación de plantas eólicas en la matriz, como se verifica de los resultados de las subastas divulgadas por la ANEEL y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE <sup>(6)</sup>.

La mayor participación de la generación hidroeléctrica en algunos países, a pesar de ser positivo, también es un factor de riesgo, debido a sequías y/o cambios climáticos, en que el régimen de lluvias puede ser alterado a lo largo del tiempo, afectando eventual previsibilidad de esa fuente de energía. Esta situación también es una preocupación que puede dar lugar a la búsqueda de la integración energética entre los países para compartir recursos.

Las cuestiones ambientales, como la discusión de la explotación del gas y del petróleo, también pueden influir en los países en la definición de sus estrategias de actuación en la búsqueda de la seguridad energética y en la forma de integración con otros países.

Otras cuestiones sociales, como la preservación de los derechos de los indígenas y/o de los pueblos afectados con la construcción de centrales hidroeléctricas, representan otro elemento de gran importancia cuando los países buscan definir su forma de actuación en lo que se refiere a las fuentes de energía.

Otro aspecto relevante a considerar es que, ante las diversas cuestiones que impactan las estrategias de los países en la búsqueda de su autonomía y ampliación de la seguridad energética, las actividades de planificación y regulación han ampliado su espacio en la actuación de los países. Algunos países desarrollan iniciativas propias, como las siguientes:

- a. En Colombia, hay una unidad administrativa especial (UPME) vinculada al Ministerio de Minas y Energía, responsable de definir las necesidades energéticas del país y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de expansión del sector eléctrico, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.
- b. En Brasil, la Empresa de Investigación Energética - EPE, creada en 2004, tiene la finalidad de elaborar estudios de mediano y largo plazo que subsidien la definición de políticas energéticas, considerando energía eléctrica, gas y petróleo, incluyendo biocombustibles. La EPE es responsable de la elaboración del Plan Decenal de Energía Eléctrica - PDE, Plan Nacional de Energía - PNE y Balance Energético Nacional - BEN, además de la identificación y cuantificación de potenciales de recursos energéticos y soporte en las articulaciones para aprovechamiento energético de ríos compartidos con países limítrofes.
- c. En el ámbito de la UNASUR - Unión de Naciones Suramericanas, la creación del Consejo de Infraestructura y Planificación - Cosiplan es un recono-

<sup>(6)</sup> Datos disponibles en: <http://www.aneel.gov.br> e <http://www.ccee.org.br> (Infoleilões).

cimiento de la importancia de la planificación para la adopción de acciones que integren a las naciones, en lo que se refiere a los recursos energéticos y su explotación compartida por los países.

## Iniciativas de integración energética

Cuando se trata de la integración energética en América Latina, se verifica que diversas son las iniciativas con esa finalidad específica o con un objetivo más general, pero que incluyen aspectos que se refieren o auxilian en la integración energética. En general, estas iniciativas se refieren a los siguientes temas:

- a. Organismos internacionales
- b. Tratados internacionales bilaterales o tripartitos
- c. Acuerdos, protocolos o memorandos de intención
- d. Programas y proyectos
- e. Autorizaciones específicas - ad hoc (por ejemplo, exportación).

## Organismos internacionales

Los organismos internacionales pueden ser divididos en continentales, englobando los países de América Latina y los regionales, relacionados a los países de América del Sur.

Como organismos continentales se destacan la ALADI - Asociación Latinoamericana de Integración, la OLADE - Organización Latinoamericana de Energía, la CIER - Comisión de Integración Energética Regional, la ARPEL - Asociación Regional de Empresas de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles en América Latina y el Caribe.

Como organismos específicos de América del Sur, sobre los cuales se presentarán breves comentarios a continuación, se destacan la Unión de Naciones Sudamericanas - UNASUR; la Comunidad Andina de Naciones - CAN y el Mercado Común del Sur - MERCOSUR.

## UNASUR

La UNASUR, creada en 2008, tiene como países miembros a Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. Son miembros observadores Panamá y México.

La UNASUR busca impulsar la integración regional en materia de energía, salud, educación, medio ambiente, infraestructura, seguridad y democracia. Se anhela la construcción de una identidad regional, la eliminación de la desigualdad socioeconómica, la inclusión social y la participación ciudadana, el fortalecimiento de la democracia y la reducción de las asimetrías en el marco del fortalecimiento de la soberanía e independencia de los países miembros.

La integración energética es vista como estratégica para promover la seguridad energética, teniendo como base la conjunción de los siguientes principios contenidos en el Consenso de Guayaquil y en las Declaraciones de Cuzco (2004), Caracas (2005), Cochabamba (2006) y Margarita (2007): a) cooperación y complementación; b) solidaridad entre los pueblos; c) respeto a la soberanía ya la autodeterminación de los pueblos; d) el derecho soberano a establecer los criterios que aseguran el desarrollo sostenible en la utilización de los recursos na-

turales renovables y no renovables, así como a administrar la tasa de explotación de dichos recursos; e) integración regional en busca de la complementariedad de los países y el uso equilibrado de los recursos para el desarrollo de sus pueblos; f) respeto a los modos de propiedad que utiliza cada Estado para el desarrollo de sus recursos energéticos; g) integración energética como una herramienta importante para promover el desarrollo social y económico y la erradicación de la pobreza; h) universalización del acceso a la energía como un derecho del ciudadano; i) uso sostenible y eficiente de los recursos y el uso potencial de la energía de la región; y j) articulación de las complementariedades energéticas para disminuir las asimetrías existentes en la región <sup>(7)</sup>.

En el ámbito de la UNASUR se instituyó el Consejo Energético Sudamericano para el desarrollo de iniciativas de integración energética regional, así como el Consejo de Infraestructura y Planificación - COSIPLAN.

El Consejo Energético Sudamericano desarrolló como documentos relevantes las Directrices para la Estrategia Energética Sudamericana y el Plan de Acción para la Integración Energética Regional. Hay varias orientaciones que apuntan al alcance de la integración energética sudamericana, entre ellas la promoción de la seguridad del abastecimiento energético de la región y el mantenimiento de los acuerdos bilaterales o regionales y subregionales existentes y la negociación de futuros acuerdos.

El COSIPLAN, creado en 2009 como una medida que buscaba la mejor coordinación y planificación de los proyectos de integración física, lo que fue buscado por la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana - IIRSA, lanzada en el año 2000 en reunión de los doce presidentes de América del Sur, ocurrida en Brasilia. En el estudio de la FIESP, la IIRSA poseía un carácter más técnico y firmó asociación con algunas instituciones financieras de la región, para el desarrollo de innumerables proyectos en las áreas de transporte, energía y comunicaciones, como abordado en este trabajo.

La UNASUR buscó la adopción de una visión más estratégica y política, con mayor apoyo a las actividades para la integración de la infraestructura física regional, redefinición de la matriz de proyectos y priorización de aquellos más relevantes para el fortalecimiento y la integración, además de fuentes efectivas de financiamiento público a las obras necesarias en la región.

Entre los años 2012 y 2022, se prevé la ejecución de 88 proyectos y obras de diversos sectores y subsectores de la cartera de proyectos de COSIPLAN, siendo que dos de ellos son relevantes para el sector de energía: (a) Proyecto 13, Eje CAP, Línea de Transmisión 500kv (Itaipú - Asunción - Yacyretá), cuyo beneficiario será Paraguay, obra por un valor aproximado de US \$ 255 millones; y (b) Proyecto 25, Eje MCC, Gasoducto del Noreste Argentino, cu-

<sup>(7)</sup> Principios disponibles en: <http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/UNASUR%20-%20Un%20espacio%20que%20-completo.pdf>, acceso em 28.11.2013.

yos beneficiados serán Argentina y Bolivia, por un valor aproximado de US\$ 1.000 millones.

## Comunidad Andina - CAN

En 1969, a través del Acuerdo de Cartagena, del 26 de mayo, cuatro países formaron el llamado Pacto Andino: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. En 1997 se cambió el nombre por Comunidad Andina de Naciones - CAN, con el objetivo de ampliar la unión del bloque sudamericano para la integración y la cooperación económica. Se adoptó una Agenda Estratégica Andina - AEA, teniendo la integración energética como estratégica para el desarrollo.

La CAN ha adoptado varias medidas para la ampliación de la integración energética, entre ellos el plan de implementación que definió como lineamientos estratégicos del sector: intercambio de informaciones y de experiencias en cooperación hidrocarbonífera, mineral e hidroeléctrica; institucionalización de los temas asociados a la integración - interconexiones eléctricas y de gas natural; ampliación de la seguridad energética y preservación del medio ambiente; fomento del uso de energías renovables; y facilitar procesos de integración energética, incluido el comercio de electricidad y la interconexión entre sistemas de gas natural <sup>(8)</sup>.

## MERCOSUR

El MERCOSUR es uno de los organismos internacionales más comentados en América del

Sur, en razón del amplio objetivo de creación de un mercado común de libre comercio, con la adopción de una política comercial común, la coordinación de políticas macroeconómicas y sectoriales y la armonización de legislaciones. El gran marco del MERCOSUR es el Tratado de Asunción, firmado el 26.03.1991 entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. Venezuela integró el bloque a partir de 2012. Bolivia, que hoy es Estado Asociado (como Chile, Perú, Colombia y Ecuador) deberá ser el sexto miembro pleno, conforme protocolo de acceso firmado en 2012.

En 2000, el sector de energía fue definido como uno de los puntos clave del Programa de Acción del MERCOSUR hasta ese año, por lo que se definieron los siguientes objetivos: armonización de legislación ambiental; optimización de la producción y generación de energía eléctrica; y el uso racional de la energía y la producción de energías renovables.

En el ámbito del MERCOSUR, se destacan las iniciativas: (a) Subgrupo de Trabajo en Energía (SGT n° 09); (b) Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR - FOCESUR; (c) términos adoptados por los Estados Partes en el Acuerdo marco sobre la Complementación Energética regional, en vigor desde 2010; (d) el Plan de Acción en Biocombustibles; y (e) la decisión del MERCOSUR sobre la aplicación del principio de libertad de tránsito entre los Estados Partes.

En particular, en cuanto al SGT N ° 09, éste produjo algunas directrices y resoluciones que

<sup>(8)</sup> Disponible en: <http://www.comunidadandina.org/Seccion.aspx?id=71&tipo=TE&title=energia>, acceso em 28.11.2013.

se adoptaron en el MERCOSUR, como el Memorando de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica, en 1998. En cuanto al gas natural, se aprobó el Memorando de Entendimiento Relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera entre los Estados Partes del MERCOSUR.

En el Memorando sobre integración eléctrica, el principio básico es garantizar el libre comercio de energía eléctrica con el objetivo de promover el desarrollo del proceso de integración regional en el sector, como asegurar condiciones competitivas en el mercado de generación de electricidad sin la imposición de subsidios que puedan alterar las condiciones de competencia; garantizar la no discriminación entre productores y consumidores, independientemente de su ubicación geográfica; permitir el intercambio de datos e información sobre los mercados, incluso en tiempo real, necesarios para coordinar la operación física de las interconexiones y la contabilización para la comercialización; garantizar el libre acceso a la capacidad remanente de las instalaciones de transmisión independientemente de la nacionalidad, destino de la energía o carácter público o privado de las empresas, respetando las tarifas reguladas para su uso; asegurar la transparencia de las operaciones y el libre acceso a la información de los sistemas eléctricos, de los mercados y de sus transacciones; garantizar el suministro de electricidad, entre otros.

En cuanto al FOCEM, ese tiene como objetivo principal la reducción de asimetrías entre los países miembros, especialmente en lo que se refiere al financiamiento de proyectos. Se busca promover la convergencia estructural; desarro-

llar la competitividad; promover la cohesión social, en particular de las economías menores y regiones menos desarrolladas, y apoyar el funcionamiento de la estructura institucional y el fortalecimiento del proceso de integración del MERCOSUR.

Además, por el Acuerdo Marco de Complementación Energética Regional, que entró en vigor el 26.02.2010 (firmado el 09.12.2005 por Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay, Chile, Colombia, Ecuador y Venezuela), se busca contribuir al desarrollo el avance en la integración energética regional en materia de sistemas de producción, transporte, distribución y comercialización de productos energéticos, a fin de garantizar los insumos energéticos y de generar condiciones para minimizar los costos de operaciones comerciales de intercambio de energía entre los países.

El Acuerdo establece que las partes deben observar los siguientes aspectos para profundizar la integración energética: intercambio comercial de hidrocarburos (especialmente petróleo y gas); interconexión de las líneas de transmisión eléctrica; interconexión de redes de gasoducto y otros hidrocarburos; cooperación en la explotación, explotación, extracción e industrialización de los hidrocarburos; y fuentes de energías renovables y energías alternativas.

Por último, en el ámbito del MERCOSUR, se adoptó el Principio de la Libertad de Tráfico, aprobado en junio de 2011, por el cual las mercancías y los medios de transporte terrestre y fluvial gozarán de libertad de tránsito dentro del territorio de los Estados Partes del MERCOSUR, con inspiración en las normas

del GATT y de la ALADI. Se considera en tránsito las mercancías y medios de transporte "cuando el paso por ese territorio constituya solamente una parte de un viaje completo que comienza y termina fuera de las fronteras del Estado Parte por cuyo territorio se realice".

### Iniciativas bilaterales o tripartitas

Como iniciativas bilaterales o tripartitas de integración se destacan los tratados existentes entre los países que posibilitan la implantación de infraestructura compartida para la explotación de los recursos naturales, involucrando energía eléctrica, gas y petróleo, como se indica a continuación.

En el área de la energía eléctrica se deben citar los siguientes tratados bilaterales:

- a. Salto Grande, iniciado por medio de la Acta del 13 de enero, y 1938, firmado entre Argentina y Uruguay que posibilitó la construcción de la Usina de Salto Grande;
- b. Itaipú - Tratado firmado en 1973 entre Brasil y Paraguay, que posibilitó la construcción de la Usina de Itaipú. También se produjo la institución de la Empresa Itaipú Binacional, coordinada por los dos países para la generación y la comercialización de energía eléctrica, lo que es hecho por medio de la Administración Nacional de Electricidad - ANDE, por el lado paraguayo, y por las Centrales Eléctricas Brasileiras SA - Eletrobras, del lado brasileño.
- c. Yacyretá - Tratado firmado en 1973 entre Argentina y Paraguay, que posibilitó la construcción de la

Usina de Yacyretá. También se instituyó la Empresa Binacional Yacyretá.

En lo que se refiere al gas y el petróleo, se citan las siguientes iniciativas:

- a. Acuerdo Urupabol - 1963-1976, 2006: Uruguay, Paraguay y Bolivia
- b. Acuerdo Gasbol - 1958 - Acuerdo de Roboré: Bolivia y Brasil
- c. Proyecto Gran Gasoducto del Sur - 2005: Argentina, Brasil y Venezuela. Paralizado desde 2007.
- d. Tratado Oppegasur - 2007 - proyectos: Venezuela, Argentina y Bolivia.

En el caso del Gasoducto Bolivia-Brasil - Gasbol, su construcción fue definida en la década de 1990, pero desde los años 30s Bolivia y Brasil ya negociaban la compra y venta de petróleo y de gas natural. Para la implantación del proyecto, hubo la necesidad de adoptar un régimen de flexibilización del monopolio estatal del petróleo en Brasil, lo que ocurrió vía Enmienda Constitucional N° 6, de 1995, después de lo cual se firmaron los contratos para la ejecución de la obra. Las dos empresas responsables del transporte del gas son: en Brasil, la Transportadora Brasileña Gasoducto Bolivia-Brasil S.A. - TBG, y en Bolivia, Gas Transboliviano - GTB.

Con la importación de gas por Brasil, ese combustible puede ser dirigido a diversas actividades económicas, como industrias de cerámica, vidrio, alimentos y bebidas, papel y celulosa, metalurgia, química, petroquímica. Además de ser un combustible fósil más limpio y libre de la necesidad de formación de stocks, se verifica que esa fuente energética también es más económica, lo que puede generar beneficios para aquellos que lo consumen.

### Formas de integración energética

En lo que se refiere a las formas de integración energética, se puede afirmar que estas se dividen en dos: la integración permanente y la integración temporal o interrumpible, teniendo como principal característica la existencia o no de infraestructura de largo alcance y la conexión específica de acuerdo con los mercados y las condiciones de cada país en términos de abastecimiento energético.

#### Integración permanente

La integración permanente ocurre con la implantación de infraestructura caracterizada por interconexiones de gran alcance, como ocurre en los siguientes casos:

##### a. Usinas hidroeléctricas

En América del Sur, actualmente, existen tres grandes centrales hidroeléctricas en operación: Itaipú, Yacyretá y Salto Grande, citadas anteriormente. La usina de Itaipú es, actualmente, la mayor usina hidroeléctrica del mundo en generación de energía conforme datos divulgados por la propia Itaipú. Con 20 unidades generadoras y 14.000 MW de potencia instalada, proporciona cerca del 17,3% de la energía consumida en Brasil y el 72,5% del consumo paraguayo <sup>(9)</sup>.

También se debe registrar la existencia de estudios y proyectos para implantación de nuevas plantas, como el proyecto Brasil-Perú, para implantación de cinco usinas en la Amazonia peruana; y el pro-

yecto Brasil-Bolivia, para la implantación de la Usina Cachuela Esperanza.

##### b. Líneas de transmisión de energía eléctrica

En términos de líneas de transmisión de energía eléctrica, son varias las actualmente existentes: Itaipú - 4 líneas entre Brasil-Paraguay; Argentina-Brasil; Brasil-Venezuela; Chile-Argentina; Paraguay-Argentina-Chile; Bolivia-Chile; Brasil-Uruguay; Argentina-Paraguay-Brasil; Perú-Ecuador; Bolivia-Perú.

##### c. Gasoductos

En cuanto a las interconexiones gasíferas, existen varias de ellas en América del Sur, la mayoría con origen en Argentina. Entre Argentina y Chile existen ocho gasoductos: Bandurria, Condor-Posesión, GasAndes, Gaspacifico, Gasatamaca, Norandino y Dungeness. Entre Brasil y Bolivia existe el Gasbol. El gasoducto Urupabol es compartido entre Uruguay, Paraguay y Bolivia. Además de estos, existen innumerables otros, incluso proyectos.

En cuanto a Gasbol, ese gasoducto de 3.150 km de extensión (557 km en territorio boliviano y 2593 km en territorio brasileño) transporta el gas proveniente de Bolivia atravesando los 136 municipios en los estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná y Santa Catarina, en el caso de Brasil. Transporta grandes volúmenes de gas, opera en alta presión y sólo se acerca a las ciudades para entregar el gas a las compañías distribuidoras, constituyendo un sistema integrado de transporte de gas.

<sup>(9)</sup> Datos disponibles en : <http://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>, acceso em 28.11.2013.



Figura 4. Mapa de gasoductos de América del Sur. Fuente: FIESP, A Regulação do Comércio Internacional de Energia, 2013.

### Integración temporal o interrumpible

La integración temporal o interrumpible puede definirse como aquella en la que la infraestructura puede ser de alcance reducido para permitir interconexiones específicas o aquellas que se produce en períodos definidos por cuestiones comerciales o en situaciones de necesidad de energía de un país, como en el caso de

exportación e importación de energía eléctrica o de suministro temporal de gas o de petróleo.

Se puede afirmar que en la integración energética temporal se establece un "intercambio de oportunidades", en el que se verifican cuestiones de mercado relativas al producto energético, como el precio y las condiciones de suministro negociadas entre las partes.



En esta interconexión temporal, se desprende que las condiciones pueden diferenciarse de las conexiones permanentes, pues en el primer caso existe la prioridad para los mercados internos y puede ser definido que sólo se destinan al país demandante los eventuales excedentes o aquellos producidos sin perjuicio de la atención del cliente, mercado nacional.

Los casos de exportación de energía eléctrica de Brasil a Argentina y Uruguay, que ocurren desde 2004, son ejemplos claros de interconexión energética en América del Sur, de forma temporal o interrumpible. La exportación ocurre por medio de líneas de transmisión que interconectan a los países, vía agente comercializador autorizado por el Ministerio de Minas y Energía a actuar como agente exportador y escogido de forma bilateral o a través de licitación (pliego) por los países importadores.

Se registra que el suministro de energía eléctrica a través de la interconexión está condicionado a no comprometer la seguridad del abastecimiento interno de Brasil, conforme a los criterios por él definidos. Por lo tanto, para la venta se destina a la generación de centrales térmicas utilizadas para atención electroenergética del Sistema Interconectado Nacional – SIN y la generación de fuentes hidráulicas cuando se presente energía vertida turbinable, en el SIN.

### Participación de empresas públicas y / o privadas

En la integración energética de América del Sur ocurre la participación fundamental de los países y de empresas públicas y/o privadas, en lo que se refiere a la estructuración técnica, jurídica, financiera, de soporte logístico y en cuanto a los aspectos relacionados a la infraestructura, de modo general.

### Empresas públicas

Se puede afirmar que, sin la participación de empresas públicas (o controladas por los Estados), muchas de las iniciativas tal vez no se hubieran desarrollado, principalmente en razón de los elevados volúmenes de recursos involucrados y de cuestiones relacionadas con la política y la autonomía de los países y la seguridad energética, a menudo vinculada a la seguridad nacional.

La gran participación de las empresas públicas en la integración energética se inició en un período en que varios países sudamericanos vivían en regímenes militares, en las décadas de 1960 y 1970, como Argentina, Paraguay y Brasil, en que se definieron las condiciones para la implantación de las usinas de Yacyretá y de Itaipú.

En términos de empresas estatales, se deben citar los casos de Itaipú Binacional, en la que actúan la paraguaya Ande y la brasileña Eletrobras y de Gasbol – Gasoducto Brasil-Bolivia, con la actuación de la brasileña Petrobras y de la boliviana YPF.

Es interesante registrar que, en general, los tratados internacionales ya definen las condiciones básicas en cuanto a los precios, plazos, volúmenes y garantías a ser practicados entre las partes.

### Empresas privadas

En el caso de la participación de empresas privadas en los proyectos de integración energética en América del Sur, se verifica la actuación de constructoras, incluso en consorcios o en el ramo de prestación de servicios; empresas de tecnología; importadores y exportadores de energía eléctrica, como en el caso de comercializadoras responsables de la exportación en Brasil.

Es interesante notar que la actuación de las empresas privadas cuenta, en la mayoría de las veces, con la propia participación del Estado, como en el caso de financiaciones del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social - BNDES de Brasil, para determinadas iniciativas en América del Sur, como en el siguiente apartado.

Con la ampliación de la integración energética, se puede afirmar que las oportunidades para la participación privada se amplían, lo que debe ser analizado de forma especial, en razón de su "dependencia" de recursos estatales, como se ha dicho.

### Instituciones de financiación

Para la estructura de financiamiento para proyectos de integración energética, diversas son las instituciones actuantes: Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo - BID y BNDES. Pero también deben ser indicados: la Corporación Andina de Fomento - CAF y el Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata - Fonplata.

Conforme a lo abordado en el estudio de la FIESP, citado en este trabajo, IIRSA firmó asociación con algunas instituciones financieras de la región, para el desarrollo de innumerables proyectos en las áreas de transporte, energía y comunicaciones. Estas instituciones son el BID, la CAF y el Fonplata.

Para la construcción del Gasbol, Gaspetro, empresa del sistema Petrobras, fue a buscar recursos con financiadores internacionales y también en el BNDES <sup>(10)</sup>.

## Políticas de fomento

Las políticas de fomento son esenciales para la integración energética en América del Sur, pues, como se ha visto en el curso de este trabajo, la participación de empresas estatales y privadas viabiliza la realización de las iniciativas, lo que se basa en incentivos y políticas específicas con esa finalidad. En este ítem se analizan algunas medidas encuadradas como de fomento.

### COSIPLAN-IIRSA y coordinación de iniciativas

En el COSIPLAN-IIRSA, esencial en la coordinación de políticas, planes y programas de inversiones, existen diez ejes de desarrollo: Eje Andino, Eje Interoceánico de Capricornio, Eje del Amazonas, Eje Sur, Eje Central, Eje Mercosur-Chile, Eje Perú-Bolivia-Brasil, Eje Paraguay-Paraná, Eje Escudo Guyano y Eje Andino del Sur.

Se busca la ampliación de la integración física -en especial de líneas y gasoductos- entre los países y la modernización de la infraestructura de transporte, energía y telecomunicaciones, con foco en la planificación de proyectos y su ejecución, como se verifica en la **figura 5**.

En la actualidad existen 77 proyectos relacionados con la energía, en el marco de la IIRSA, que cuentan, según el caso, con financiaciones del BID, BNDES, enumerados en el CAF y en el Fonplata ([http://www.iirsa.org/admin\\_iirsa\\_web/Uploads/Documents/oe\\_fiesp\\_8\\_ejes.pdf](http://www.iirsa.org/admin_iirsa_web/Uploads/Documents/oe_fiesp_8_ejes.pdf)).

<sup>(10)</sup> Datos en: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta\\_Expressa/Setor/BNDES/200411\\_2.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta_Expressa/Setor/BNDES/200411_2.html), acceso en 12.11.2013.



Figura 5. Agenda de proyectos prioritarios de integración COSIPLAN-IIRSA, base-2011. Fuente: IIRSA, acceso em 30.11.2013, [http://www.iirsa.org/admin\\_iirsa\\_web/Uploads/Documents/api\\_agenda\\_de\\_projetos\\_port.pdf](http://www.iirsa.org/admin_iirsa_web/Uploads/Documents/api_agenda_de_projetos_port.pdf)

## Financiación pública

Las financiaciones públicas son instrumentos esenciales de fomento, pues son ellos quienes viabilizan, en general, la ejecución de proyectos de gran porte, como construcción de hidroeléctricas y grandes interconexiones energéticas - líneas y gasoductos.

Estas financiaciones son concedidas por instituciones financieras o agencias de fomento. Como ejemplos de financiamiento, se citan los concedidos por el BNDES para la construcción de gasoducto en Argentina - gasoducto TGN y TGS, en cuanto a la adquisición de materiales y equipamientos; la construcción de la hidroeléctrica de Vueltosa, en Venezuela; la implanta-



Figura 6. BNDES Formas de Financiamiento. Fuente: IIRSA, <https://iirsa.org.br>, BNDES, <https://bndes.org.br>, acceso em 30.11.2013.

ción de la hidroeléctrica San Francisco, en Ecuador; y la construcción de línea de transmisión en Uruguay <sup>(11)</sup>.

En el caso del BNDES, este tiene tres formas de financiamiento: vía Estructuradora Brasileña de Proyectos SA (EBP), Programa de Fomento a la Participación Privada (PFPP) y el Fondo de Estructuración de Proyectos.

### Iniciativas del FOCEM

Para viabilizar el FOCEM, los países deben aportar contribuciones no reembolsables, por un monto anual de US\$ 100 millones, en la siguiente proporción: Argentina, el 27%; Brasil, el 70%; Paraguay, el 1%; y Uruguay, el 2% (Decisión MERCOSUR N° 18/05, de 19.06.2005). Estos recursos se distribuyen entre los países de la siguiente manera: proyectos de Paraguay, 48%; proyectos de Uruguay, 32%; proyectos de Argentina y Brasil, 10% cada uno (<https://focem.org.br>).

En términos de proyectos financiables en el área energética, estos pueden encuadrarse en: explotación, transporte y distribución de combustibles fósiles y biocombustibles y generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Actualmente, existen tres proyectos relacionados al sector: interconexión eléctrica a 500 MW Uruguay-Brasil, presentado por Uruguay; construcción de la línea de transmisión 500 kV Itaipú-Villa Hayes, de la subestación Villa Hayes y ampliación de la subestación margen derecha de Itaipú, presentado por Brasil y Paraguay; y vínculo de interconexión en 132 kV ET Iberá- Paso de Los Libres Norte, presentado por Argentina.

### Política fiscal y tributaria

Además de las políticas anteriormente indicadas, también son relevantes las iniciativas de incentivos fiscales, como la exención de tributos para empresas binacionales (por ejemplo, Yacyretá, Itaipú), para productos

<sup>(11)</sup> Datos de financiación concedidos por el BNDES disponibles en: <http://www.bndes.org.br>, acceso em 28.11.2013.

de libre tránsito (por ejemplo, Gasbol). Se registra, sin embargo, que, en Brasil, no hay exención de tributos para importación y exportación de energía eléctrica.

## Convergencias y divergencias de intereses

Para el análisis de la integración energética en América del Sur se deben considerar las numerosas convergencias y divergencias de intereses existentes, algunas de las cuales se abordan en este ítem.

### Convergencias

Entre las diversas convergencias de intereses entre los países se destacan los siguientes:

- a. motivaciones económicas, en razón de los elevados costos para desarrollo de infraestructura de largo plazo que posibilite la integración energética;
- b. sinergia, optimización y beneficios energéticos en la utilización compartida de infraestructura y recursos energéticos;
- c. diversificación del riesgo energético, frente a la posibilidad de complementariedad entre los recursos, en el vasto territorio que forma América del Sur, considerando las diversas fuentes energéticas, como se muestra en la **figura 1**.
- d. necesidad de planificación, integración de acciones y cooperación para la ejecución de proyectos rela-

cionados a la energía eléctrica, gas y petróleo, por vincularse a la implantación de infraestructura, lo que tiene reflejos diversos, de naturaleza ambiental, económica y social;

- e. derechos y obligaciones igualitarios, como en el caso de aprovechamiento isónico de los beneficios provenientes de la explotación de recursos energéticos en conjunto, como en el caso de implantación de centrales hidroeléctricas (50% de la energía generada para cada uno de los países, en el caso de aprovechamiento bilateral); y
- f. ampliación de los mercados nacionales e interacción económica y social entre los países.

La actuación conjunta de los países representa la llamada "era del nuevo regionalismo", en razón de la variedad de intereses convergentes entre ellos que, en el fondo, apunta al desarrollo económico y social, como abordado al inicio de este trabajo.

En el caso de la construcción de Itaipú Binacional, por Brasil y Paraguay, se entiende que ella solucionó un impasse diplomático entre los dos países, que disputaban la posesión de tierras en la región del Salto de Siete Caídas, área hoy cubierta por el lago de la usina. La discusión involucra aspectos de definición de frontera entre Brasil y Paraguay, después de la Guerra del Paraguay, ocurrida entre 1864 y 1870 <sup>(12)</sup>.

Después de varios debates en la década de 1960 y 1970, se firmó el Tratado de Itaipú en 1973, con vigencia hasta 2023. Sin embargo, a pesar de la convergencia de intereses en la construcción de la hidroeléctrica de Itaipú, se verifica que, en 2009, se inició una gran di-

<sup>(12)</sup> La guerra fue trabada entre Paraguay y la Triple Alianza, compuesta por Brasil, Argentina y Uruguay. Considerado el mayor conflicto armado de América del Sur, se calcula que hubo cerca de 300 mil muertos del lado paraguayo, entre civiles y militares, debido a los combates, de las epidemias que se extendieron durante la guerra y el hambre.

vergencia entre Brasil y Paraguay en cuanto al valor pagado por Brasil a Paraguay por la energía no utilizada por ese y destinada al mercado brasileño, como abordado a continuación.

## Divergencias

Con respecto a las divergencias existentes en la integración energética en América del Sur, se comprueba que son distintas sus causas, que, en general, pueden involucrar los siguientes aspectos:

- a. crisis institucionales de algún país, lo que puede causar incumplimiento de acuerdos;
- b. discusión sobre las bases económicas de acuerdos, como deudas, el precio del combustible o gas o el valor de la energía eléctrica, como en el caso de la energía de Itaipú;
- c. regulaciones distintas en los países, conforme a sus marcos regulatorios específicos, lo que puede suponer una dificultad de interconexión entre los mercados sudamericanos;
- d. cuestiones relativas a la participación de la iniciativa privada en proyectos de integración, en razón de cuestiones político-ideológicas de determinados países.

Una cuestión relevante a ser considerada es la previsión existente en determinados acuerdos, por lo cual eventuales divergencias existentes no interrumpen la realización de proyectos, como en el caso del Tratado de Itaipú. También se prevé que las soluciones de conflictos pueden ocurrir por medios diplomáticos o por intermedio del arbitraje.

En términos de crisis institucional y jurídica, algunos eventos marcaron la década de 2000.

En 2004, Argentina restringió exportaciones de gas natural, priorizando el mercado interno, contrariando acuerdos con Chile, Uruguay y Brasil. En 2006, por el Decreto Supremo adoptado en Bolivia, se impusieron diversas reglas para los hidrocarburos, con la "nacionalización" de su explotación y producción. Por ese Decreto, la propiedad de las reservas fue para Bolivia e impuestos sobre la producción fueron aumentados del 50% al 82%. Anteriormente, el gas era extraído en Bolivia en campos explotados por multinacionales como Petrobras, Repsol YPF, British Gas y British Petroleum y Total.

En 2009, una divergencia fue iniciada por Paraguay en cuanto a las bases económicas del Tratado de Itaipú firmado con Brasil - precio de la energía eléctrica excedente no utilizada por Paraguay y destinada a Brasil. Esto ocurrió independientemente de que Brasil ya había atendido otras reivindicaciones de Paraguay, como el financiamiento por el Tesoro Nacional brasileño del valor a ser pagado por Paraguay a lo largo del tiempo para la construcción de la usina.

En mayo de 2011, tras una larga discusión política, principalmente en cuanto a los reflejos a los consumidores brasileños, se aprobó otro acuerdo que alteró las bases financieras del acuerdo entre Brasil y Paraguay y elevó de US\$ 120 millones a US\$ 360 millones anuales la cantidad pagada por Brasil a los paraguayos, por la cesión de energía de Itaipú Binacional (Brasil consume solamente el 5% de la energía a él destinada). El ajuste para la triplicación del valor pagado a Paraguay fue formalizado en Brasil vía Decreto presidencial N° 7.506, de 27.06.2011, que aprobó el Texto de las Notas Reversales entre el gobierno

brasileño y el paraguay sobre las Bases Financieras del Anexo C del Tratado de Itaipú, firmadas el 1 de septiembre de 2009 <sup>(13)</sup>.

## Conclusiones

En la integración energética de América del Sur, se verifica que son varias las posibilidades de análisis, desde el modelo de integración adoptado a lo largo de los años hasta los intereses y formas de actuación de los Estados involucrados. Hay algunas fases a ser observadas, que pueden ser caracterizadas como de integración física, con la construcción de grandes hidroeléctricas (integración hídrica) y de líneas de transmisión; la integración regional, incluso a través de organismos internacionales, con la definición de objetivos comunes regionales; y la integración segmentada, como es el caso de la integración de algunos mercados.

Al lado de las diversas consideraciones que confirman la relevancia de la integración energética, hay innumerables desafíos y preocupaciones sobre esa integración en América del Sur, como se destaca a continuación. En términos de reflexiones, se deben citar las siguientes:

- a. La integración energética es una necesidad, indispensable para el desarrollo económico y social, cuyos beneficios se reconocen en toda América del Sur.
- b. Las interconexiones - infraestructura de gran alcance - pueden tener metas binacionales e incluso multinacionales, involucrando a más de dos Estados, lo que puede traer más dificultades en cuanto a los arreglos técnicos y jurídico-regulatorios.

- c. Las decisiones sobre integración energética se toman en el ámbito del Estado, lo que exige una amplia gobernanza y coordinación en cuanto a los proyectos y objetivos deseados.
- d. La importancia de la integración energética se reconoce para reducir las desigualdades sociales en los Estados de América del Sur.

En cuanto a los desafíos y preocupaciones, se destacan los siguientes:

- a. Dudas sobre la viabilidad de la total integración energética en América del Sur.
- b. Para la seguridad y el desarrollo de los mercados energéticos, se indica que los negocios se pueden dar con actuación de los países, que pueden presentar la garantía final de las operaciones, incluso en relación a la participación de empresas privadas. A tal fin, es necesario definir el papel, la organización y el funcionamiento del mercado integrado y de los respectivos países que buscan la integración.
- c. La política energética está subordinada a la política de Estado, lo que puede traer riesgos a la integración, pues conflictos históricos, diplomáticos y discrepancias comerciales pueden suponer obstáculos para la efectiva integración energética y su continuidad, induciendo a las crisis internacionales.
- d. Las cuestiones jurídicas deben definirse, como regulación integrada, las formas de actuación empresarial y las bases de contratos a largo plazo.
- e. Barreras en cuanto a la soberanía nacional, cuestiones políticas y prioridades internas pueden perjudicar la integración energética en América del Sur.

<sup>(13)</sup> Información disponible en <http://www12.senado.gov.br/retrospectiva2011/infraestrutura/brasil-paga-mais-por-energia-de-itaipu-1>, acceso en 28.11.2013.

Así, el análisis de la integración energética en América del Sur debe observar cuáles son los intereses nacionales involucrados y cómo se materializan en la búsqueda de un objetivo común, de utilización óptima de los recursos energéticos como instrumento para sostener la infraestructura y el desarrollo económico y social de los respectivos países, lo que es indispensable para el perfeccionamiento conjunto de todos los Estados.

## Referencias

- [1] Aulas e bibliografia da disciplina PEA 5899 – Escola Politécnica USP.
- [2] ALADI, <http://www.aladi.org>
- [3] ARPEL, <http://www.arpel.org>
- [4] BNDES, <http://bndes.gov.br>
- [5] Carta Social das Américas, [http://www.oab.org/pt/centro\\_informacao/default.asp](http://www.oab.org/pt/centro_informacao/default.asp).
- [6] CASTRO, N.J.; LEITE, A.L.S.; ROSENTAL, R.; “Integração Energética: uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul”; GESEL-UFRJ; <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/castro138.pdf>
- [7] CIER, <http://www.cier.org.uy>
- [8] DAVALOS, V.E. Oxilia: “Raízes socioeconômicas da integração energética na América do Sul: análise dos projetos Itaipu, Gasbol e Gasandes”. Tese de Doutorado. PPGE/USP, São Paulo, 2009
- [9] FIESP, A Regulação do Comércio Internacional de Energia, 2013, <http://fiesp.org.br>.
- [10] IIRSA, <http://www.iirsa.org>
- [11] Itaipu, <http://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>
- [12] Mercosul, <http://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>
- [13] Ministério de Minas e Energia Brasil: <http://www.mme.gov.br>.
- [14] NUTI, M. R. Integração Energética na América do Sul: Escalas, Planejamento e Conflitos. Tese de Doutorado, IPPUR, UFRJ, 2006
- [15] OLADE, <http://www.olade.org>
- [16] PETROBRAS, <http://www.petrobras.com.br>
- [17] UDAETA, M.E.M; REIS, L.B; LAFUENTE, R.J.O; ZURITA, R.O.R; BURANI, G.F. "Análisis de la Industria Energética en Bolivia en el Marco del Mercado Competitivo". RJ, Brasil. "Revista Brasileira de Energia" -Vol. 8 No 1- 2001, SBPE.
- [18] UDAETA, M.E.M; BURANI, G.F.; FAGÁ, M.T.W.; OLIVA, C.R.R.; "Análise Estrutural e Transfronteiriço para Integração Energética na América do Sul". São Paulo, SP, Brasil.
- [19] VAINER, C.; NUTI, M. A integração energética sul-americana: subsídios para uma agenda socioambiental – Brasília: INESC, 2008.
- [20] Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento - PNUD, Relatório Desenvolvimento Humano 2013, <http://hdr.undp.org/en>.



# Reflexiones sobre la evolución y uso de las interconexiones de electricidad en América del Sur

## Autores

Ing Gabriela Batista

Ing. Ignacio Rodríguez

## Breve reseña de la integración eléctrica de América del Sur

La historia de la integración eléctrica de América del Sur ha pasado por distintas etapas, tanto desde el punto de vista comercial, como técnico y de realización de acuerdos.

En la década del 70 la crisis del petróleo impulsó el aprovechamiento de fuentes hidráulicas en el continente, y como parte de estas iniciativas se implementaron proyectos binacionales en ríos limítrofes que permitieron el intercambio de energía excedentaria tanto a través de contratos como ocasionales, estos últimos por conveniencia económica o emergencias de los sistemas.

En la década del 90 los esquemas institucionales de la región sufrieron procesos que habilitaron la creación de mercados mayoristas de electricidad y una mayor participación de agentes privados en el sector eléctrico, aunque con distintos grados de liberalización en cada país. Es así que el tema del comercio internacional de electricidad fue considerado en los acuerdos multilaterales de la región: la Comunidad Andina de Naciones (Decisión 536 del año 2002) y el Mercosur. En éste último los acuerdos más generales fueron reforzados por acuerdos como el “Acuerdo Marco sobre complementación energética regional entre los Estados Partes del Mercosur y Estados Asociados” del año 2005, y la Declaración Presidencial de la Cumbre de América del Sur en el año 2000 en Brasilia, en los cuales se proponía instrumentar las coordinaciones requeridas (institucionales, regulatorias y técnicas) para las obras de infraestructura que permitieran el intercambio de energía con el objetivo de lograr la efectiva integración. Las condiciones normativas bajo las cuales se han construido las interconexiones y se han desarrollado los intercambios de energía eléctrica en América del Sur no han sido homogéneas, y tampoco existen instituciones supranacionales que regulen dichos ámbitos, sino que son las autoridades nacionales las que desempeñan el papel gestor de los mismos.

Las políticas energéticas impulsadas en la región en los años 90 no dieron los resultados esperados, y es así que en América del Sur comienza en la última década un proceso de revisión del papel del Estado en el sector energético en los países. Esto llevó, en general, a que los Estados hayan vuelto a adquirir en los últimos años un rol relevante en el funcionamiento de los mercados eléctricos de distintos países, además de funcionar como instrumento coordinador para las inversiones de agentes privados en el sector eléctrico. También surgió como elemento adicional muy relevante en la toma de decisiones del sector las consideraciones del cuidado del medio ambiente y preservación de los recursos no renovables, temas en los cuales es imprescindible el liderazgo de los Estados nacionales <sup>(1)</sup>.

En líneas generales el marco institucional de los intercambios de energía eléctrica en América del Sur se ha basado, o bien en contratos, o bien en transacciones de oportunidad, denominadas “spot”, en las cuales intervienen disponibilidades de energía excedentaria cuyos precios se basan en acuerdos suscriptos o coordinados entre las autoridades de los países involucrados. En general este tipo de transacciones “spot” son de carácter bilateral aunque han existido algunos antecedentes de acuerdos multilaterales de condición transitoria. Los criterios para el reparto de beneficios de las transacciones comerciales de electricidad han diferido según las situaciones de que se trate.

Sin embargo, la infraestructura de interconexión eléctrica entre países no ha tenido avances significativos en los últimos años y la existente ha sido subutilizada. Las causas asignables más relevantes son la heterogeneidad de las normas regulatorias y comerciales de los distintos países de América del Sur, los obstáculos que presentan el pago de costos de proyectos parcialmente ubicados fuera del territorio nacional, la

distribución asimétrica de costos y beneficios de los proyectos <sup>(2)</sup>, (las disímiles situaciones políticas de los países, las circunstancias económicas que han transitado los mismos y las contingencias que han sufrido algunos contratos de suministro de energía eléctrica en la región.

En forma sintética, las características del comercio de electricidad en América del Sur han sido, históricamente y en rasgos generales, las siguientes:

Las autoridades de los países han desarrollado una **estrategia bilateral** para dicho comercio, definiendo las modalidades de intercambio, los participantes autorizados para la gestión de las transacciones y las condiciones de precios de las mismas en lo que refiere a los intercambios de oportunidad, y aplicando los esquemas regulatorios vigentes de los países correspondientes para el diseño de los contratos de largo plazo. Hay que destacar que los grandes proyectos de generación hidroeléctrica como Itaipú (Brasil-Paraguay), Yacyretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande (Argentina-Uruguay) fueron desarrollados por los Estados a partir de la firma de tratados binacionales.

En lo que refiere a las **modalidades de transacción** que se han utilizado en el comercio de oportunidad en la región se destacan como más relevantes y usadas:

- Reparto equitativo de beneficios: ambos países fijan un precio por el recurso que el país vendedor ofrece de forma incremental y el beneficio que provoca dicho intercambio se reparte en partes iguales entre los dos. Es la modalidad denominada “sustitución” en el Convenio de Interconexión entre Uruguay y Argentina y se ha aplicado con asiduidad para la venta de excedentes de energía de origen hidráulico.

<sup>(1)</sup> “Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe”, Ariela Ruiz-Caro, CEPAL, 2010.

<sup>(2)</sup> “Cuestiones y alternativas de los proyectos transnacionales”, Beato, Paulina,

- Costo variable más un margen de ganancia. Este margen sale del acuerdo entre ambos países y puede reflejar el costo fijo del recurso más un adicional de rentabilidad.
- Precios nodales y reparto de las rentas de congestión. Esta modalidad fue la que se estipuló en la Resolución 536 de la Comunidad Andina de Naciones. Ambos países, vendedor y comprador reciben por la transacción su propio costo marginal luego del intercambio más posibles cargos estipulados en la regulación. En caso que la capacidad de interconexión se utilice totalmente, o sea que existe congestión de la misma, los precios en ambos nodos extremos difieren y se generan las llamadas “rentas de congestión”. Los criterios de reparto de estas rentas entre ambos países deben ser fijadas de antemano.

La **operación de las transacciones bilaterales** en América del Sur es gestionada de forma centralizada por los Despachos de Carga nacionales. Estos organismos calculan y ejecutan despachos óptimos de generación que minimizan los costos totales, incluyendo los racionamientos de energía. Pueden existir restricciones adicionales al despacho óptimo, ya sea operativa o energética, como puede ser la operación conservadora de los embalses previendo situaciones de sequía. Los costos de los recursos de generación son costos auditados (excepción es Colombia, con costos declarados).

**Seguridad de suministro:** el comercio de electricidad en situación de racionamiento de alguno de los países involucrados debería ser analizado previamente de forma interna en cada uno de los mismos para luego ser coordinado con los países respectivos. Esto debe contemplar las prioridades de abastecimiento y los precios de intercambio en caso de falla declarada en un país y las posibles restricciones a los intercambios en

caso que un país prevea escenarios con riesgo de falla. Las experiencias de la década pasada con los contratos de exportación de energía en el Mercosur marcaron los criterios actuales de despacho energético en que los intercambios con países vecinos no se consideran a nivel de planificación de los sistemas como recursos de los mismos, sino que son utilizados en caso de conveniencia económica de la transacción o en situaciones de emergencia.

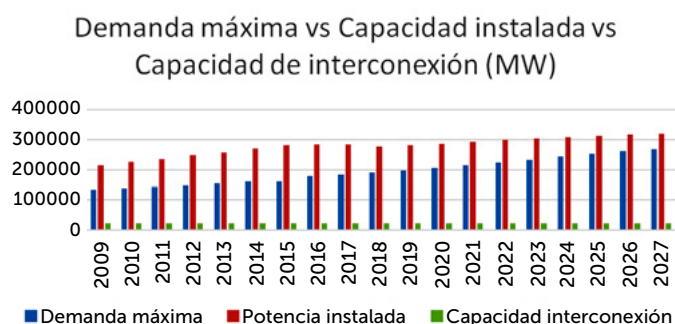
## Evolución histórica del uso de las interconexiones

Como se plantea en el trabajo *“Problemas de interés económico en los acuerdos para el comercio internacional de energía eléctrica. Situación en América del Sur y la Unión Europea”*, de los Ing Mario Ibarburu y Ms Ec Ximena García de Soria, en América del Sur los sistemas de generación tienen gran participación de fuente hidráulica (rango 30-70%, según el país, para el año 2016), con la consiguiente fluctuación de ciclos de sequía. A esto debe sumarse la incertidumbre del posible respaldo que los países vecinos puedan ofrecer teniendo en cuenta la historia de las últimas décadas. Todo esto ha determinado, en los últimos años, el incremento de la preocupación de los gobiernos por la seguridad de suministro, procurando por un lado un manejo conservador de las reservas hidráulicas, y por otro, utilizando como premisa el autoabastecimiento para los criterios de expansión de los sistemas de generación nacionales, tema éste facilitado en parte por la disminución de los costos de las tecnologías renovables no convencionales, eólica y solar.

En la gráfica siguiente se puede observar para los países de América del Sur, la demanda máxima en potencia, tanto histórica como proyectada hasta el año 2027 <sup>(3)</sup>,

<sup>(3)</sup> Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, ADME, EIA, CONELEC, MINEM, UPME, CNE, MPPEE.

la potencia instalada de generación para el mismo lapso y la evolución histórica y esperada de la capacidad instalada en interconexiones.



Más abajo se muestran los indicadores propuestos por el trabajo “Problemas de interés económico en los acuerdos para el comercio internacional de energía eléctrica. Situación en América del Sur y la Unión Europea”, de los Ing Mario Ibarburu y Ms Ec Ximena García de Soria para los años 2009 a 2015<sup>(4)</sup>, los cuales permiten observar la evolución, en ese lapso, de las interconexiones de la región, su participación en la matriz de capacidad de oferta instalada, en el abastecimiento de la demanda y su uso efectivo. Estos indicadores son:

- El porcentaje de los flujos de electricidad entre países respecto del total de la energía eléctrica generada en la región. Esto representaría la participación de la energía comercializada con otros países en el abastecimiento de la demanda.
- El porcentaje de la capacidad instalada de las interconexiones (total América del Sur) respecto a la capacidad total instalada de generación de todos los países. Este indicador permite observar si ha habido avances en la instalación de nuevas interconexiones acompañando la expansión del parque generador en los países.
- El porcentaje del uso de las interconexiones existentes, o sea el flujo de electricidad entre países

respecto del total de la capacidad instalada de interconexión en la región.

#### Capacidad instalada de interconexión vs Generación (%)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Total</b>	10,83	10,31	9,91	9,46	9,11	8,70	8,35

#### Intercambio vs Generación (%)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Total</b>	5,53	4,93	5,10	4,72	4,54	3,98	4,47

#### Uso de interconexiones (%)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Total</b>	25,02	23,55	25,38	24,52	24,37	21,70	21,75

Como se puede ver en los valores mostrados, en los últimos 7 años la incidencia de la capacidad instalada en proyectos de interconexión respecto de la potencia de generación instalada en los países ha tendido a disminuir al no implementarse nuevos proyectos. El flujo de intercambio respecto de la generación total para el total de los países de la región se mantiene en el rango del 4-5% y el uso de las interconexiones, o sea el aprovechamiento de la capacidad potencial comercial, no ha superado el 25% de su capacidad total.

### Perspectivas recientes sobre el tema

En el año 2010 la CIER finalizó el denominado Proyecto CIER 15, el cual tenía como objeto el estudio de las transacciones de energía entre los sistemas de las Comunidad Andina, América Central y Cono Sur. Los países participantes, en el Grupo de Traba-

<sup>(4)</sup> No se incluyó el año 2016 pues al momento de recolección de la información para este artículo la información no estaba totalmente confirmada.

jo CIER, fueron Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay. El análisis de la Fase II de este Proyecto (que se hizo junto con el Banco Mundial y la CAF) se realizó a varios niveles (estratégico, técnico, comercial y regulatorio) para estudiar la viabilidad de la creación e incremento de los intercambios en la región (América del Sur y América Central). El aspecto de interés de este análisis, entre otros, es que tiene en cuenta el entorno político, económico, los riesgos asociados y la diversidad del potencial energético de la región. Dicho estudio está en vías de ser actualizado para incorporar las nuevas realidades del continente, comerciales, económicas, ambientales y políticas, así como de las tecnologías en ascenso, las fuentes renovables no convencionales, almacenamiento de energía, movilidad eléctrica.

Más recientemente, desde el punto de vista de estudios de factibilidad y acuerdos ha habido avances en la Comunidad Andina de Naciones (CAN) con miras a la integración regional. Entre los años 2011 y 2014 se desarrolló el estudio del sistema de interconexión eléctrica andina (SINEA) financiado por el BID. El mismo incluye un estudio de Armonización Regulatoria para el desarrollo de un Mercado Regional de Electricidad, considerando un Mercado spot vinculante con contratos financieros entre Agentes de distintos países. El estudio fue aprobado por los Ministros de los países de la CAN como hoja de ruta para lograr la interconexión regional. El mismo se continúa a través de grupos de trabajo que trabajan en la armonización regulatoria de los países y en la planificación de la infraestructura requerida. Los temas más relevantes que se analizan y que pueden modificar la Decisión N°536 de la CAN del año 2002 son: los contratos firmes de largo plazo (Contratos Financieros) y la remuneración de la capacidad; la re-

muneración de las redes de transmisión; la operación en situación de emergencia; los mecanismos de resolución de conflictos y la formación de una institución coordinadora regional.

En el momento de elaboración de este artículo hay noticias auspiciosas de avance de parte de Chile, Perú y Argentina. Las autoridades ministeriales de energía de Chile y Perú han firmado en junio del 2017 los términos de referencia para la futura interconexión eléctrica entre Chile-Perú (tramo Arica-Tacna, de 200 MW), la que estaría operativa en el año 2023, términos que ya habían sido analizados por los técnicos de ambos países. Y por otro lado, el Ministro de Energía de Chile planteó que ya están identificados más posibles puntos de interconexión del sistema chileno, un segundo con Perú (línea Montalvo-Kimal de 1000 MW para el año 2028) y cuatro con Argentina. En este último caso, consisten en la ampliación de la capacidad de la línea ya existente (Andes-Cabos) a 600 MW y la construcción de tres nuevas líneas entre los años 2025 y 2040 con un total de 3000 MW.

Estos avances y las experiencias que se puedan adquirir a partir de las nuevas modalidades de negocios que se diseñen en dichos acuerdos aportarán al análisis y la exploración de futuros convenios multilaterales para toda la región.

Esto se hace más necesario que nunca para poder definir nuevas opciones de mercados de energía que permitan la reducción de costos; el aprovechamiento de las complementariedades; la utilización a pleno de las energías renovables no convencionales, las cuales están tomando un papel predominante en la región, y suplir el hecho de la creciente oposición a grandes proyectos hidroeléctricos, lo que disminuye el potencial de expansión de dicha fuente.

## Desafíos futuros para los sistemas eléctricos de América del Sur en escenarios de cambio climático

Adicionalmente a lo dicho en el punto anterior, hay un tema fundamental que representa un gran desafío para el continente y es el cambio climático. Nuestros sistemas eléctricos deben prepararse ya para anticiparse a sus consecuencias y dejarlos así fortalecidos para las generaciones futuras.

Para nuestro continente, con matrices de generación muy dependientes de fuentes renovables, la vulnerabilidad de las mismas ante el cambio climático y las modificaciones en los esquemas de complementariedad actuales que provocará el mismo hace que las interconexiones entre países sean altamente beneficiosas.

En lo que refiere a las lluvias, nuestro continente ya está sufriendo las consecuencias del cambio climático con sequías nunca registradas en la historia en algunas cuencas y, por otro lado, con crecidas también históricas en otras. También los cambios en las condiciones de clima han provocado desastres naturales y fenómenos meteorológicos que han afectado la disponibilidad de la infraestructura existente de los sistemas eléctricos de América Latina.

El informe del Banco Mundial “Rethinking Infrastructure in Latin America and the Caribbean” del año 2017 plantea que América Latina está expuesta a muchos riesgos climáticos y que los impactos aumentarían en intensidad y severidad si las temperaturas globales continúan aumentando. El documento informa que, en el caso que el calentamiento global aumente 4°C por encima de las temperaturas antes de la revolución industrial para el año 2100, las lluvias podrían dismi-

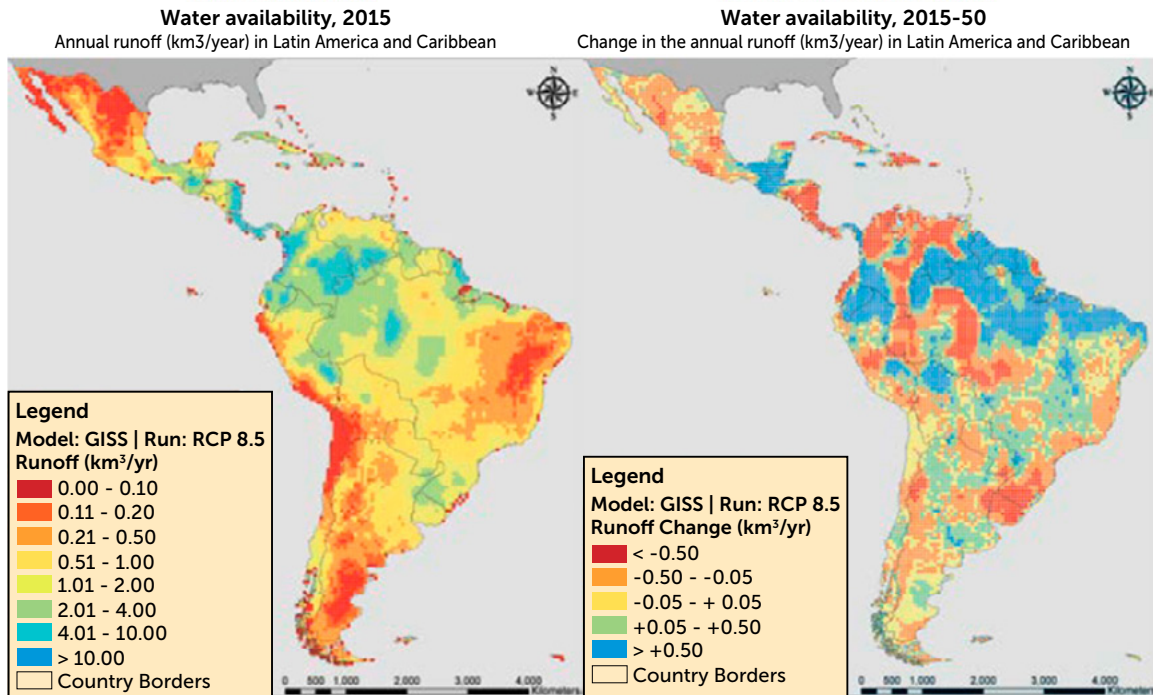
nuir 20 a 40 % en el Caribe, Centroamérica, el nordeste y el centro de Brasil y la Patagonia, mientras que aumentarían en las costas tropicales y subtropicales del Pacífico y en el sur de Brasil. Además, en ese escenario de +4°C, en las áreas afectadas por sequías, las temperaturas medias más altas y la mayor variabilidad de las precipitaciones podrían extender dichos períodos de sequía y sus condiciones hasta un 20 %. El documento también informa que la distribución estacional de los caudales podría volverse más variable ya que los glaciares podrían desaparecer en el escenario de +4°C y sufrir pérdidas considerables en un escenario de +2°C. Esto podría provocar roturas de glaciares e inundaciones, así como escasez de agua en algunas cuencas hidrográficas. Otro factor que se verá afectado por las consecuencias del cambio climático es la demanda de electricidad debido a las olas de calor que se prevén.

Por otra parte, como indica el informe mencionado, los eventos extremos de inundaciones y tormentas se incrementarían en la región, lo cual aumentaría los riesgos de daños e indisponibilidades en las infraestructuras de generación y transmisión. En las regiones afectadas por olas de calor más intensas que las actuales se incrementarían los picos de demanda: la transmisión de energía y los sistemas de enfriamiento de centrales se volverían menos eficientes con la consecuente disminución de recursos de oferta de energía.

Esto implica que las complementariedades y riesgos de los sistemas se verán modificados respecto al escenario actual y los intercambios entre países serán aún más necesarios, por no decir imprescindibles, para compensar dichos cambios. Los países con exceso de agua se verían favorecidos vendiendo los excedentes y los que sufran sequías requerirán energía para su demanda. Y las emergencias de los sistemas podrían determinar la solicitud de respaldo de suministro en países vecinos.

RETHINKING INFRASTRUCTURE IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN  
SPENDING BETTER TO ACHIEVE MORE

MAP 2: A number of sub-regions of Latin America show a consistent drying trend



Source: Miralles-Wilhelm 2016.

Note: Projections for 2050 are for a world on a trajectory to reach 4°C warming by 2100.

En el mapa se puede observar la disponibilidad de agua en km<sup>3</sup>/ año para el año 2015 y para el año 2050, en el caso que se diera el escenario +4°C para el año 2100, según consta en el informe del Banco Mundial “Rethinking Infrastructure in Latin America and the Caribbean”.

Para el análisis de este tema, será fundamental el aporte del Proyecto CIER 21, el cual tiene como objetivo el estudio y la evaluación de la sostenibilidad de los sectores eléctricos de los países de América del Sur y América Central en un entorno de integración, teniendo en cuenta el desarrollo y penetración de nuevas fuentes de energías renovables, el impacto del cambio climático y la volatilidad de la demanda.

### Una aproximación al análisis del desaprovechamiento de las interconexiones en América del Sur:

Debido a las complementariedades de recursos naturales en América Latina, el menor costo para mejorar la

oferta de infraestructura de generación de electricidad se da a través de la integración de las redes eléctricas de la región lo que permite el acceso compartido a recursos comunes. Sin embargo, el proceso de integración regional en América del Sur se ha visto entorpecido por diversas razones:

- La voluntad política de los gobiernos, los cuales deben crear las condiciones para la integración, muchas veces no aflora debido a condiciones internas, las cuales deberán ser tenidas en cuenta en el proceso de análisis de la integración y en las posteriores negociaciones. Como ejemplo, las consecuencias potenciales de la integración en los “stakeholders” sectoriales (organismos ambientalistas; sindicatos) o empresariales (afección a la industria nacional).
- La falta de consenso en los países sobre las condiciones de integración y la armonización regulatoria requerida para la misma. Hay que resaltar que para que la integración energética logre sus objetivos de complementariedad y óptimo uso de los recursos in-

volucrados debe existir un marco normativo común, mecanismos eficientes de programación y operación que habiliten un intercambio fluido y procedimientos y organismos para la resolución de controversias.

- La historia de interrupciones de respaldos energéticos contratados entre países hace una década, lo cual provocó la decisión de muchos países de diseñar planes de expansión de generación basados en criterios de autoabastecimiento.

Todo esto lleva a que los estudios de factibilidad técnico-económica para las interconexiones, además de contemplar los aspectos de utilización de recursos y de costos y beneficios posibles para los países, deben abarcar la identificación de posibles restricciones y riesgos de los proyectos y su continuidad operativa. Todos los aspectos, sociales, ambientales, regulatorios y comerciales, deben ser puestos bajo la lupa y cuantificados para ser incluidos en el modelado del proyecto a fin de analizar su viabilidad.

Ya que la cuestión es: si las infraestructuras adecuadas son claves para el desarrollo económico de los países involucrados y varios estudios empíricos ilustran el impacto de las mismas en el crecimiento económico (un aumento del 1% en infraestructuras puede incrementar el PIB en hasta un 0,20% según plantean Laffont y Martimort <sup>(5)</sup>); y a esto debemos agregar las ventajas que tienen los proyectos de interconexión de electricidad, o energéticos en general, que permiten el uso de excedentes por parte de países con escasez, entonces qué causa su escasa evolución y uso comparado con el crecimiento de la demanda y de la capacidad instalada en generación en América del Sur? Quizás debamos cambiar la perspectiva y ponernos a analizar en profundidad temas subyacentes e internos de los países que nos permitan rediseñar la estrategia de comercio de energía en América del Sur.

El trabajo de Paulina Beato, “Cuestiones y alternativas de los proyectos transnacionales” muestra que las decisiones de los países respecto de infraestructuras internacionales no siempre son las óptimas. Esto se debe a la información insuficiente en los países sobre los beneficios que producen los proyectos, ya que los mismos no siempre pueden identificarse completamente. Esto puede conducir a una mala evaluación de la relación costo-beneficio de los proyectos y, por tanto, dificulta, cuando no imposibilita, la identificación de los proyectos óptimos. A esto debe agregarse el problema de la definición de los esquemas de reparto de costos y beneficios entre países. Una dificultad adicional es la renuencia de los países a invertir en infraestructura en el exterior.

En el mismo trabajo, Beato plantea que las obras transnacionales encuentran, además, dos obstáculos para su concreción: la falta de capacidad y la escasez de presupuesto. El primer punto se refiere a que la implementación de los proyectos regionales requiere la aprobación de todos los países involucrados, con lo que las potestades nacionales no son suficientes para llevarlas a cabo. Es así que las inversiones transnacionales se ven beneficiadas si son impulsadas por iniciativas regionales, las cuales pueden proveer mecanismos de recopilación de la información de los países los cuales permitirían definir con más precisión los costos y beneficios involucrados en los proyectos en estudio, y el diseño del esquema de reparto de costos, todos factores que facilitarían, además, la decisión de los países a invertir en el exterior de sus territorios.

Laffont y Martimort analizaron el diseño de mecanismos de incentivos para la realización de bienes públicos transnacionales bajo información asimétrica.

Estos autores desarrollaron un marco teórico para analizar las consecuencias distributivas de los proyectos

<sup>(5)</sup> “*The design of transnational public good mechanisms for developing countries*”, Laffont, J.; Martimort, D., 2005



transnacionales. Plantean que el marco más conveniente para evaluar completamente dichas consecuencias debe tener en cuenta de forma explícita la distinción entre países e individuos. Los países sólo pueden reducirse a agentes individuales bajo la suposición muy restrictiva de que todos los habitantes son iguales. Los agentes son, de hecho, heterogéneos y pueden diferir con respecto a su riqueza o su disposición a pagar por el bien público. Las preferencias individuales sólo se agregan a través de algún proceso político.

Por tanto plantean que el modelado para el análisis de este tipo de proyectos debería ser desagregado incluyendo los dos niveles de información y de negociación, y utilizar una estructura de información anidada para comprender plenamente las consecuencias redistributivas y de asignación de los bienes públicos transnacionales, como son las interconexiones eléctricas internacionales. El primer nivel se refiere a los países (o gobiernos) que están involucrados en la negociación. Los países reciben información sobre el bienestar total que obtienen de la construcción de la infraestructura y tienden a minimizar sus contribuciones respectivas al proyecto. El segundo nivel se basa en el hecho de que, dentro de cada país, los agentes tienen información sobre los beneficios individuales que derivan de la infraestructura. La fijación de precios óptima del servicio se ve limitada por esta información asimétrica añadida.

En los trabajos desarrollados por Laffont y Martimort se encuentra la descripción del modelo propuesto e incluyen el rol de organismos supranacionales para el diseño de mecanismos colectivos, pero haciendo énfasis en las restricciones de información a las que se enfrentan generalmente esas entidades para llevar a cabo el trabajo.

El estudio de los autores plantea que las restricciones externas impuestas por este tipo de proyectos pueden afectar el uso de los mismos, la fijación de precios por su explotación y las preocupaciones redistributivas de los gobiernos locales.

## Conclusiones

El Cambio Climático, y sus escenarios potencialmente riesgosos para los sistemas eléctricos de América del Sur, al ser un tema que urge y que nos debe llevar a la acción para no comprometer las generaciones futuras, nos ofrecen una oportunidad para cambiar la perspectiva del análisis de la evolución de las interconexiones en América del Sur y su escasa utilización.

Por otra parte, en el mes de abril de este año se desarrolló en Uruguay un conversatorio impulsado por ALADI denominado *“Responder proponiendo. Bases para un Acuerdo Económico Comercial Integral Latinoamericano”* con el objetivo de reflexionar para avanzar hacia dicho acuerdo. En el evento se subrayó la urgencia de repensar la integración en América Latina canalizando todo lo hecho hasta el momento en la región a través de las instituciones, la economía y el comercio y se propuso intentar solucionar las barreras que todavía perjudican el libre comercio en la región. En consonancia con lo planteado por Laffont, Martimort y Paulina Beato, también se planteó que si bien en América Latina somos una comunidad de valores, tenemos que cimentar también una 'comunidad de intereses', la cual se construye con todos los sectores.

En lo que refiere a las interconexiones eléctricas existentes en América del Sur, parece entonces de interés encarar un estudio del uso actual de las mismas utilizando el modelo propuesto por Laffont y Martimort a través de un grupo interdisciplinario. Este grupo debería incluir no sólo técnicos del área ingeniería, sino también economistas y decisores ejecutivos de los gobiernos, con el fin de caracterizar las distorsiones mencionadas anteriormente sobre los intercambios y así poder identificar las causas del escaso uso de las interconexiones eléctricas en América del Sur. Este estudio daría una visión adicional del tema que podría ser tenido en cuenta para los proyectos futuros y para diseñar mecanismos que eliminen las barreras al comercio de electricidad en la región.

# Iniciativas actuales de Integración Energética: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina-Sinea

## Autor

Ing. Patricio Alzamora, CENACE – Ecuador  
Email: palzamora@cenace.org.ec

## Historia del proceso de estructuración del proyecto. Principales objetivos e hitos

A través de la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena del 19 de diciembre de 2002, la Comunidad Andina de Naciones, mediante Decisión CAN 536, expidió el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, en el que se establecen las reglas comunitarias para la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina. El inicio efectivo de las transacciones se realizó el 01 de marzo de 2003 entre Ecuador y Colombia.

A través de la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, con fecha 4 de noviembre de 2009, se emitió la Decisión CAN 720, en la que se establece la necesidad de una revisión integral de la Decisión 536 y se deci-

de, para el efecto, suspender la aplicación de la Decisión 536. También estableció un Régimen Transitorio para los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador, diseñado para permitir la continuidad de las transacciones entre los dos países en tanto se adopte una disposición que rijan los intercambios en todos los Países Miembros.

Los Ministros de Relaciones Exteriores, Ministros y Altos Funcionarios del sector energético de Chile, Colombia, Ecuador y el Perú, reunidos en Lima, el 25 de febrero de 2011, coincidieron en la importancia de los beneficios que traería la interconexión eléctrica, constituyéndose en un paso fundamental para la integración económica y el desarrollo de sus países y expresaron su firme voluntad de avanzar con el proyecto de la Integración Eléctrica de la Región, definiendo la necesidad de trabajar en temas de seguridad jurídica, infraestructura y definición de mecanismos comerciales y financieros para el intercambio de electricidad.

El 2 de abril de 2011, Ministros y Altos Funcionarios del Sector Energético de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, este último participó en calidad de país invitado, firman la Declaratoria de Galápagos, que crea el Consejo de Ministros como máxima instancia para el desarrollo de la Integración Eléctrica Andina; conforma el Grupo de Regulación, encargado del desarrollo del marco regulatorio para el intercambio de

electricidad entre países y el Grupo de Planificación, encargado de la contratación de una consultoría que permita identificar la infraestructura necesaria para la realización de intercambios; y se nombra a Colombia como país coordinador de los Grupos de Regulación y Planificación por un año.

El 22 de Julio de 2011 se reúnen en Lima, nuevamente los Ministros de Relaciones Exteriores, Ministros y Altos Funcionarios del Sector Energético de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, reunión en la que se ratifican los acuerdos y compromisos de las anteriores reuniones en Lima y Galápagos, que buscan como único objetivo la Integración Eléctrica Regional.

Mediante Decisión CAN 757, aprobada el 22 de agosto de 2011, se mantiene la suspensión de la aplicación de la Decisión 536 por un plazo de hasta 2 años, con el fin de concluir su revisión, y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros. Esta Decisión establece también un régimen transitorio de transacciones bilaterales entre Ecuador y Perú a través de contratos a plazo.

La Decisión CAN 789, aprobada el 14 de junio de 2013, extiende la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta el 31 de agosto de 2016, hasta diseñar un nuevo régimen comunitario.

La Decisión CAN 811, aprobada el 29 de agosto de 2016, extiende el plazo de suspensión de la Decisión 536 dispuesto en el artículo 1 de la Decisión 789 hasta el 28 de febrero de 2017.

La Decisión CAN 815, aprobada el 24 de febrero de 2017, extiende el plazo de suspensión de la Decisión 536 dispuesto en el artículo 1 de la Decisión 811 hasta el 24 de abril de 2017.

Los ministros y altos funcionarios del sector energético de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia (en calidad de observador), suscribieron un compromiso para avanzar en un proyecto de interconexión eléctrica durante la Reunión del Consejo de Ministros del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) llevada a cabo en Santiago de Chile el 27 de septiembre de 2012.

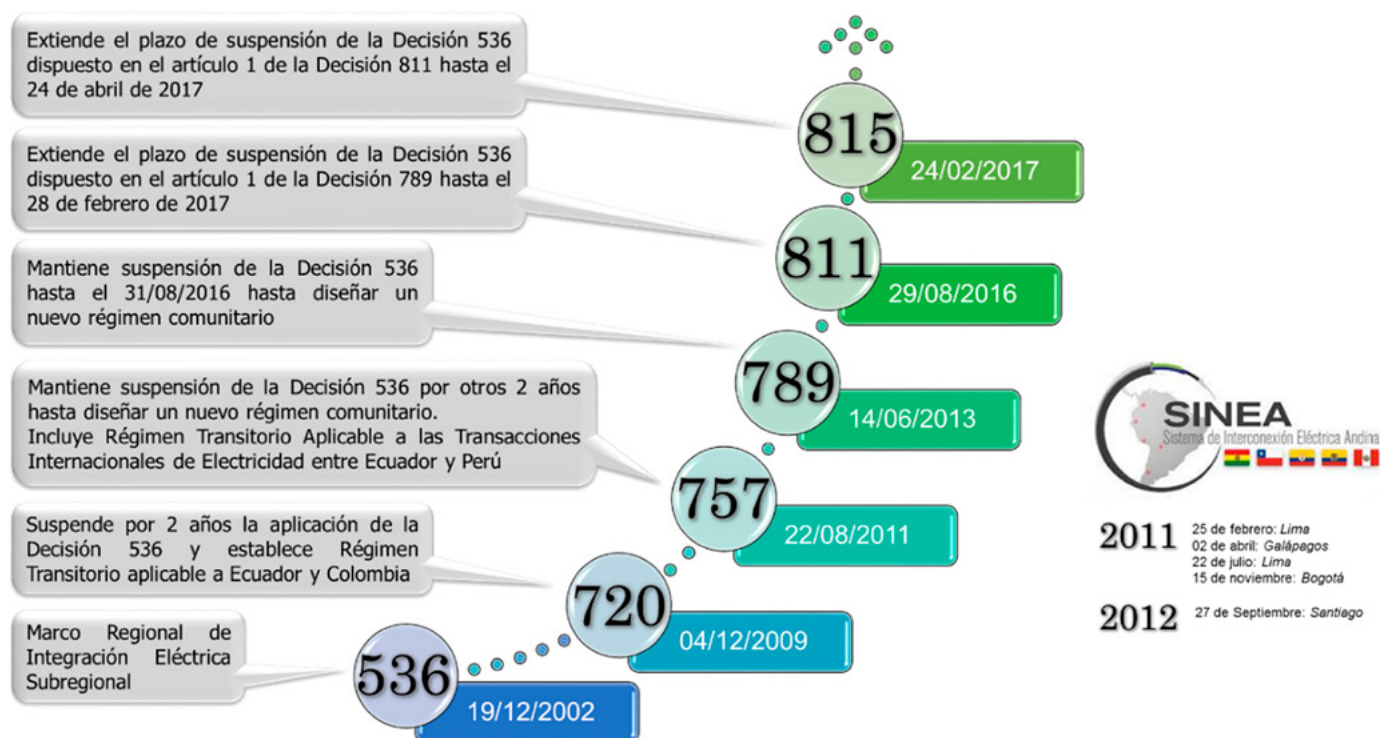


Figura 1. Decisión CAN.

En la declaración respectiva, los países ratificaron su interés en profundizar y expandir los intercambios de energía eléctrica a través de un mercado más integrado y eficiente. En este sentido, el SINEA busca apoyar el proceso de integración eléctrica regional andina en un marco de seguridad jurídica, complementariedad en el uso de recursos y beneficio económico para las partes involucradas.

El BID, a través de la cooperación técnica “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina”, brinda apoyo a los países de SINEA para la realización de estudios preliminares para el desarrollo del mercado eléctrico andino, incluyendo los aspectos técnicos, regulatorios y estratégicos. El programa de cooperación técnica tiene tres objetivos fundamentales:

- Establecer los principios y lineamientos necesarios para la armonización regulatoria de los países participantes de la iniciativa;
- Identificar y evaluar las posibles alternativas sostenibles de Interconexión Eléctrica Andina; y
- Analizar las alternativas de la Interconexión Eléctrica Andina en términos de costos, cronogramas y requerimientos socio-ambientales.

El programa de apoyo incluye la creación de una Hoja de Ruta de Integración que incluye compromisos claros, cronograma de actividades y definición de roles y responsabilidades.

Con esta iniciativa, sumada a otras como el proyecto SIEPAC en América Central, el BID busca, a través de esquemas de integración regional, aumentar la eficiencia del sector eléctrico y el uso de las fuentes renovables de energía. Al posibilitar intercambios de energía se prevé una mejora de calidad y seguridad del suministro, la reducción de los costos de generación, así como en la utilización, eficiencia y

eficacia de los equipos de transmisión y las plantas de generación.

Dentro de esta iniciativa se han licitado dos proyectos a través de la Cooperación Técnica (RG-T2056):

- Planificación y Estudio de Factibilidad de la Infraestructura de Integración Eléctrica de los Países Andinos (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú), que en este documento será referido como el Proyecto de Planificación.
- Armonización Regulatoria de la Integración Eléctrica de los Países Andinos, que motiva la propuesta descrita en este documento.

### Alcance del Estudio de Planificación

El objetivo básico de este estudio consiste en identificar y evaluar las alternativas sustentables de la Interconexión Eléctrica Andina tal que:

- Sean producto de un análisis multidimensional – técnico, económico, social, ambiental, institucional, político, regulatorio, etc.
- Resulten de un amplio consenso entre los actores involucrados.
- Se muestren consistentes y sustentables frente a eventuales cambios en las condiciones de contorno.

El Estudio se realizará a nivel de planeamiento y factibilidad, considerando, al menos, dos ejes de análisis:

- Soluciones de interconexión eléctrica bilateral entre pares de países.
- Una interconexión eléctrica regional, que incluya las anteriores más las obras de refuerzo necesarias

en las redes nacionales para potenciar la capacidad de transmisión conjunta.

El objetivo principal será buscar, de forma gradual o por etapas, la integración eléctrica regional de todos los países participantes, de forma de maximizar los beneficios económicos del conjunto. El mejor logro de estos propósitos supone la realización de todos los estudios pertinentes, de planificación, económicos, técnicos y de costos, considerando las correspondientes restricciones ambientales y sociales, los principales riesgos y las barreras y externalidades con potencial impacto sobre el proyecto.

Sobre esas bases se propondrá y recomendará la(s) alternativa(s) que mejor satisfaga(n) todas las condiciones y, tras la aprobación de los Países Miembros del Proyecto, se la desarrollará en el nivel de factibilidad.

En ese contexto, las acciones que de allí surjan estarán integradas con los resultados de los estudios de armonización regulatoria, de modo que las decisiones de infraestructura que resulten tengan soporte y sustento en el tiempo, y converjan con el marco de expansión y regulación de los países participantes, en estrecha colaboración recíproca.

El Enfoque Técnico y Metodológico se dividió en dos fases:

- Fase I – Estudio de Planificación
- Fase II – Estudio de Factibilidad

### Alcance del Estudio de Armonización Regulatoria

El objetivo principal es presentar una propuesta de armonización regulatoria que permita aprovechar de manera no discriminatoria, eficiente y sostenible la in-

terconexión de los países Andinos, de tal manera que se aliente la competencia en beneficio de los usuarios finales de los mercados de electricidad de los cinco países. Dicha propuesta será establecida a partir de los principios y lineamientos recogidos de los países y la experiencia de la Comunidad Andina de Naciones.

Los objetivos específicos son:

- Comparar los marcos regulatorios, institucionales y jurídicos de energía eléctrica en Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, Perú y la Comunidad Andina.
- Proponer alternativas y procesos para concretar esta integración regional en las que se consideren también perspectivas de integración con los diferentes mercados de la región, esto es México, Centroamérica y Mercosur.
- Evaluar comparativamente las ventajas y desventajas de las opciones regulatorias propuestas.
- Analizar la evolución de la normativa de la Comunidad Andina de Naciones en referencia a la integración eléctrica regional.

### Principales características: físicas y eléctricas, mapa de ruta, kilometrajes y subestaciones

En el marco de la iniciativa SINEA, las obras necesarias para materializar las Interconexiones que la consultora propone son:

#### Interconexión Colombia – Ecuador en CA 500 kV

- Ampliación de las barras de 500 kV en la SE Alférez (Colombia), para conectar una salida de línea

a 500 kV, y construcción de un campo de salida de línea a 500 kV.

- Construcción de una nueva doble barra a 500 kV en la SE Jamondino (Colombia), para conectar dos campos de salida de líneas de 500 kV, y construcción de dos campos de salida de línea a 500 kV.
- Ampliación de las barras a 500 kV en la futura SE El Inga (Quito-Ecuador), para conectar una salida de línea a 500 kV, y construcción de un campo de salida de línea de 500 kV.
- Construcción de una línea a 500 kV CA, simple circuito, de unos 505 km, entre las subestaciones Alférez, Jamondino y El Inga (Quito).

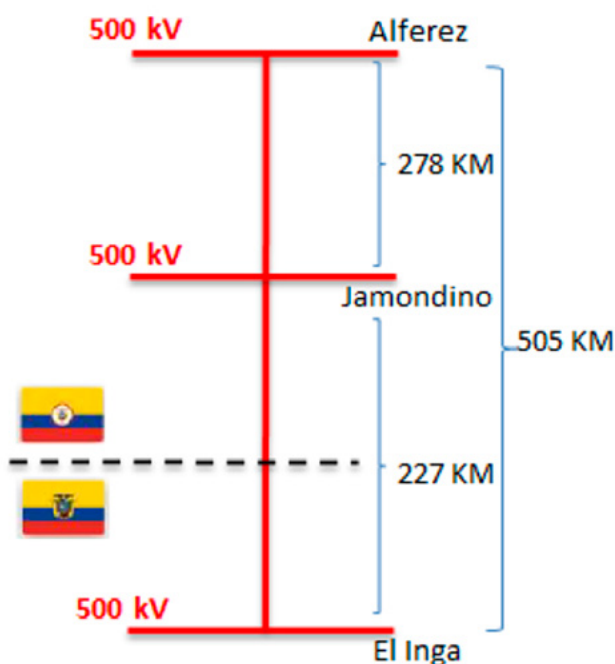


Figura 2. La topología propuesta Mapa de Ruta Colombia – Ecuador 500 kV.

### Primera Interconexión Ecuador – Perú en CA 500 kV

- Ampliación de las barras de 500 kV en la futura SE Daule (Ecuador), para conectar dos salidas de

línea de 500 kV, y construcción de un campo de salida de línea de 500 kV.

- Construcción de la nueva SE Frontera (lado Ecuador), consistente en una doble barra de 500 kV para cuatro campos de salida de líneas de 500 kV, y en dos campos de salida de línea de 500 kV.
- Ampliación de las barras de 500 kV en la futura SE La Niña (Perú), para conectar dos salidas de línea de 500 kV, y construcción de un campo de salida de línea de 500 kV.
- Construcción de una línea de 500 kV CA, simple circuito, de unos 591 km, entre las subestaciones Daule, Frontera y La Niña.

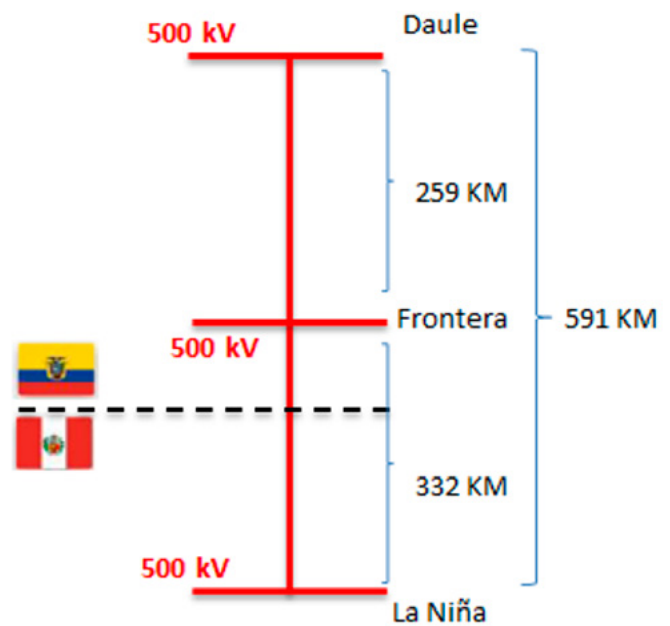


Figura 3. La topología propuesta Mapa primera de Ruta Ecuador – Perú 500 kV.

### Segunda Interconexión Ecuador – Perú en CA 500 kV

- Construcción de un campo de salida de línea a 500 kV en la SE Daule (Ecuador).

- Construcción de dos campos de salida de línea a 500 kV en la SE Frontera (tentativamente se ubicó del lado de Ecuador).
- Construcción de un campo de salida de línea a 500 kV en la SE La Niña (Perú).
- Construcción de una línea a 500 kV CA, simple circuito, de unos 591 km, entre las subestaciones Daule, Frontera y La Niña, paralela a la primera línea de interconexión.
- Disponibilidad de compensación capacitiva / inductiva que permita controlar los voltajes.
- Convenios de cooperación para abastecimiento de carga mediante transferencias de carga en ambos sentidos, ante la ocurrencia de fallas o mantenimientos en las líneas de transmisión Tulcán – Panamericana 138 kV y Machala – Zorritos 230 kV.

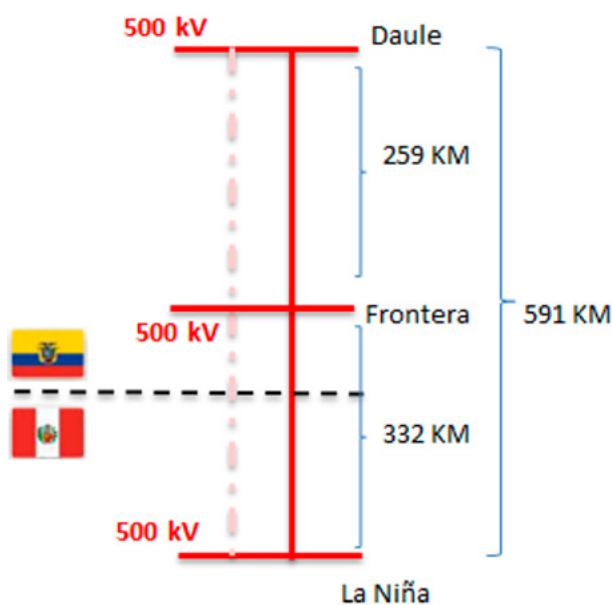


Figura 4. La topología propuesta Mapa de segunda Ruta Ecuador - Perú 500 kV.

## Historia y evolución en el tiempo del proyecto: asuntos y acuerdos institucionales, regulatorios, ambientales, acuerdos operativos, procedimientos para efectuar los intercambios, costo-inversión, financiación, esquema de propiedad

A continuación, se resumen las principales características del estudio de la Consultoría de SINEA en el ámbito regulatorio:

TEMA	PROPUESTA SINEA
General	SINEA propone un esquema de implantación en tres etapas, empezando un mercado reducido entre Colombia, Ecuador y Perú (CEP) y con un modelo de mercado inicial. Posteriormente, en una Segunda Etapa se integrarían el resto de países (Chile y Bolivia) y el modelo de mercado se complementa. En una Tercera Etapa se implementan mercados adicionales (regulación de frecuencia, intradiarios, etc.).
Países Participantes	Etapa I: Colombia, Ecuador, Perú Etapa II: Iniciales más Chile y Bolivia a medida que se interconecten Etapa III: Funcionamiento pleno con los países de SINEA (Posibilidad de nuevos miembros regionales)
Agentes participantes	Todos los agentes autorizados a realizar transacciones Mayoristas en los mercados de los países miembros del MRES (Mercado Regional Eléctrico: Colombia-Ecuador-Perú-Bolivia-Chile).

<b>Productos comercializados</b>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado Spot regional basado en un predespacho posterior al despacho de los mercados nacionales</li> <li>• Ofertas como pares precio cantidad, basados en la generación no despachada en el mercado nacional (exportaciones) y sustitución de generación propia (importaciones).</li> <li>• Algoritmo de despacho que tiene en cuenta la capacidad de transmisión disponible para tránsito y pérdidas</li> <li>• Precios y cantidades resultan del despacho ex –post. EL precio spot lo fija la oferta más cara de venta aceptada en cada país.</li> <li>• Contratos bilaterales financieros, liquidados en base a los precios ex –post</li> <li>• Derechos financieros de transmisión sobre los vínculos transfronterizos (una vez que el mercado spot funcione en forma fluida)</li> </ul> <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Para este momento los países deberán haber acordado los criterios para permitir contratos firmes de largo plazo, o bien estos se descartan.</li> <li>• DFTs para contratos de largo plazo (en caso que estos se aprueben)</li> <li>• Mercado regional diario anticipado, con precios ex –ante y obligaciones resultantes del predespacho</li> <li>• Contratos bilaterales financieros liquidados en base al precio ex –ante</li> <li>• En caso que el despacho regional zonal (market splitting) requiera de demasiadas zonas, se podrá pasar a un mecanismo de despacho nodal</li> <li>• Mecanismo de compensación de desviaciones respecto al predespacho</li> </ul> <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los de etapa 2 más transacciones de servicios auxiliares,</li> <li>• Mercados intradiarios reemplazan los redespachos</li> <li>• Probable conveniencia de precios nodales y DFT (Derechos Financieros de Transmisión) punto a punto</li> </ul>
<b>Mecanismo de despacho</b>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximización del beneficio social, dado por precios de compra por cantidades casadas menos precios de venta por cantidades casadas</li> <li>• Restricciones dadas por capacidad de los vínculos, tanto externos como internos (estos sólo en Ecuador)</li> <li>• Eventualmente se pueden incluir restricciones de rampas de toma-reducción de carga.</li> <li>• Precios por países y en caso de congestión interna, precios por zona (market splitting)</li> <li>• Acuerdo sobre las razones que justifican lanzar un redespacho</li> </ul> <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se evaluará la necesidad/conveniencia de un esquema basado en precios nodales. En caso que del estudio surja la recomendación de implementar este esquema, también se evaluará la necesidad de crear DFTs punto a punto</li> </ul> <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Similar al de etapa 2 a menos que se introduzcan precios nodales, en ese caso también es necesario un nuevo algoritmo para las subastas de los DFT</li> </ul>
<b>Compensación por tránsito</b>	<p>ETAPA I: Compensación de las pérdidas de transmisión en base a resultados del despacho ex –post.</p> <p>ETAPA II: Se decidirá si además de pérdidas se incluye una componente de costos fijos en la compensación.</p> <p>ETAPA III: Unificado con las tarifas para pagar los costos de las ampliaciones decididas por el planeamiento regional</p>



<p><b>Control de flujos en los vínculos transfronterizos</b></p>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los OS de los países del MRES calculan en forma conjunta la capacidad de intercambio transfronterizo.</li> <li>• Los OS acuerdan cada día los flujos horarios en los vínculos en base al predespacho regional</li> <li>• Cada país proporciona un margen de reserva de regulación primaria de frecuencia</li> <li>• Los flujos en los vínculos se controlan a través del AGC, en un esquema de control de área (generalizado o radial)</li> <li>• No se penalizan los desvíos, pero se establece un criterio de performance (CPS)</li> </ul> <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Similar a la primera etapa, pero teniendo en cuenta que los flujos son ahora vinculantes, y que se deberán compensar las desviaciones</li> </ul> <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Similar a la segunda etapa</li> </ul>
<p><b>Liquidación</b></p>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mensual, incluyendo pagos por electricidad vendida-comprada, compensación por tránsitos y pagos a los tenedores de DFTs.</li> </ul> <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Similar a la etapa 1, incluyendo los pagos asociados a desviaciones del programa diario</li> </ul> <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Similar a la etapa 2, incluyendo desviaciones del programa diario y de los redespachos</li> </ul>
<p><b>Instituciones</b></p>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Institución Coordinadora Regional (ICR) creada con misión inicial el lanzamiento del MRES</li> <li>• Designación de un OS para realizar la casación del mercado, recolección de datos de medición y liquidación.</li> <li>• Posteriormente organización de subastas para asignar los DFT y posteriormente administrarlos</li> </ul> <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El ICR se convierte durante la etapa 2, una vez que esté en funcionamiento fluido, en el regulador regional</li> </ul> <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se analiza la conveniencia de un Operador del Sistema Regional</li> </ul>
<p><b>Planeamiento</b></p>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Orientado al desarrollo de los vínculos transfronterizos y refuerzos internos que permitan la conexión de todos los países de SINEA</li> </ul> <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se implementa un sistema de planeamiento regional de la transmisión, que evaluará nuevas ampliaciones o mejoras de las existentes</li> </ul> <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Como en la etapa 2</li> </ul>

SopORTE mutuo durante emergencias	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acuerdo entre los Operadores de Sistema (OS)</li> <li>• La electricidad provista por los países que ayudan a aquel en emergencia se liquida al precio ofertado en el mercado spot diario</li> </ul>
Ampliaciones por terceros	<p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se analizará la conveniencia que se autoricen ampliaciones de las capacidades de transmisión transfronterizas por privados, quienes pueden percibir las rentas de congestión y eventualmente, en caso que exista un beneficio regional, un pago regulado.</li> </ul> <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se analizará la conveniencia que se autoricen ampliaciones de las capacidades de transmisión transfronterizas por privados, quienes pueden percibir las rentas de congestión y eventualmente, en caso que exista un beneficio regional, un pago regulado.</li> </ul>
Tarifas regionales de transmisión	<p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifas regionales de transmisión</li> </ul>

Tabla 1. Propuesta SINEA.

## Principales barreras, dificultades y beneficios

- Los análisis realizados en el año 2013 demostraron la rentabilidad económica de desarrollar una serie de infraestructuras de interconexión entre los países SINEA. La tabla siguiente muestra aquellas infraestructuras que, en un ámbito de acuerdos bilaterales, resultan económicamente eficientes y que por tanto se recomienda acometer en los próximos años:

Sistema	Proyecto	Año
Ecuador - Perú	Línea 500 kV La Niña-Daule	2017
Perú - Chile	Back-to-back + línea 220 kV Los Héroes - Arica	2017
	Línea HVDC Montalvo - Crucero	2020
Chile - Bolivia	Línea 220 kV Laguna Colorada - Chuquicamata	2017

Tabla 2. Infraestructuras de Interconexión SINEA. Nota: El año corresponde al inicio de la operación de la interconexión propuesta.

- La operación sincrónica entre los sistemas de Perú y Ecuador-Colombia, utilizando la infraestructura existente, sería altamente rentable económicamente para ambos países. Tendría, además, un beneficio añadido, puesto que permitiría implementar un mercado regional entre estos tres países antes de que se construya la interconexión planificada en 500 kV. Existen ciertas limitaciones a este tipo de operación, debido fundamentalmente a la posible existencia de oscilaciones entre los sistemas de Colombia-Ecuador y Perú.
- La interconexión prevista en 500 kV entre Ecuador y Perú, por otra parte, presenta una rentabilidad económica más que considerable y no estaría condicionada por la operación sincrónica (en una fecha anterior) de los sistemas involucrados. Sería conveniente, por tanto, no demorar la construcción de esta línea más allá de lo mínimamente imprescindible para poder acometer esta obra en condiciones técnico/ambientales adecuadas (finalización de los estudios de viabilidad, estudios de impacto ambiental, establecimiento de los esquemas de fi-

nanciamiento, contratación de la obra y construcción de la línea).

- Un aumento de la capacidad de interconexión entre Colombia y Ecuador, hasta valores del orden de 1000 MW es sumamente conveniente. Dado que en la actualidad existen 4 líneas de 220 kV, este incremento podría lograrse de dos modos distintos:
  - Incrementando la capacidad de transporte del corredor actual, considerando que están en ejecución y/o planificados a corto plazo refuerzos en la red del sur de Colombia. Estos refuerzos permitirían incrementar la capacidad de interconexión (actualmente limitada a 550 MW) si bien no es posible determinar por el momento hasta que límite, hasta tanto se desarrollen los estudios eléctricos de detalle. Valores del orden de 800-850 MW no deberían, a priori, descartarse.
  - Mediante la construcción de una nueva línea en 500 kV entre las subestaciones de Alférez (Colombia) e Inga (Ecuador). Con este refuerzo es altamente probable que la capacidad total de interconexión se eleve por encima de los 1000 MW.
  - Por otra parte, tal como sucede con la segunda línea de interconexión entre Perú y Ecuador, un refuerzo que requiriese la construcción de una nueva línea en 500 kV, no podría en ningún caso acometerse bajo un esquema bilateral. Esto es así porque los beneficios percibidos por Colombia (si bien positivos) son insuficientes para compensar los costes de inversión en Colombia, ya que la mayor parte de esta infraestructura discurre por este país y la mayor parte de los beneficios son percibidos por Ecuador.
- Interconectar los sistemas de Perú y Chile Norte resulta, en principio, muy rentable. Sin embargo:
  - La diferencia de frecuencia entre ambos países constituye una barrera importante desde el punto de vista de los elevados costos de inversión;
  - Una interconexión de alta potencia (del orden de los 1000 MW o superior) entre estos dos países requeriría, como condición previa, que los sistemas SING y SIC se encuentren interconectados. Esta interconexión interna ha tenido inconvenientes para su materialización, estándose en este momento acometiendo las reformas legislativas y regulatorias necesarias para permitir su construcción. Este proceso, sin embargo, llevará algunos años y por tanto no existen expectativas en Chile de que pudiera concluirse antes del año 2019. Esto implicaría que la fecha más temprana para la interconexión Perú-SING sería alrededor del año 2020.
  - Una inversión de menor capacidad (por ejemplo, un mono-polo en HVDC con retorno por tierra con una capacidad de 500 MW aproximadamente) no resultaría viable dado que los costos de inversión totales no se modificarían sustancialmente.
- Sería conveniente, entre tanto, analizar la posibilidad de una interconexión fronteriza de limitada capacidad (150 MW aproximadamente) en 220 kV entre las subestaciones de Los Héroes (Perú) y Arica (Chile). La distancia entre las mismas es

muy reducida (del orden de 70 km) y podría instalarse una estación convertidora de frecuencia (back-to-back) en cualquiera de estas subestaciones. La rentabilidad de una inversión de este tipo es muy elevada, no presenta muchas de los inconvenientes de una interconexión de alta capacidad y, en principio, podría acometerse rápidamente si existe voluntad política de avanzar en este sentido.

- Una interconexión fronteriza entre las subestaciones de Laguna Colorada (Bolivia) y Chuquicamata (Chile), en 220 kV y capacidad limitada a unos 100-150 MW resulta atractiva económicamente. Su rentabilidad, sin embargo, estaría condicionada fuertemente por los precios del gas que se consideren eficientes económicamente en Bolivia. Obviamente, con los precios internos actuales en Bolivia (subsidiados) cualquier interconexión resulta extremadamente atractiva. Sin embargo, el valor económico de este combustible está influenciado fuertemente por los contratos de suministro a Brasil, los cuales se encuentran ligados al valor del crudo. Utilizando estos precios como referencia, esta interconexión resulta sólo marginalmente rentable.
- Interconexiones de mucha mayor entidad ya sea con Chile o Perú, requerirían de la construcción en Bolivia de una red mucho más robusta. Esta red podría llegar a construirse si se llevan a cabo los desarrollos hidroeléctricos con objetivo exportador que actualmente se encuentran en fase de estudio. No existen aún, sin embargo, esquemas de red tentativos que permitan identificar con mayor precisión cuales podrían llegar a ser estas oportunidades de interconexión. En cualquier caso, de las discusiones mantenidas con la contraparte responsable en Bolivia, resultó claro que cualquier iniciativa en este sentido es muy poco probable que pudiese llegar a materializarse antes del año 2023 aproximadamente.

En cuanto a los temas regulatorios que deben solucionarse con el fin de que se establezca un marco regional de conveniencia para todos los países participantes están:

- Definir el modelo de despacho coordinado entre Ecuador, Colombia y Perú.
- Las rentas de congestión de un enlace internacional se compartirían en partes iguales (50%/50%) por los dos sistemas que, interconectados, aspecto que no es criterio unánime.
- Despachos vinculantes versus la aplicación de redespachos compensados económicamente.
- Afectación interna de los precios de los mercados internos de cada país por las exportaciones.
- Tratamiento de los subsidios internos de cada país.
- Procedencia de iniciar el mercado integrado solo con transacciones spot para luego incluir un mercado de contratos.
- Consideración en el mercado regional de precios nodales, mercados intradiarios y transacciones de servicios auxiliares.
- Remuneración de los países en tránsito.
- Mecanismos de despacho intrarregional y tratamiento comercial ante emergencias en los sistemas eléctricos de los países.
- Procedencia de implementar contratos internacionales de venta firme.

## Cronograma - hoja de ruta

El cronograma mostrado a continuación, y las correspondientes fechas previstas corresponden a la hoja de ruta del último informe vigente, abril 2014.

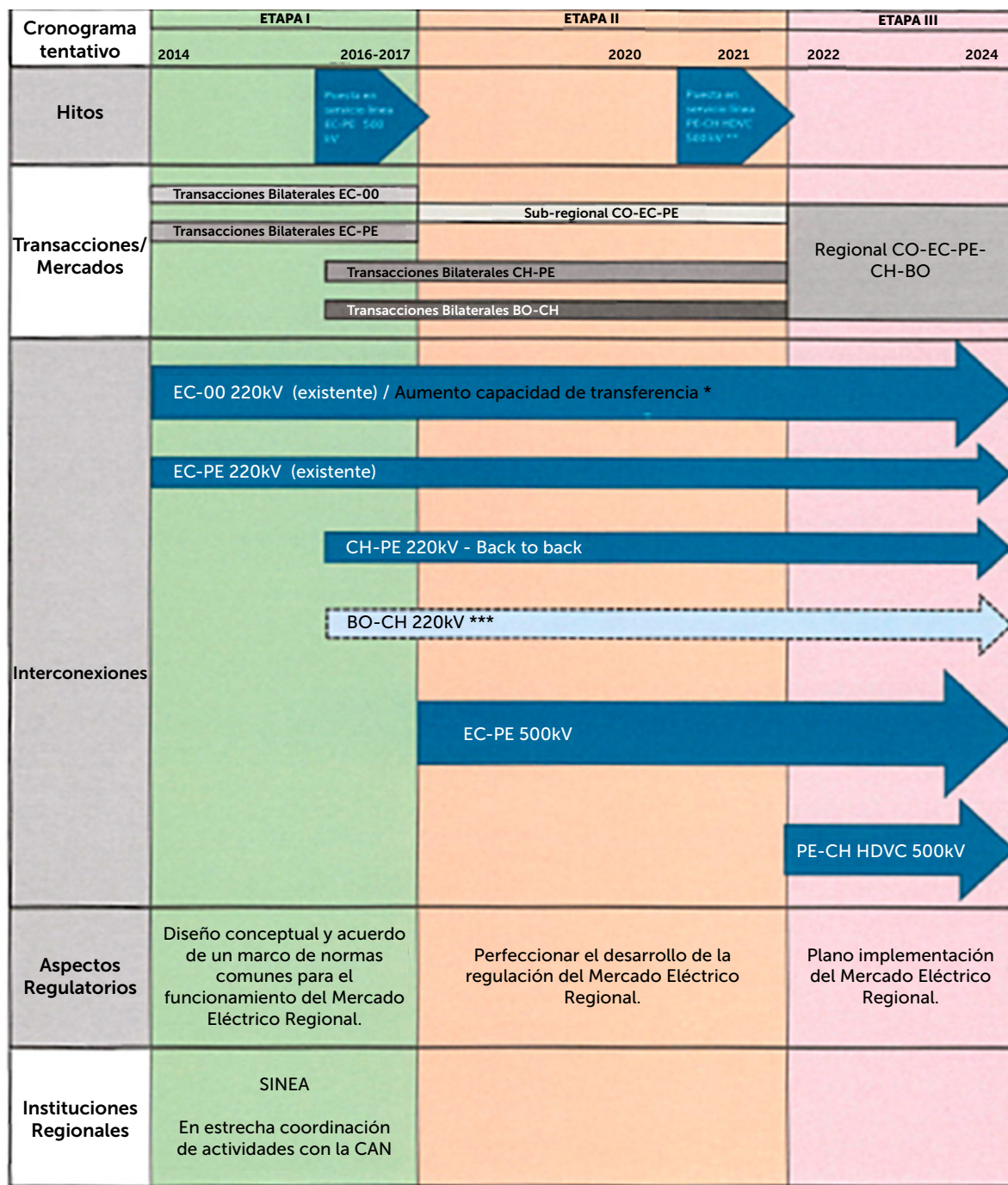


Figura 5. Hoja de ruta para la integración regional

## Etapa I

Inicio: mayo 2014

Duración: hasta la puesta en servicio de la interconexión en 500 kV entre Ecuador y Perú.

### Interconexión Colombia – Ecuador

Con base en los estudios técnicos realizados por AF – MERCADOS EMI y SIGLA, profundizar en los análisis sobre la factibilidad de elevar la capacidad de transferencia hasta 620 MW por la interconexión en 230 kV existente (en lugar de los 400 MW actuales), una vez realizados los refuerzos previstos en el sistema sur de Colombia y norte de Ecuador.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: hasta la entrada en servicio de los refuerzos previstos.
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales colombiano-ecuatorianos, y Consejo del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – COSINEA)

En paralelo hay que ir perfeccionando el marco que regula las transacciones eléctricas entre ambos sistemas (hoy básicamente establecidos en la Decisión CAN 789 Anexo 1), con la idea de ir generando también un aprendizaje para el posterior funcionamiento del mercado regional. En este sentido, se evaluará la posibilidad de adoptar algunas de las alternativas de operación del mercado planteadas en el marco de los estudios sobre armonización regulatoria, particularmente aquellas relacionadas con el funcionamiento del Mercado Spot Regional, el carácter del predespacho, compensación de desviaciones, mecanismos que

otorguen transparencia a los costos, contratos bilaterales financieros, rentas de congestión.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años <sup>(1)</sup>
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales colombiano-ecuatorianos, GTOR y COSINEA.

### Interconexión Perú-Ecuador

En relación a la interconexión existente entre Ecuador y Perú (en 220 kV), asumiendo la imposibilidad que pueda funcionar en un régimen permanente (operación síncrona del enlace), y hasta la puesta en operación de la línea de interconexión en 500 kV (cuya construcción ya ha sido decidida por ambos países y la entrada en servicio prevista para el año 2017), los estudios mostraron la factibilidad de plantearse la opción de operación no síncrona de transferencias de carga de la provincia El Oro de Ecuador al Perú o de Tumbes-Talara del Perú al Ecuador, para ello se ha implementado un esquema de contratos bilaterales que permiten realizar transacciones de energía. Implementando esta forma operativa, se podrían obtener beneficios en forma inmediata transfiriendo estacionalmente cargas del orden de unos 65 MW, aprovechando la complementariedad de los regímenes hidrológicos de ambos países.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 1 año para la puesta a punto de la operativa propuesta.
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano-ecuatorianos y COSINEA.

<sup>(1)</sup> Hasta el momento se continúa en el proceso de perfeccionamiento del marco que regula las transacciones eléctricas entre ambos países.

Las transacciones de energía eléctrica entre Perú y Ecuador, se están desarrollando de acuerdo a lo establecido en las Decisiones de la Comunidad Andina No. 757 y 789. Independientemente de ello, sería importante que ambos países puedan analizar el perfeccionamiento de dicho marco, incorporando aquellas propuestas del estudio de armonización regulatoria que estimen convenientes, y que generen mejores condiciones de partida a la hora de plantearse la conformación del mercado eléctrico subregional entre los 3 países (Colombia, Ecuador, Perú). En particular aquellas relacionadas con el funcionamiento del Mercado Spot Regional (incluyendo alternativas sobre el carácter vinculante del predespacho y compensación de desviaciones), contratos bilaterales financieros, rentas de congestión, mecanismos para transparentar costos.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años <sup>(2)</sup>
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano-ecuatorianos, GTOR y COSINEA.

### Interconexión Perú-Chile

Los estudios muestran la conveniencia de encarar cuanto antes el proyecto de interconexión back to back (220kV) entre el sistema norte de Chile y sur del Perú. En condiciones de régimen permanente la potencia a transmitir podría ser del orden de 70 MW. La realización de este enlace resulta viable en un ámbito de bilateralidad, se muestra independiente de la concreción de la interconexión entre el SING y el SIC, y seguiría teniendo sentido aun si después se concretara una interconexión de gran porte entre ambos países (HVDC, 500kV).

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano-chilenos y COSINEA.

En paralelo ambos países deberían trabajar en la elaboración de un marco ad hoc que posibilite los intercambios entre ambos sistemas. Dado que no hay antecedentes al respecto, las propuestas surgidas del estudio de armonización regulatoria para el desarrollo del MRES, que mejor se ajusten a las características de ambos sistemas, podrían ser una buena base de partida. En particular aquellas relacionadas con el funcionamiento del Mercado Spot Regional (incluyendo alternativas sobre el carácter vinculante del predespacho y compensación de desviaciones), contratos bilaterales financieros, rentas de congestión, mecanismos para transparentar costos.

Llegado el momento, esto podría ayudar a una más rápida armonización de reglas que posibilite la conformación de un mercado eléctrico regional entre los 5 países.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano-chilenos, GTOR y COSINEA.

### Interconexión Bolivia-Chile

Los estudios muestran la factibilidad técnico-económica de implementar el proyecto de interconexión Encuentro-Laguna Colorada entre el sistema norte

<sup>(2)</sup> Hasta el momento se continua en el proceso de perfeccionamiento del marco que regula los intercambios entre ambos países.

de Chile y oeste de Bolivia. De acuerdo con los estudios realizados, en condiciones de régimen permanente la potencia a transmitir podría ser del orden de 80 MW. La realización de este enlace resulta viable en un ámbito de bilateralidad, se muestra independiente de la concreción de la interconexión entre el SING y el SIC, y seguiría teniendo sentido aun si después se concretara la interconexión de gran porte entre Perú y Chile (HVDC). De todas formas, importa dejar constancia del hecho que el plan de expansión de Bolivia se encuentra en revisión en estos momentos y otras varias alternativas de interconexión con países limítrofes están bajo estudio, lo que podría modificar estas conclusiones.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales boliviano- chilenos y COSINEA.

## Instituciones Regionales

En principio el Mercado Spot Regional del SINEA no requeriría de un operador regional del sistema, bastaría con una coordinación estrecha entre los despachos (quizás con personal dedicado exclusivamente a las transacciones internacionales), y tampoco de un regulador regional.

Las actividades de carácter regulatorio, tanto a nivel bilateral como multilateral, destinadas a completar el desarrollo de la regulación del mercado regional e impulsar su aplicación en el marco de MRES, deberán desarrollarse en el marco de una estrecha coordinación entre el SINEA y el grupo GTOR de la CAN.

Un caso particular es el relativo a la situación de Chile, que, si bien se encuentra participando de los grupos

GTOR y GOPLAN, no es miembro de la CAN y por tanto las resoluciones en el seno de la misma no son de carácter vinculante para dicho país. Un camino que quizás valdría la pena explorar es el de la adhesión parcial de Chile a la CAN, en aquellos temas concernientes al proceso de integración eléctrica.

En esta primera etapa y hasta la conformación de un mercado regional, se propone la creación de un organismo de carácter consultivo (Consejo del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – COSINEA).

## Etapa II

- Fecha Inicio: Puesta en servicio de la interconexión en 500 kV entre Ecuador y Perú.
- Duración: Hasta la concreción del proyecto de interconexión de gran porte entre Chile y Perú (HDVC, 500kV). Fecha tentativa: 2021

## Mercado eléctrico integrado subregional Perú-Ecuador-Colombia

Una vez que entre en servicio la interconexión en 500 kV entre Ecuador y el Perú, van a estar dadas las condiciones a nivel de infraestructura para el desarrollo de transacciones en un ámbito trilateral. Para que éstas puedan efectivizarse, deberá salirse de los marcos ad hoc en los cuales funcionan ambas interconexiones, para ir hacia una armonización regulatoria básica, que posibilite la operativa de un mercado subregional.

En un principio, se buscará arribar a un acuerdo entre los 3 países participantes del mercado subregional, para en posteriores etapas ir ampliando el marco de entendimiento a los 2 países restantes.

- Fecha de inicio: mayo 2017



- Duración: 2 años
- **Ámbito de trabajo:** Grupos técnicos de trabajo trilaterales colombiano- ecuatoriano-peruanos, GTOR y COSINEA.

### Interconexión Perú-Chile (HDVC, 500kV)

De acuerdo con los estudios realizados, se trata de un proyecto viable desde el punto de vista técnico-económico, y factible en un ámbito de bilateralidad. No obstante, dichos estudios muestran que la interconexión entre los sistemas SING y SIC de Chile, aparece como un requisito previo del proyecto de una interconexión de gran porte entre Chile y Perú (HDVC, 500kV). Por lo tanto, el proyecto de interconexión en 500kV entre Perú y Chile, no podrá estar operativo con anterioridad al 2020 (fecha tentativa para la culminación de las obras de interconexión del SING y el SIC).

- Fecha de inicio: 2018
- Duración: 3 años
- **Ámbito de trabajo:** Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano- chilenos y COSINEA.

En materia regulatoria, y con base en la experiencia de funcionamiento del mercado subregional, se deberá trabajar intensamente para alcanzar los acuerdos que permitan que Chile y Bolivia se incorporen en forma plena a dicho mercado, junto a Colombia, Ecuador y Perú.

- Duración: 4 años
- **Ámbito de trabajo:** Grupos técnicos de trabajo colombiano-ecuatoriano-peruano y chileno, GTOR y COSINEA.

### Instituciones Regionales

Una vez creadas las condiciones a nivel de infraestructura que den soporte a la implementación de un mercado subregional, parece conveniente crear una institución de coordinación regional, que, entre otras actividades, tome a su cargo las tareas necesarias para el rápido funcionamiento de MRES. Dicha Institución Coordinadora Regional (ICR), de la cual el COSINEA con sus atribuciones pasaría a formar parte, tendría entre sus funciones las de completar el desarrollo de la regulación del mercado regional, impulsar su aplicación para la regulación del MRES, asesorar a los Organismos Encargados del Despacho en la aplicación de la regulación. Desarrollar y luego supervisar el funcionamiento del sistema de planeamiento regional (SPR).

### Etapas III

- Inicio: año 2021.
- Duración: 3 años

Esta etapa se correspondería con la puesta a punto para el funcionamiento a pleno de un mercado eléctrico regional, integrado por los 5 países participantes del SINEA.

Se deberá definir un lugar donde se realicen las tareas del MRES, así como evaluar la conveniencia que el ICR pase a ser el regulador regional.

- Fecha de inicio: 2021
- Duración: 3 años
- **Ámbito de trabajo:** GTOR e ICR.

## Perspectivas futuras

El 25 de abril de 2014 se reunió en Lima el Consejo de Ministros de Energía del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA para conocer los resultados finales de la Consultoría SINEA y establecer una Hoja de Ruta hacia el proceso de integración eléctrica regional. Los acuerdos de los Ministros se resumen:

- Avanzar en el proceso de integración eléctrica regional según lo establecido en la Hoja de Ruta Profundizar los entendimientos de interconexión eléctrica binacionales identificados en los estudios realizados, en una primera etapa, indispensable para alcanzar la integración regional en la materia.
- Analizar y adoptar un acuerdo de armonización regulatoria que permita conformar un mercado eléctrico regional, en forma gradual.
- Mantener la coordinación y articulación con otras instancias de integración de la región, en particular con la Comunidad Andina.
- Reconocer la necesidad de realizar estudios los específicos que permitan optimizar el uso de las interconexiones existentes.
- Emitir directivas para el cumplimiento de cada una de las citadas etapas y, en este sentido, reafirmar su firme voluntad política de avanzar gradualmente en la integración e interconexión eléctrica andina.

### Ecuador – Perú

Mediante Decisión 536 de la CAN, del año 2002, se establecieron principios generales para permitir el intercambio intracomunitario de electricidad. Dicha norma creó además el Comité Andino de Organismos

Normativos y Reguladores de Electricidad encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el presente Marco General, incluyendo Resoluciones de la Secretaría General o Convenios. Integran el CANREL representantes de Ecuador, Bolivia, Colombia y Perú.

Debido a diferencias surgidas en cuanto al alcance y forma de aplicación de la Decisión 536, en el año 2009 se expidió la Decisión 720 que suspendió la Decisión 536 y estableció un marco temporal para los intercambios entre Colombia y Ecuador. En 2011 se aprobó la Decisión 757 que amplió la suspensión de la Decisión 536 hasta el año 2013 y estableció un marco temporal adicional para los intercambios entre Ecuador y Perú; a mediados del año 2013, considerando tanto los avances en la iniciativa SINEA así como las disposiciones del CANREL, se expidió la Decisión 789 misma que reforma la Decisión 757, suspende la Decisión 536 hasta agosto de 2016 y mantiene los marcos normativos temporales para las transacciones Ecuador-Colombia y Ecuador-Perú.

A mediados del año 2012, la Secretaria General de la Comunidad Andina puso a consideración del GTOR una propuesta de Decisión que reemplace la Decisión 536.

De otro lado, paralelamente al foro de la CAN, en el año 2011 los Ministros de Energía de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, acordaron llevar adelante un proyecto de integración para desarrollar un Sistema de Interconexión Eléctrica Andina. Como resultado, a mediados del año 2014 se presentaron las conclusiones en cuanto a posibilidades de interconexión eléctrica, así como una propuesta normativa alternativa a la Decisión 536.

En el marco de estas iniciativas regionales, en febrero de 2012 y como resultado de la Declaración Presidencial

"Fortaleciendo la Integración para la Inclusión Social y el Desarrollo Sostenible" que suscribieron los Presidentes de Ecuador y Perú se iniciaron los análisis para determinar de manera conjunta la posibilidad de conexión síncrona entre los sistemas eléctricos de ambos países y la ampliación de la capacidad de transmisión, así como para concluir la reglamentación de la Decisión 757.

Como consecuencia, de la Decisión 757, y luego de diversas reuniones de trabajo, el Ministerio de Energía y Minas de Perú aprobó mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM el "Reglamento interno para la aplicación de la Decisión 757 de la CAN" y Osinergmin aprobó mediante Resolución N° 207-2013-OS/CD el Procedimiento Técnico COES PR-43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN"; en tanto el CONELEC aprobó mediante Resolución la Regulación N° CONELEC-003/13 "Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú aplicables conforme a lo dispuesto en la Normativa Supranacional expedida por la Comunidad Andina".

Asimismo, en cuanto a la posibilidad de incrementar la interconexión entre ambos países, como resultado del trabajo efectuado por los equipos técnicos de ambos países, en noviembre de 2013 el Ministro de Energía de Perú y el Ministro de Electricidad y Energías Renovables de Ecuador suscribieron el "Acuerdo de Piura para la construcción de la línea de interconexión internacional Perú – Ecuador a nivel de 500 kV", el cual dispuso que los organismos competentes de ambos países concordasen los aspectos operativos y regulatorios específicos para intensificar los intercambios comerciales de electricidad.

En junio del año 2013, se emite la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones No. 789 que modifica la Decisión 757, la cual extiende la suspensión de la Decisión 536 hasta el 31 de agosto de 2016, con el fin con-

cluir la revisión de la mencionada Decisión y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros.

En abril de 2017, se emite la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones No. 816 que establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) sobre la base de los siguientes principios:

- a. Optimización de excedentes una vez abastecido el mercado interno;
- b. Uso eficiente de los recursos energéticos en los países que conforman la región andina;
- c. Aprovechamiento de la complementariedad y de la disponibilidad de los recursos energéticos;
- d. Acceso libre, transparente y recíproco a la información para el funcionamiento del mercado y aquella que sea necesaria para la planificación de los enlaces internacionales;
- e. Fomento al desarrollo económico de la región andina;
- f. Sostenibilidad ambiental en el uso de los recursos;
- g. Mejora de la calidad en la prestación de los servicios eléctricos, y
- h. El derecho soberano de los países a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sustentable en la utilización de sus recursos naturales.

La Decisión 816 establece las reglas operativas del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo, el despacho económico coordinado, aspectos operativos, aspectos comerciales, planificación de los enlaces internacionales y Coordinador Regional.

# Paraguay y su rol en la integración energética

## Autores

**MSc. Ing. Francisco Escudero Scavone**, Jefe de División de Estudios Energéticos de la Dirección de Planificación y Estudios de la Administración Nacional de Electricidad ANDE.

Email: francisco\_escudero@ande.gov.py

**Ing. Manuel Cárdenas González**, Asesor de la Dirección de Telemática de la Administración Nacional de Electricidad ANDE.

Email: manuel\_cardenas@ande.gov.py

## Resumen

Este artículo ha sido elaborado para mostrar de manera resumida los antecedentes de las interconexiones eléctricas del Paraguay con los países vecinos, destacándolo como uno de los pioneros en la integración energética regional, inclusive antes de la concreción de los grandes proyectos de las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú y Yacyretá, junto con la Central Hidroeléctrica de Acaray, de propiedad de la ANDE, las cuales lo sitúan como uno de los mayores productores de energía eléctrica renovable per cápita en el mundo, así como uno de los mayores países exportadores de su energía excedente en el mundo.

En ese contexto, el artículo muestra las capacidades actuales del sistema de transmisión del Paraguay, así como los planes y la expansión de su red de transmisión de 500 kV, actualmente en ejecución, para atender principalmente su demanda nacional, y a la vez permitirá la interconexión eléctrica de las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú y Yacyretá.

Actualmente dichas centrales se encuentran operando en dos subsistemas eléctricamente separados, por lo que la interconexión eléctrica a través de una robusta red de transmisión en 500 kV posibilitará, además de la seguridad, confiabilidad, flexibilidad de la operación y el suministro del sistema eléctrico, el despacho óptimo de las centrales, considerándose también las oportunidades de intercambio de bloques de energía entre los países de la región.

## Introducción

La industria eléctrica es un sector transversal respecto a otros segmentos de la economía de una región o un país, por ello es concebido como el motor del desarrollo económico nacional y regional. Como tal, el aumento del consumo de energía eléctrica podría beneficiar al crecimiento y desarrollo económico del país y de la región; sin embargo, este crecimiento debe ser acompañado con una expansión sostenida de la capacidad de los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución.

A nivel mundial la industria eléctrica, con la reestructuración del Sistema de Transmisión de energía eléctrica, se ha convertido en la carretera comercial que posibilita la competencia entre generadores en un mercado competitivo, cumpliendo así, simultáneamente un rol de sustituto y complementario de la generación eléctrica. Sin embargo, las redes de transmisión existentes fueron originalmente diseñadas conforme a un rol distinto, para transportar grandes bloques de energía eléctrica desde los puntos de generación hacia los puntos de demanda final, operando según niveles pre-especificados de calidad y confiabilidad.

A seguir, se presenta un análisis a nivel general de las implicancias que tiene la expansión de las redes de transmisión en el Sistema Eléctrico Paraguayo, para atender el Mercado Eléctrico Nacional, en relación a las posibilidades de integración energética regional.

El enfoque propuesto es ilustrado en el análisis de los planes para la expansión de la red de transmisión de 500 kV del Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP), plasmado en el Plan Maestro de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) para el periodo 2016-2025 [1].

## Antecedentes

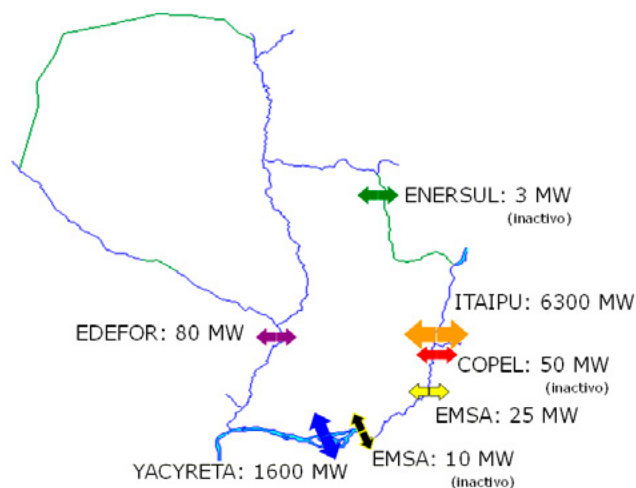
Antes de la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú con el Brasil en el año 1984, y de Yacyretá con la Argentina en el año de 1994, el Sistema Eléctrico Paraguayo, ya se encontraba interconectado con ambos países, exportando energía eléctrica excedente de la Central Hidroeléctrica Acaray de la Administración Nacional de Electricidad, regidos en general por contratos de interconexión, cooperación técnica recíproca y suministro de energía.

Con el Brasil se tuvieron dos Contratos con las siguientes empresas:

- Compañía Paranaense de Electricidad COPEL: Contrato de Interconexión y Abastecimiento de Energía Eléctrica suscrito en 1.969.
- Compañía de Energía de Mato Grosso del Sur (ENERSUL): Contrato de Suministro de Energía Eléctrica suscrito en 1.980.

Asimismo, con la Argentina se tiene un Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión de Electricidad entre ANDE y la Secretaría de Energía de la Argentina suscrito en 1.987. Hoy en día, representada por Emprendimientos Binacionales S.A. (EBISA), que regula las interconexiones con Energía de Misiones S.A. (EMSA) y Empresa Distribuidora de Electricidad de Formosa (EDEFOR).

En la **figura 1** se aprecia en el mapa del Paraguay las principales interconexiones regionales pasadas (inactivas) y actuales (activas) con los países limítrofes (Brasil y Argentina) fuera de los Tratados Binacionales así como sus respectivas capacidades en términos de potencia.



**Figura 1.** Interconexiones eléctricas activas e inactivas con Brasil y Argentina. Fuente: (ANDE)

En la **figura 2** se aprecia el volumen de la energía eléctrica exportada en los últimos 16 años de la Central Hidroeléctrica Acaray, en las tres principales interconexiones regionales del Paraguay con los países vecinos: COPEL, EMSA y EDEFOR.

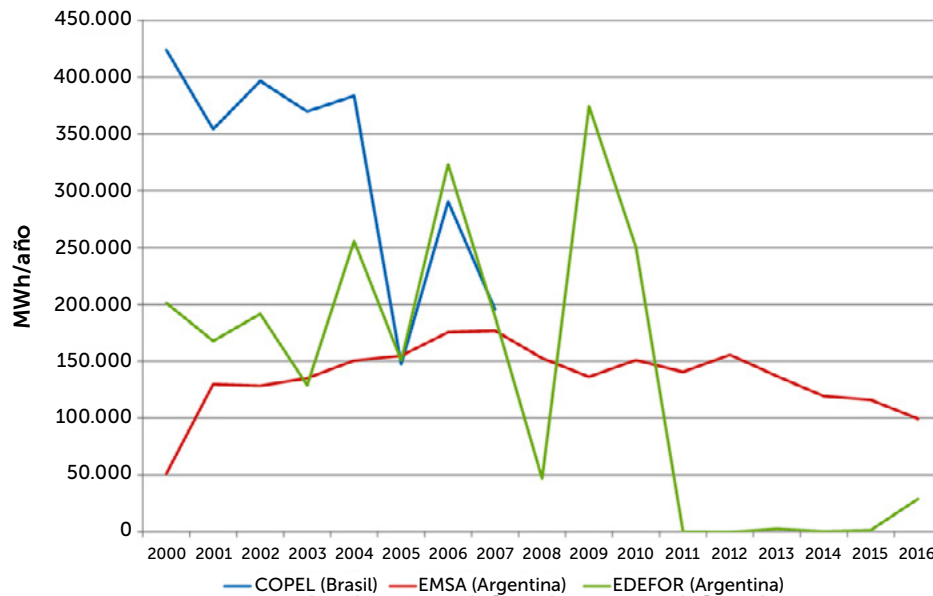


Figura 2. Interconexiones fuera de los Tratados Binacionales- Energía exportada a Brasil y Argentina. Fuente: (ANDE).

Las interconexiones regionales regidas bajo los Tratados Binacionales de Itaipú con el Brasil y Yacyretá con la Argentina respectivamente, ambos firmados en el año 1.973, presentan las siguientes principales características:

- Creación de entidades binacionales;
  - Energía producida dividida en partes iguales, siendo reconocido a cada uno el derecho de adquisición de la energía que no sea utilizada para consumo propio por el otro;
  - Compromiso de las partes de adquisición total de la producción;
  - Adquisición de los servicios de electricidad a través de ANDE y ELETROBRAS, o ANDE y EBISA, o entidades por éstas indicadas;
  - Precios fijados por los Tratados Binacionales; y
  - En el caso de Itaipú, se ha establecido un Comité de Administración y Operación (CADOP), en cuyo seno se establecen las condiciones de los suministros, coordinando técnica, administrativa y comercialmente.
- Las infraestructuras de interconexión existente de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales con las respectivas empresas y/o sistemas eléctricos de ambos países, que pueden apreciarse en las figuras 3 y 4 siguientes, son:
- ITAIPU 50 Hz – Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP): existen cuatro líneas en 500 kV de 2000 MVA cada una desde la Subestación de 500 kV de Itaipú Binacional a la Subestación Margen Derecha 500 kV y de ahí hasta la Subestación Foz de Iguazú de FURNAS, donde se encuentra instalado un convertidor de corriente alterna/continua (HVDC) de 6.300 MW. También se tiene la línea de transmisión de 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (345 km) en el Sistema Metropolitano de la ANDE.
  - ITAIPU 60 Hz–Sistema Interconectado Nacional Brasileño (SINB): existen cuatro líneas en 500 kV de 2000 MVA cada una desde la Subestación de 500 kV de Itaipú Binacional a hasta la Subestación Foz de Iguazú 500 kV de FURNAS.
  - YACYRETÁ–Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP): Actualmente en servicio una línea de transmisión en 500 kV (LP1) para inter-

conexión a la Subestación Ayolas 500 kV (16 km). Se encuentra en construcción la segunda línea de transmisión en 500 kV Yacretá – Ayolas (LP2), y la línea de transmisión en 500 kV Ayolas – Villa Hayes (348 km).

- YACYRETÁ–Sistema Argentino de Interconexión (SADI): tres líneas en 500 kV(LA1, LA2 y LA3) para interconexión a la Subestación Rincón Santa María 500 kV.

Como se aprecia, con la puesta en servicio de la segunda línea de transmisión de 500 kV desde la Central Hidroeléctrica de Yacretá a la Subestación Ayolas 500 kV se completarán los sólidos vínculos del SINP a las centrales hidroeléctricas binacionales, permitiendo así

técnicamente el suministro del 50% de la capacidad de generación de cada una de ellas al SINP para la atención de la demanda local, así como para viabilizar intercambios de importantes bloques de energía regionales.

La capacidad de producción de energía eléctrica actual del país (próxima a 60.000 GWh/ año) se encuentra entre los primeros 50 países del mundo, siendo a su vez una de las mayores del mundo en cuanto a generación eléctrica por habitante (9.000 kWh por habitante) [2], y es utilizada en menos del 16 % por el Mercado Eléctrico Nacional, disponiendo de una capacidad instalada de generación que excede largamente sus necesidades (más de tres veces) como resultado de la construcción de centrales hidroeléctricas binacionales con Brasil y Argentina.

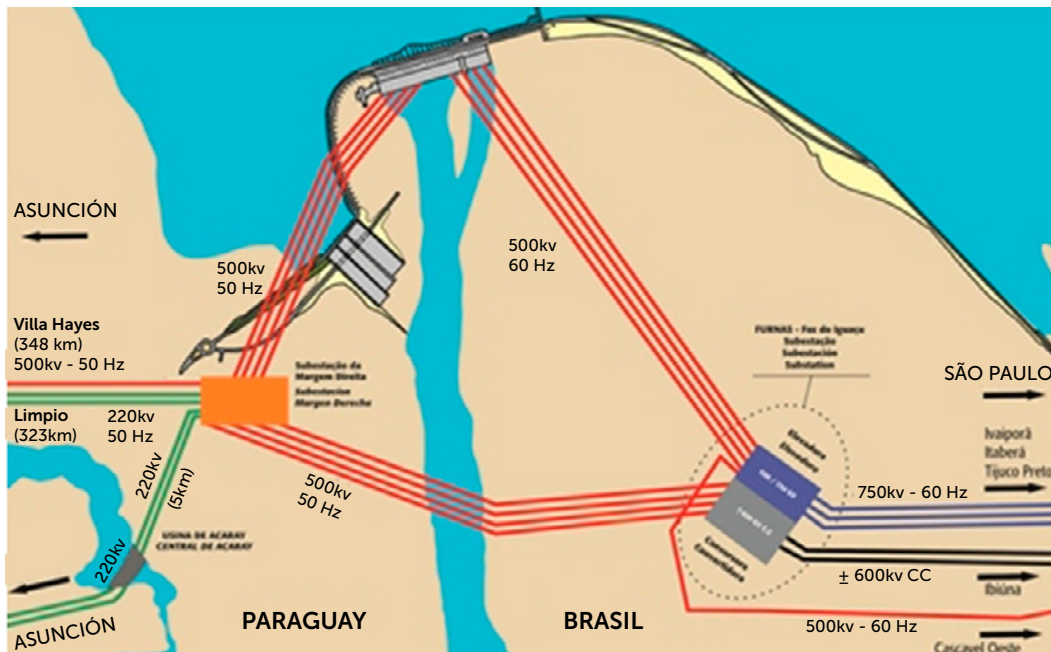


Figura 3. Interconexiones eléctricas de Itaipú Binacional con Paraguay y con Brasil. Fuente: (ITAIPIÚ).

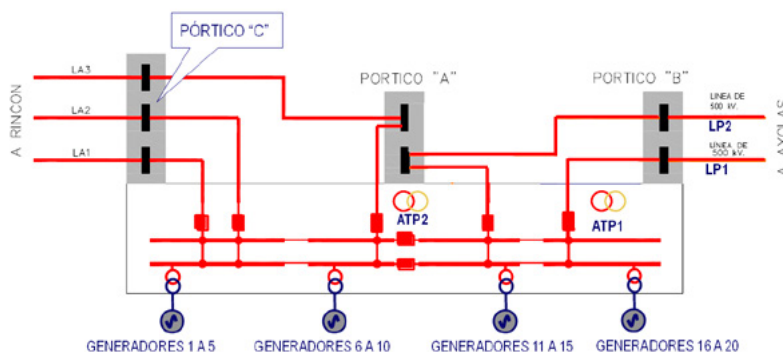


Figura 4. Interconexiones eléctricas de Itaipú Binacional con Paraguay y con Argentina. Fuente: (YACYRETÁ).

Asimismo, desde la puesta en producción de las centrales hidroeléctricas binacionales el Paraguay es uno de los principales países exportadores de energía en el mundo, ocupando el cuarto lugar después de Francia, Alemania y Canadá [3].

En la **figura 5** siguiente se pueden apreciar el volumen de energía exportada en los últimos 30 años a Brasil

y Argentina, en concepto de energía cedida, bajo los Tratados Binacionales en MW-medios.

En las **figuras 6 y 7** siguientes puede observarse el lugar que ocupa el Paraguay en los intercambios de energía entre los países de la región, constituyéndose el mayor exportador de energía de la región con una participación del orden del 93,1% del total de

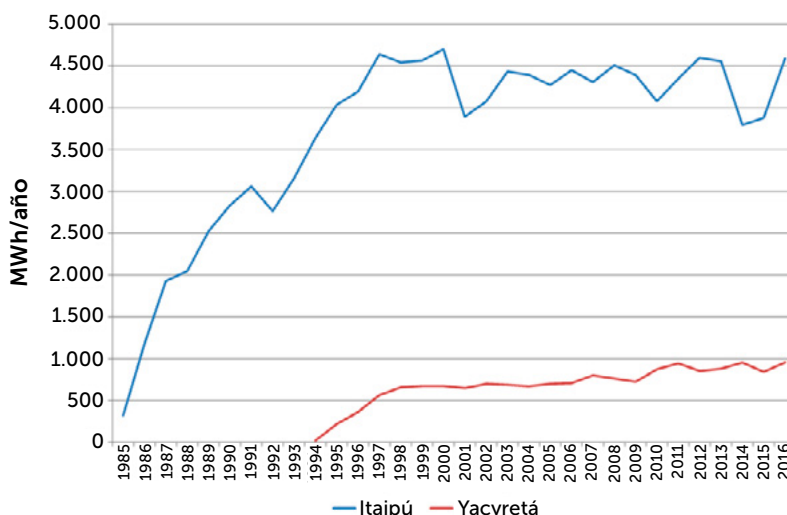


Figura 5. Interconexiones bajo los Tratados Binacionales -Energía cedida a Brasil y Argentina. Fuente: (ANDE).

IMPORTADOR	EXPORTADOR								Total Importaciones (GWh)
	Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	
Argentina	-	229	-	-	7.479	-	1.313	-	9.021
Brasil	56	-	-	-	33.971	-	7	913	34.947
Colombia	-	-	-	45	-	-	-	-	45
Ecuador	-	-	457	-	-	55	-	-	512
Uruguay	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Venezuela	-	-	3	-	-	-	-	-	3
<b>Total Exportaciones (GWh)</b>	<b>58</b>	<b>229</b>	<b>460</b>	<b>45</b>	<b>41.450</b>	<b>55</b>	<b>1.320</b>	<b>913</b>	<b>44.530</b>

Figura 6. Intercambio de Energía entre países – Año 2015. Fuente: (CIER).

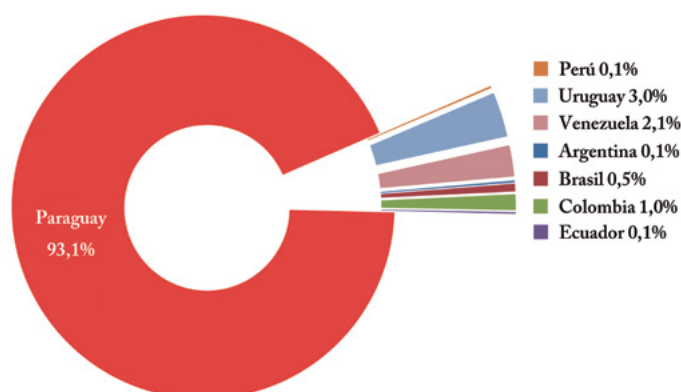


Figura 7. Participación por países en la exportación de energía eléctrica en América del Sur Año 2015. Fuente: (CIER).



la exportación de energía eléctrica en América del Sur [4].

En los últimos años se realizaron estudios y negociaciones con importantes avances en lo que respecta a la factibilidad técnica y comercial de intercambio de energía eléctrica a terceros países, es decir países que no tienen fronteras con el Paraguay, entre ellos se citan:

- El Intercambio de Energía con Chile entre los años 2008 y 2010, donde se analizó un posible swap de energía. Se proponía la entrega de hasta 200 MW, proveniente de la Central Hidroeléctrica Acaray, en la Central Hidroeléctrica de Yacyretá para retiro en la Provincia de Salta, a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), pagándose los costos de transmisión asociados, la que a su vez estaba interconectada al SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) en Chile.
- La venta de Energía a Uruguay en el año 2011, ANDE y UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) firman una carta de intención, con vistas a un suministro de energía proveniente de la Central Hidroeléctrica Acaray al Uruguay, a través del SADI. A pesar de las dificultades técnicas y de contabilización, el principal condicionante constituía la posibilidad de considerar la energía como “en tránsito”, y no bajo el régimen de exportación e importación de energía eléctrica, por lo que no prosperó.
- Actualmente existe una Comisión Bilateral de Intercambio de Energía Paraguay – Chile, cuyo propósito es el análisis de propuestas y estrategias comunes que permitan lograr las mejores condiciones técnicas, operativas, económicas y comerciales para concretar el intercambio de energía entre dichos países, que vino realizando reuniones bilaterales durante el año 2016.

- Igualmente, se tiene suscrito un Memorandum de Entendimiento que crea una Comité Binacional de Integración Energética entre el Paraguay y el Uruguay.

Asimismo, en el año 2015 se suscribieron un Acuerdo Interinstitucional de Cooperación y Asistencia Recíproca entre la ANDE (Paraguay) y ENDE (Bolivia), y un Acuerdo Específico para la realización de Estudios Conjuntos en materia de interconexión eléctrica ENDE y la ANDE, que elaboraron conjuntamente los Términos de Referencia para la contratación de una consultoría que realice los estudios, y que actualmente se encuentra en tramitación.

### Interconexión eléctrica ANDE – ITAIPU – YACYRETA en 500 kV

En relación a las perspectivas de interconexión de las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú y Yacyretá así como del refuerzo de la red de transmisión de 500 kV del SINP, se tiene que la disponibilidad de una adecuada infraestructura de transmisión resulta fundamental para la ANDE, tanto para asegurar el suministro interno, con un despacho óptimo, así como para posibilitar mayores intercambios de energía eléctrica en la región, especialmente con los países vecinos.

La puesta en servicio de la línea de transmisión de 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes constituyó un importante refuerzo al sistema, otorgándole cierta holgura en el corto plazo. La ANDE se encuentra impulsando la concreción de un ambicioso plan de obras de transmisión en 500 kV, en donde resalta la actual construcción de la línea de transmisión 500 kV Yacyretá–Ayolas–Villa Hayes como principal obra en los próximos años. El plan de expansión del sistema de transmisión contempla además una paulatina construcción de una fuerte red en 500 kV, como se aprecia en la **figura 8** [1].

## REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2025

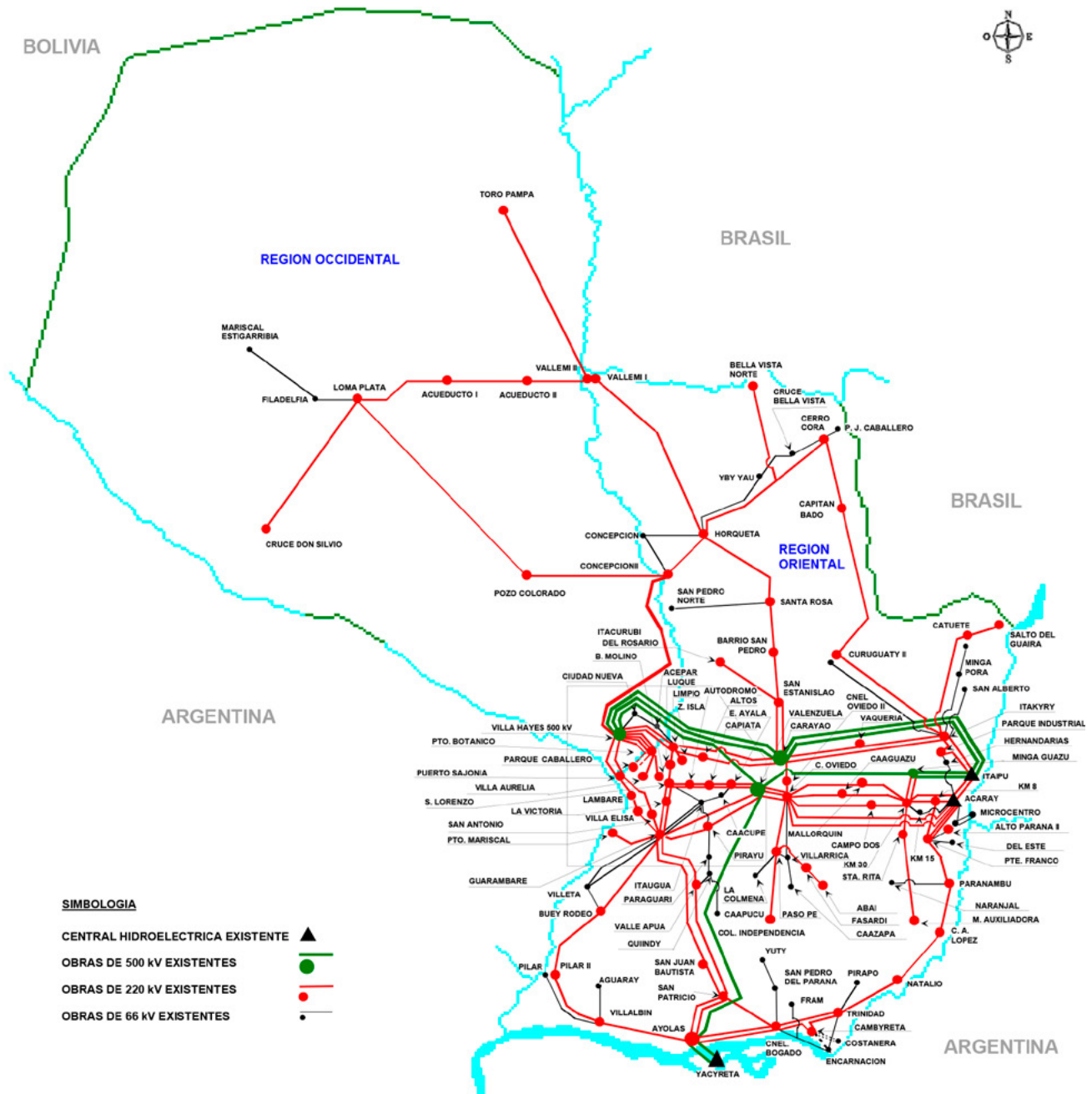


Figura 8. Mapa eléctrico del Paraguay para el Año 2025. Fuente: (ANDE).

En los actuales estudios eléctricos de interconexión llevados a cabo por la ANDE en colaboración con las Centrales Hidroeléctricas Binacionales de Itaipu e Yacyretá, se han realizado simulaciones en régimen permanente que muestran que ante la presencia de una fuerte interconexión en 500 kV existiría la posibilidad de un intercambio de bloques de potencia que podrían oscilar desde los 100 MW hasta los 1.500 MW, utilizando la holgura del sistema de

transmisión de 500 kV de la ANDE, e inclusive aumentando esos niveles, cuando se tenga completada la expansión de la red de transmisión de 500 kV. El mencionado estudio eléctrico en andamio, toma como premisa una operación Interconectada de los sistemas eléctricos de Paraguay, Brasil y Argentina, detallando y actualizando los valores de las proyecciones de demanda de dichos países, el cual supone diferentes escenarios de generación.

De esta manera, con esta interconexión se estarían optimizando los recursos energéticos, mejorando la confiabilidad del sistema y facilitando además futuras nuevas interconexiones con otros países que pudieran surgir más adelante.

Por último, con la interconexión eléctrica en 500 kV se estaría obteniendo beneficios importantes como serían los ahorros en inversión a consecuencia del diferimiento en la construcción de futuras obras de transmisión y generación, mejor aprovechamiento en las diferencias hidrológicas y demandas de los países resultando en un mejor requerimiento de reserva, reducción de los costos operativos de los sistemas por tener la posibilidad de intercambiar energía económica, y una mejora significativa en la confiabilidad del servicio por la posibilidad de apoyos mutuos ante emergencias.

Es importante resaltar que estos estudios deberán ser complementados con estudios de estabilidad transitoria y a pequeñas perturbaciones, de forma a verificar el desempeño dinámico del sistema interconectado, localmente y regionalmente.

## Conclusiones

Los estudios basados en análisis de régimen permanente, muestran la necesidad de contar con una fuerte red de transmisión en 500 kV en el corto y mediano plazo. La implementación de una red de 500 kV permitirá una operación totalmente interconectada del sistema de la ANDE, con disponibilidad, seguridad y flexibilidad operativa suficiente, que garantice el debido suministro de la demanda nacional con un despacho óptimo y que permita realizar intercambios energéticos con los países de la región de sus excedentes.

En el corto plazo para el año 2018 se tiene previsto la puesta en servicio de la segunda línea de transmi-

sión de 500 kV desde la Central Hidroeléctrica de Yacyretá a la Subestación Ayolas y su continuación la línea de transmisión de 500 kV Ayolas – Villa Hayes, que posibilitará la interconexión eléctrica de los dos subsistemas eléctricamente separados del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Posteriormente se requerirá de la construcción de la Subestación Valenzuela 500 kV seccionando la línea de transmisión de 500 kV Ayolas – Villa Hayes, de manera a dar respaldo al Sistema Metropolitano, ante la saturación de la capacidad de la Subestación Villa Hayes en régimen normal de operación y fundamentalmente ante emergencias.

En el mediano plazo, año 2021 será necesaria la construcción de una segunda Línea de Transmisión de 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. De igual forma, ante la saturación de la capacidad de transformación 500/220 kV de la Subestación Margen Derecha, será necesario contar con subestaciones de transformación, con capacidad entre 1200 MVA, en los sistemas Central y Este del Sistema Interconectado Nacional. En los planes de expansión se consideraron las subestaciones de Carayaó en el Sistema Central y Minga Guazú en el Sistema Este.

Con la interconexión indirecta de las centrales hidroeléctricas binacionales a través de líneas de transmisión de 500 kV que conectan al Sistema Metropolitano se obtiene una mayor robustez del SINP para la atención de la demanda de energía eléctrica del Paraguay, evitándose cortes de carga y reubicando el despacho para el SINP entre las centrales binacionales, conforme a las limitaciones del sistema de transmisión y atendiendo a los criterios de despacho óptimos.

Con la interconexión de las centrales hidroeléctricas binacionales existe la posibilidad de comercializar la energía paraguaya excedente de las binacionales, con importantes bloques de energía dependiendo de las

necesidades de los países vecinos, y aprovechando las características estacionales y complementarias de las demandas de países como Brasil y Argentina, así como de la infraestructura de sus redes de 500 kV e instalaciones de interconexión Argentina/Brasil 50/60 Hz en Garabi, y la Subestación Conversor a de 50/60 HZ de Foz de Iguazú.

Continuando el crecimiento económico experimentado y esperado, los excedentes hidroenergéticos se verían reducidos sustancialmente en el medio y largo plazo, mudando la posición del Paraguay como gran exportador de energía eléctrica.

Esta situación conlleva a grandes desafíos, en el corto plazo como ser la estructuración de proyectos de interconexión eléctrica técnica y económicamente factibles, y fundamentalmente la voluntad política de

los países en el contexto de una visión estratégica de integración regional.

## Referencias

- [1] Plan Maestro de Generación y Transmisión de Corto y Medio Plazo para el periodo 2016 - 2025 de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE).
- [2] Datos de la página del Viceministerio de Minas y Energía, del Paraguay, [http://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1216&](http://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=1216&)
- [3] TheWorldFactbook 2014.
- [4] Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER – Año 2015 Comisión de Integración Energética Nacional, pp 13-15.

## La energía es una puerta que abre un mundo de posibilidades.

Estamos desarrollando proyectos para seguir desempeñando un papel clave en este mundo cambiante. Hoy, la energía es una puerta que nos abre a un mundo de posibilidades. Muchas de las cuales ni siquiera hemos imaginado todavía.

enel

enel.com   

# Arco Norte – Um projeto de integração elétrica

## Autores

**BID** - Banco Interamericano de Desenvolvimento  
**Eletrobras** - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

## Resumo

O presente trabalho apresenta a avaliação do potencial de interconexão elétrica no extremo norte da América do Sul, na região composta pelos países da Guiana, Suriname, Brasil e Guiana Francesa, este último referente a um departamento ultramarino da França.

A metodologia adotada avaliou o custo-benefício da interligação a partir das receitas obtidas segundo de um contrato firme de exportação para o Brasil, dos custos de capital, e dos custos de operação de novos sistemas de geração e transmissão, segundo dois cenários: um interligado e outro isolado. Na primeira etapa foi desenvolvida a coleta e avaliação dos dados existentes e a identificação de possíveis alternativas de interconexão, sendo avaliadas na segunda etapa as alternativas mais atraentes do ponto de vista social, econômico, financeiro e ambiental.

Os resultados obtidos demonstraram viabilidade em todas as cinco alternativas avaliadas, sendo a melhor alternativa aquela que prevê uma capacidade de exportação para o Brasil em até três GW, além de apresentar os custos associados aos projetos de geração e de transmissão necessários ao desenvolvimento do projeto Arco Norte.

Finalmente, o trabalho apresenta os principais benefícios e limitações verificadas, e propõe diversas ações prévias para a implantação do projeto, como no caso da celebração de tratados e da busca da harmonização regulatória entre os países envolvidos.

## Introdução

O Projeto Arco Norte é uma proposta estruturante de implantação de um sistema de transmissão de energia elétrica, cuja finalidade é estabelecer um arco elétrico que permita a interligação entre os países do extremo norte da América do Sul ao Brasil. Esse sistema terá como pontos extremos as cidades brasileiras de Boa Vista (RR) e Macapá (AP), com pontos de conexão nos territórios vizinhos da Guiana, Suriname e Guiana Francesa.

## Metodologia Adotada

Os estudos desse projeto surgem em 2013, a partir de uma parceria entre: *Guyana Energy Agency* – GEA; *N.V.Energiebedrijven Suriname* – EBS; *Electricité de France S.A* – EDF; Eletrobras; Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID e *Agence Française de Développement* – AFD. A partir dessa parceria, o BID coordenou e financiou a contratação de um consórcio de empresas composto pelos grupos: CESI, de origem Italiana, PSR, do Brasil, e Mercados Energéticos, da Argentina.

A realização dos estudos foi dividida em duas etapas, sendo: o **Estudo base**, ou Componente I, concluído em 2015, que identificou alternativas de interconexão; e o **Estudo de pré-viabilidade**, ou Componente II, concluído em novembro de 2016, que examinou as alternativas mais atraentes do ponto de vista social, econômico, financeiro e ambiental visando possíveis intercâmbios, com ênfase no fornecimento de energia ao Brasil.

### Componente I

Inicialmente, foram feitas coletas de dados relativas aos sistemas elétricos dos países envolvidos, incluindo análises da demanda atual e crescimento esperado para os próximos 15 anos; fontes alternativas de energia para suprir essa demanda, e uma reavaliação dos estudos existentes, a partir do que foi proposto um plano regional de expansão. Esse plano descreveu os possíveis empreendimentos de geração sem restrições a tipo de fonte primária, e reforçando o fato da complementaridade hidrológica entre regiões, visando a obtenção de baixos custos de geração com reduzido impacto ambiental e maior acesso à eletricidade na região do Arco Norte.

Em relação ao potencial hidrelétrico foi estimada para a região uma capacidade de cerca de 10 GW, com destaque para os rios Mazaruni, Potaro, Cuyuni e Essequibo, na Guiana (8,5 GW), e ainda os rios internacionais como: Corantijn (Guiana e Suriname), Maroni (Suriname e Guiana Francesa) e Oyapock (Guiana Francesa e Amapá).

Os programas de expansão da geração foram selecionados de acordo com mínimo custo de expansão para suprir a demanda futura de energia, sendo considerados dados referentes à demanda de energia prevista para o período de 2015 a 2028.

Na transmissão de energia foram propostas diferentes alternativas, levando-se em conta: as características da região; o desenvolvimento histórico e futuro dos países; as perspectivas e planos de expansão de geração; possíveis opções de fornecimento de energia, e o potencial de exportação para o Brasil.

Os trajetos das linhas de transmissão foram definidos levando em consideração os aspectos ambientais e sociais, bem como o aproveitamento da infraestrutura rodoviária existente, evitando trajetos em áreas protegidas, a supressão de vegetação, e acessos às áreas indígenas, uma vez que a região é coberta por uma floresta densa e povoada de comunidades tradicionais. Entretanto, os impactos podem ser significativos, principalmente devido à consideração de corredores de 20 km de largura, isto é, a faixa de servidão contempla 10 km para cada lado das linhas.

Uma das limitações identificadas diz respeito aos projetos considerados nos programas de expansão, concluídos nas décadas de 1970 e 1980, que não consideraram os padrões ambientais e sociais modernos. Apresentam grandes reservatórios e podem causar impactos inaceitáveis nos ecossistemas terrestres e

aquáticos, afetando terras indígenas e deslocando comunidades locais. Para identificar os principais fatores de impacto, também foi adotado nesta fase preliminar o banco de dados de modelagem de altitude digital (SRTM) da Google Earth ou da NASA, e dados de altimetria disponíveis.

Nesta fase foram estimados valores preliminares de benefícios brutos para diferentes cenários, isolado e interligado, envolvendo cinco diferentes alternativas de exportação de energia para o Brasil.

### Componente II

Nesta fase, relativa aos Estudos de Pré-Viabilidade, foram avaliadas as melhores alternativas de interconexão, além de revisões e atualização dos dados do estudo.

Nos impactos sociais verifica-se que apenas o Brasil ratificou a Convenção sobre os povos indígenas e tribais da Organização Internacional do Trabalho, demarcadas sob suas leis. A Guiana Francesa reconheceu áreas de direitos de uso especial (Zones de Droits d'Usage) para a população ameríndia e maroon e, na Guiana, o Ato Ameríndio de 2006 habilita legalmente essas comunidades a gerenciar e conservar suas terras. Entretanto, no Suriname não existe legislação sobre populações indígenas, e as áreas de ocupação tradicionais não são oficialmente reconhecidas. (RAISG 2012).

A metodologia adotada avaliou o custo-benefício da interligação a partir das receitas de exportação para o Brasil; dos custos de capital, e dos custos de operação dos novos sistemas de geração e transmissão, para os cenários: interligado e isolado. Por razões de simplicidade a metodologia não incluiu: (i) externalidades com o impacto do projeto de interconexão na economia (por exemplo, fiscal e balança comercial, ou investimentos estrangeiros diretos); e (ii) o custo benefício de todos

os impactos sociais e ambientais. No entanto, alguns dos impactos ambientais e sociais foram avaliados calculando a redução estimada de CO<sub>2</sub> para cada país.

Para a avaliação dos benefícios das receitas provenientes das exportações de eletricidade para o Brasil foi adotado como base um contrato firme para exportação ao custo de US\$ 56/MWh, que é o custo marginal de longo prazo no sistema brasileiro. Essa estimativa vem da previsão oficial do mercado da EPE, cotado em R\$ 139/MWh (câmbio 2014).

Finalmente, são feitas comparações entre o Valor Presente Líquido (VPL) das simulações efetuadas para diferentes cenários de integração para levantamento dos benefícios associados. O primeiro cenário considera os sistemas totalmente isolados, e o segundo tem como base a interligação completa entre os países, isto é, com a implantação do projeto Arco Norte.

### Desenvolvimento dos Estudos

No caso das plantas hidrelétricas, foi realizada avaliação ambiental baseada no critério utilizado pelas Nações Unidas (ACM0002) onde, do ponto de vista ambiental, valores da relação capacidade instalada por área alagada, menores que um MW/km<sup>2</sup>, não justificam a sua construção e não são considerados na lista de candidatos à simulação.

Os benefícios de interconexão foram avaliados segundo a comparação de dois cenários: o primeiro com duas alternativas de expansão mediante sistemas totalmente isolados, e o segundo com cinco diferentes alternativas baseadas em um sistema totalmente interconectado, e considerando diferentes perfis de exportação de energia para o Brasil. A **Figura 1**, a seguir, identifica os cenários e suas respectivas alternativas.

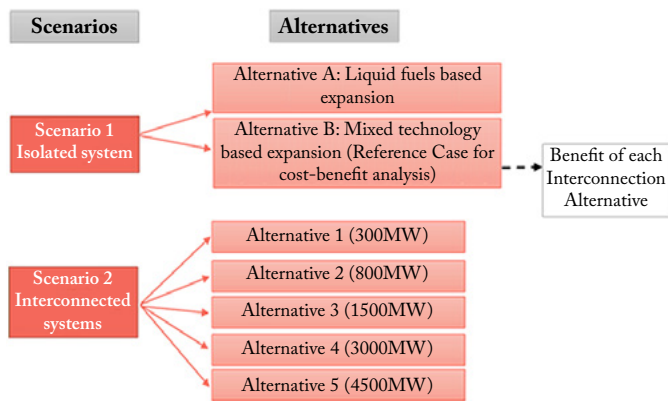


Figura 1. Cenários da Expansão da Geração.

Quanto ao valor do impacto ambiental de cada uma das alternativas, foi considerada uma combinação de vários fatores para os projetos candidatos, tais como: Densidade de potência (MW/km<sup>2</sup>); área de superfície do reservatório; biomassa alagada; extensão do rio represado; estratificação do reservatório; estradas de acesso através de florestas; população e habitats naturais afetados.

As análises de sensibilidade também consideraram cenários de expansão de geração alternativa com hidrelétricas de reservatórios menores, com reduzidos valores de capacidade firme, representando maiores valores de densidade de potência (MW por km<sup>2</sup>).

## Resultados Obtidos

Com base nas simulações efetuadas, durante a primeira fase dos estudos, foram identificados custos preliminares para os sistemas de geração mais eficientes e de menores custos, além das receitas associadas ao aumento das exportações de eletricidade, embora neste primeiro momento não tenham sido considerados os custos de transmissão associados aos empreendimentos que possibilitaram uma primeira avaliação dos benefícios referentes a cada uma das alternativas previstas, conforme **Tabela 1**, a seguir:

Alternativa	VPL em 2014 (US\$ milhões)					
	Custos capital	Custos operação	Total	Economia comparado Cenário B	"Receitas Exportação de Energia"	"Benefício bruto da Geração"
B (Isolado)	428	1.380	1.808	0	0	-
1 (300 MW)	551	1.254	1.805	3	304	307
2 (800 MW)	1.003	1.217	2.220	-412	810	398
3 (1.500 MW)	1.244	1.209	2.453	-645	1.257	612
4 (3.000 MW)	1.563	1.217	2.780	-972	1.765	793
5 (4.500 MW)	1.897	1.306	3.203	-1.395	2.084	689

Tabela 1. Resultados da Avaliação das Alternativas.

Nas simulações do sistema de transmissão, conforme **Tabela 2** a seguir, foram considerados diferentes níveis de tensão ao longo dos trechos previstos (230 ou 500 kV) que deverão ser implementados em circuitos simples ou duplos, dependendo do trecho considerado. Devese observar que a Guiana Francesa é o único que país que opera com frequência de 50 Hz, sendo que os demais operam com frequência em 60Hz.

Alternativa	VPL em 2014 (US\$ milhões)			
	Custos			
	Capital	Operação e Manutenção	Perdas	Total
1(300 MW)	180	30	30	240
2(800 MW)	188	32	39	259
3(1500MW)	191	32	67	290
4(3000 MW)	211	36	85	331
5(4500 MW)	236	37	104	377

Tabela 2. Custo de Transmissão para cada Alternativa.

Para complementar os dados necessários à obtenção das melhores alternativas foi executada outra simulação, permitindo uma avaliação do impacto ambiental associado a cada alternativa, também a partir de uma relação benefício-custo, conforme **Tabela 3**, a seguir:



Alternativa	VPL em 2014 (US\$ milhões)			Índice, Ranking e Indicador		
	Benefício Bruto da geração	Custos da Transmissão	Benefício Líquido	Índice Benefício Bruto/Custos	Ranking	Indicador Impacto Ambiental (por MW)
1(300 MW)	307	240	67	1,28	5	2,12
2(800 MW)	398	259	139	1,54	4	1,04
3(1500MW)	612	290	322	2,11	2	0,74
4(3000 MW)	793	332	461	2,39	1	1,05
5(4500 MW)	689	377	312	1,83	3	1,08

Tabela 3. Relação Benefício-Custo e Impactos Socioambientais.

País	Planta	Tipo	Capac. (MW)	Data de Conclusão	Investimento (US\$ Milhões)
Guiana	Amaila	HYDRO	165	2020	561
Suriname	SR_TGNL100-2	LNG	100	2023	60
Suriname	Tapajai / Afobaka	HYDRO	120	2023	319
Guiana	UpMazaruni 1St	HYDRO	960	2025	1.941
Guiana	UpMazaruni 2nd	HYDRO	960	2025	1.787
Guiana	Turtruba	HYDRO	1.100	2031	2.149
Guiana	Kaieteur	HYDRO	540	2031	1.234
Guiana	Manarowa	HYDRO	346	2032	768
TOTAL			4.291		8.819

Tabela 4. Custo dos Projetos de Geração.

Embora as simulações efetuadas tenham identificado viabilidade econômica em todas as alternativas avaliadas, verificou-se que as alternativas 3 e 4, correspondentes aos valores de exportação de 1.500 MW e 3.000 MW, respectivamente, são mais atrativas economicamente, socialmente e ambientalmente. No entanto, para ambas alternativas, os impactos ambientais e sociais podem ser maiores, caso não haja uma revisão dos projetos das usinas hidrelétricas.

Nesta segunda etapa, a partir da reavaliação dos dados inicialmente coletados e da seleção das alternativas mais atraentes, foram feitas novas simulações e ava-

liados os principais índices referentes aos custos de implantação dos sistemas de transmissão.

Como entre os resultados apresentados verificou-se que as alternativas 3 e 4 são as mais atrativas economicamente, foi acordado que a interconexão do Brasil com a região das Guianas ocorrerá em 2 estágios: no primeiro com uma exportação de até 1.500 MW (previsto para 2026) e no segundo estágio, a partir de 2032, a capacidade de exportação máxima será de 3.000 MW. Neste segundo estágio a capacidade instalada prevista chega a 4.291 MW, a um custo estimado em US\$ 8.819 milhões, conforme identificado na **Tabela 4**.

O custo das novas linhas de transmissão e subestações foi estimado em US\$ 738 milhões, sendo US\$ 532 milhões para as linhas de transmissão e US\$ 206 milhões para as subestações, conforme **Tabelas 5 e 6**, a seguir:

Projeto	País	Distância (km)	Voltagem kV	Data Conclusão	Investimento (MU\$)
SECC1 - Garden of Eden	GU	161	230	2024	45,1
Garden of Eden/ Menckendam	GU-SR	431	230	2026	112,6
Boa Vista-SECC001	BR-GU	395	500	2026	226,4
Menckendam-Balata	SR-FG	362	230	2026	59,3
Balata-Ferreira Gomes	FG-BR	554	230	2032	88,6
TOTAL	-	1.903	-	-	532

Tabela 5. Custo das Linhas de Transmissão.

Subestação	Local	Voltagem kV	Ano de Conclusão	Investimento (US\$ Milhões)
Garden of Eden	Guiana	230	2020	33,3
SECC1	Guiana	230/500	2020/2025	21,0
Menckendam	Suriname	230	2025	38,1
Boa Vista	Roraima	500	2025	16,4
Balata	Guiana Francesa	230	2025	82,0
Skeldon	Guiana	230	2025	6,9
S.L.Maroni	Guiana Francesa	230	2025	2,0
Saint Georges	Guiana Francesa	230	2031	2,0
Ferreira Gomes	Amapá	230	2031	2,0
Calçoene	Amapá	230	2031	2,0
TOTAL				205,7

Tabela 6. Custo das Subestações.

O BID ainda prevê a realização de um Roadmap para a implantação de toda a infraestrutura associada ao projeto Arco Norte, conforme **Figura 2**, a seguir:

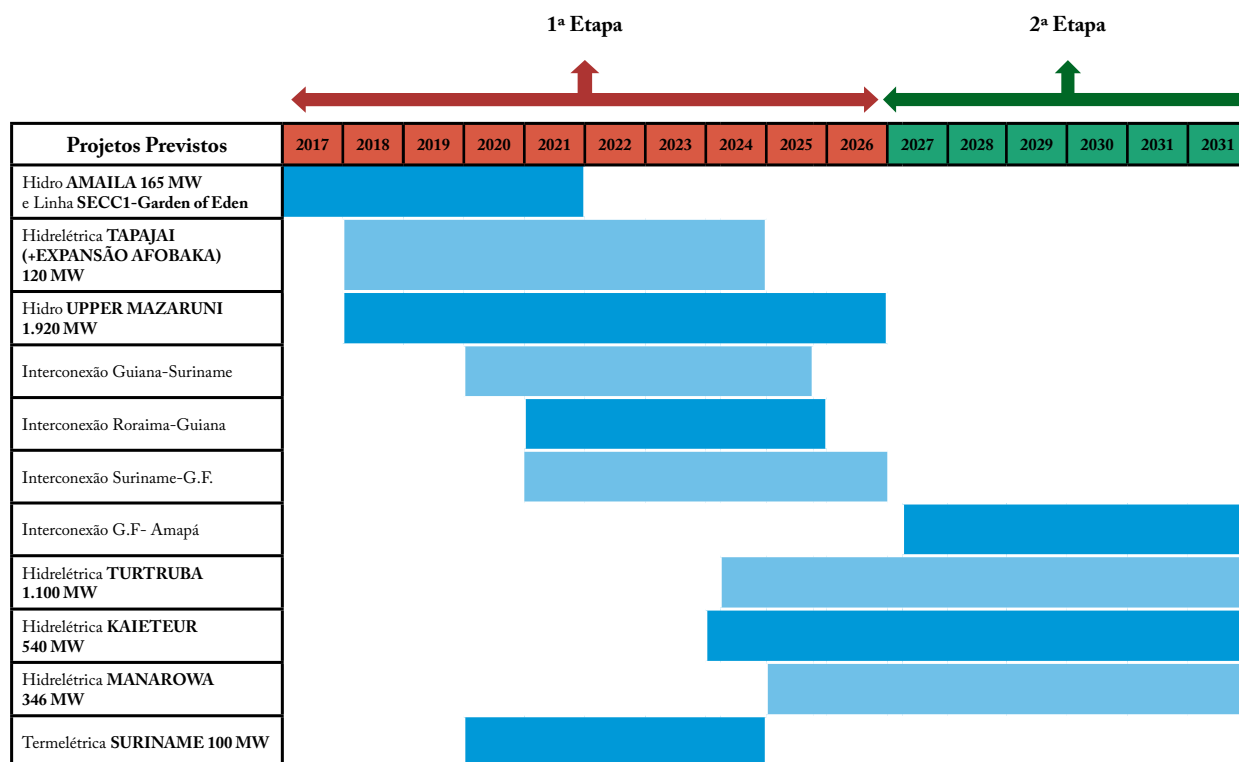


Figura 2. Roadmap para os Projetos da Interconexão do Arco Norte.

Alternativa	VPL em 2014 (US\$ Milhões)						
	Custos Geração (CAPEX + OPEX)	Economia Comparado com o Cenário Isolado	Receita Exportação de energia	Benefícios geração antes transmissão	Custos Transmissão (CAPEX + OPEX)	Benefício Líquido	Relação Benefícios Custos
Isolado	2.610	-	-	-	-	-	-
1.500 MW	3.281	-671	1.615	944	278	666	3,4
3.000 MW	3.957	-1.347	2.357	1.009	286	723	3,5

Tabela 7. Sumário dos Resultados Econômicos do Sistema Interconectado

Ao deduzir esses valores do Benefício Bruto da Geração, a análise indica que a interconexão traria benefícios líquidos de US\$ 666 milhões e US\$ 723 milhões para as alternativas avaliadas, conforme **Tabela 7**.

Obtém-se com os projetos de geração uma taxa interna de retorno entre 13% e 19%, dependendo da relação debt/equity, sendo que a taxa interna de retorno para projetos de transmissão varia entre 13% e 18%.

Com a Interconexão do Arco Norte é também prevista uma redução das emissões de dióxido de carbono, uma vez que as usinas hidrelétricas substituiriam a geração baseada no petróleo. No período 2021-2024, a redução das emissões na Guiana Francesa e no Suriname supera 50%, e na Guiana fica acima dos 80%. Após 2026, essas reduções aumentam com comercialização de energia entre esses países e, numa comparação entre os cenários interconectado e isolado, chega-se a valores superiores a 90%, 97% e 76% para Guiana Francesa, Guiana e Suriname, respectivamente, considerando os primeiros anos de operação.

## Conclusões

Entre os principais benefícios da interligação proposta foram identificados:

- Menor custo de geração na Guiana, Guiana Francesa e Suriname, exploração mais eficiente dos recursos de geração a nível regional e atendimento a demanda através da interligação.
- Redução dos preços da energia para consumidores na Guiana e Suriname, devido ao baixo custo da geração e maior concorrência no mercado regional.
- Maior segurança no suprimento de energia, principalmente devido à complementaridade hidrológica entre as regiões.
- Redução das emissões de CO<sub>2</sub>, deslocando gradualmente o uso de combustíveis fósseis.
- Ganhos significativos para a Guiana mediante a exportação do excesso de energia para o Brasil.

Verifica-se a necessidade da realização de novos estudos de inventário nas bacias hidrográficas desses países, e uma revisão mais detalhada dos estudos e projetos candidatos, considerando:

- A realização de consultas públicas visando clareza e agilidade nos processos de design e licenciamento.
- A avaliação do uso de novas tecnologias, como as turbinas hidrelétricas de bulbo, visando reduzir a extensão de áreas inundadas.

- Atendimento às necessidades regionais, em vez de considerar apenas necessidades domésticas, com sinergias entre padrões hidrológicos e produção de energia.
- Evitar projetos com maior impacto negativo, dando preferência àqueles com menor vulnerabilidade.
- Minimização de impactos, a partir de melhores projetos e da operação otimizada de reservatórios.
- Compensar possíveis impactos investindo em proteção e gerenciamento dos rios da região.
- Elaboração do Termo de Referência para dar início ao processo de contratação dos estudos de inventário de duas bacias hidrográficas, na Guiana e no Suriname.
- Retomada e atualização de modo mais detalhado de estudos antigos de possíveis interconexões, apoiados pelos resultados dos Estudos do Arco Norte. Serão explorados, no curto prazo, aspectos institucionais, regulatórios, técnicos, econômicos e ambientais. A intenção é associar o atendimento a determinadas necessidades energéticas identificadas na região, àquelas ações previstas para serem desenvolvidas no médio prazo, que estejam alinhadas com os objetivos/ resultados do projeto Arco Norte.

Estudos de sensibilidade com exportação de energia que variam de acordo com as estações demonstraram a importância de reservatórios no fornecimento de energia firme, e também a inviabilidade do projeto no caso de considerar apenas usinas a fio d'água.

Uma das opções consideradas para o caso do sistema de transmissão sobre as áreas florestadas é o uso de torres autoportantes com linhas que passam acima da copa das árvores, que além de reduzir os impactos associados à remoção de vegetação, também reduz a possibilidade de conflitos de uso das terras.

Mesmo com a verificação da viabilidade do projeto do ponto de vista Técnico, Econômico e Financeiro, haverá a necessidade de reformas institucionais e regulatórias, bem como a revisão e atualização dos inventários de bacias da Guiana e Suriname.

Quanto à continuidade do Projeto Arco Norte, verifica-se a necessidade de um conjunto de ações abrangendo:

- Elaboração de instrumento formal entre países envolvidos demonstrando o comprometimento com a continuidade do Projeto Arco Norte.

Considerando os investimentos necessários para o desenvolvimento do projeto Arco Norte, conforme apresentados nas **Tabelas 4, 5 e 6**, verifica-se a necessidade de atrair financiamentos, e a existência de retornos sólidos de investimento ao público (incluindo governos e instituições financeiras de desenvolvimento) ou a entidades privadas. No geral, foi constatado que os investimentos necessários para a interconexão são viáveis financeiramente.

As disposições institucionais, regulatórias, técnicas e comerciais são necessárias para gerenciar o comércio de energia entre os países envolvidos, que deverão: (i) assegurar a compatibilidade técnica necessária; (ii) estabelecer as regras para a fixação de preços para o comércio de energia; e (iii) estabelecer um quadro para a resolução de disputas.

Finalmente, para o desenvolvimento da integração regional idealizada, os governos envolvidos deverão buscar uma harmonização institucional e regulatória, servindo de base para o comércio da energia entre os países envolvidos. Projetos semelhantes demons-

tram que o desenvolvimento dessas atividades leva muito tempo e exige grandes esforços, mas também apresentam grande probabilidade de sucesso quando não dependem de grandes reformas a nível nacional, e quando existe a busca do estabelecimento de bases comuns para as negociações.

### Referências

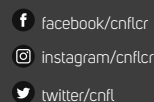
- IDB, PSR, CESI, Mercados Energéticos Consultores, July 2016, Arco Norte Electrical Interconnection Study - Component I – Baseline Study
- IDB, PSR, CESI, Mercados Energéticos Consultores, September 2017, Arco Norte Electrical Interconnection Study - Component II – Prefeasibility Study
- RAISG 2012, Rede Amazônica de Informação Socioambiental Georreferenciada, Disponível em: <https://www.amazoniasocioambiental.org/mapas/>
- SRTM, Shuttle Radar Topography Mission, Disponível em: <https://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>
- ACM0002 2014, Large-scale Consolidated Methodology for Clean Development Mechanism, UNFCCC, Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/8W400U6E7LFHHYH2C4JR1RJWWO4PVN>

**LASIMEE**   
Laboratorio de Sistemas de Medición de Energía Eléctrica 

## Medición precisa y confiable de la energía

- ▶ Centro especializado en el **ajuste, mantenimiento, calibración y verificación** de medidores, mesas y patrones de energía y potencia eléctrica.
- ▶ Capacidad de Medición y Calibración (CMC) de 0,012% en energía y potencia eléctrica.
- ▶ Pruebas de medidores monofásicos con una exactitud de 0.2%, 0.5% y 2%; de medidores trifásicos de 0.2% en mesas y patrones de calibración de exactitud 0.02% y 0.05%.
- ▶ **Normas ANSI** C12.1:2015 y C12.20:2010; y norma IRAM 2414:2000.

Contáctenos y con gusto le brindaremos mayor información acerca de los servicios que ofrecemos ▶▶▶



**(506) 2295-1558**

**lasimee@cnfl.go.cr**

**San José, Costa Rica**

**www.cnfl.go.cr**

# Interconexión Eléctrica Ecuador - Perú

## Autor

Dana Marisol Quirola Almeida, CENACE –  
Ecuador  
Email: [dquirola@cenace.org.ec](mailto:dquirola@cenace.org.ec)

## Historia del proceso de estructuración del proyecto. Principales objetivos

El 15 y 16 de febrero del 2001, CENACE presentó una descripción del Mercado Eléctrico Mayorista que se había implantado en el Ecuador a partir de abril de 1999, en el marco de una reunión entre los sectores eléctricos de los países para tratar sobre la interconexión Ecuador – Perú, a fin de buscar los mecanismos regulatorios y prácticos que permitiesen consolidarla.

Dada la buena perspectiva de intercambio energético que se presentó con la interconexión con Colombia, en 2003, se planificó la construcción de la interconexión eléctrica a 230 kV con Perú. Esta interconexión no es de sincronización permanente sino de forma radial, dada la estructura del sistema de transmisión en el norte peruano. Sin embargo, hasta octubre de 2015, esta interconexión no pudo ser aprovechada en su capacidad y de forma regular ante la falta de un acuerdo comercial entre Ecuador y Perú, habiéndose realizado únicamente transacciones en situaciones de emergencia.

Basados en las Decisiones de la Comunidad Andina No. 757 y 789 que modifican la vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, y luego de varios acercamientos entre autoridades de Ecuador y Perú, el 29 de octubre de 2015, se procedió con la firma de los contratos marco de exportación de electricidad entre la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y ENERSUR S.A”, cuya vigencia se extendió hasta el 31 de marzo de 2016. Estos contratos permitieron que se viabilicen los intercambios de electricidad entre ambos países de manera diaria.

El 5 de mayo de 2016, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y ENGIE firman el contrato marco para exportaciones de electricidad cuya vigencia se mantendrá hasta: “1) la fecha de puesta en operación comercial del nuevo enlace de interconexión entre Perú y Ecuador en 500 kV; 2) el 31 de diciembre de 2018; 3) la fecha de vencimiento de la vigencia de la Decisión 757 (incluyendo su prórroga por la Decisión 789 y otras que las prorroguen o sustituyan en el futuro); o, 4) cualquier cambio normativo que incida en el objeto de este contrato, lo que suceda primero”.

El 22 de julio de 2016, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y EDEGEL S.A. firman el contrato marco para exportaciones de electricidad cuya vigencia es similar a la señalada en el párrafo anterior. Igual situación sucede el 10 de agosto de 2016, con la firma del contrato marco de exportaciones de electricidad entre CELEC EP y KALLPA.

## Principales características físicas y eléctricas, visualizando fechas de entrada en operación

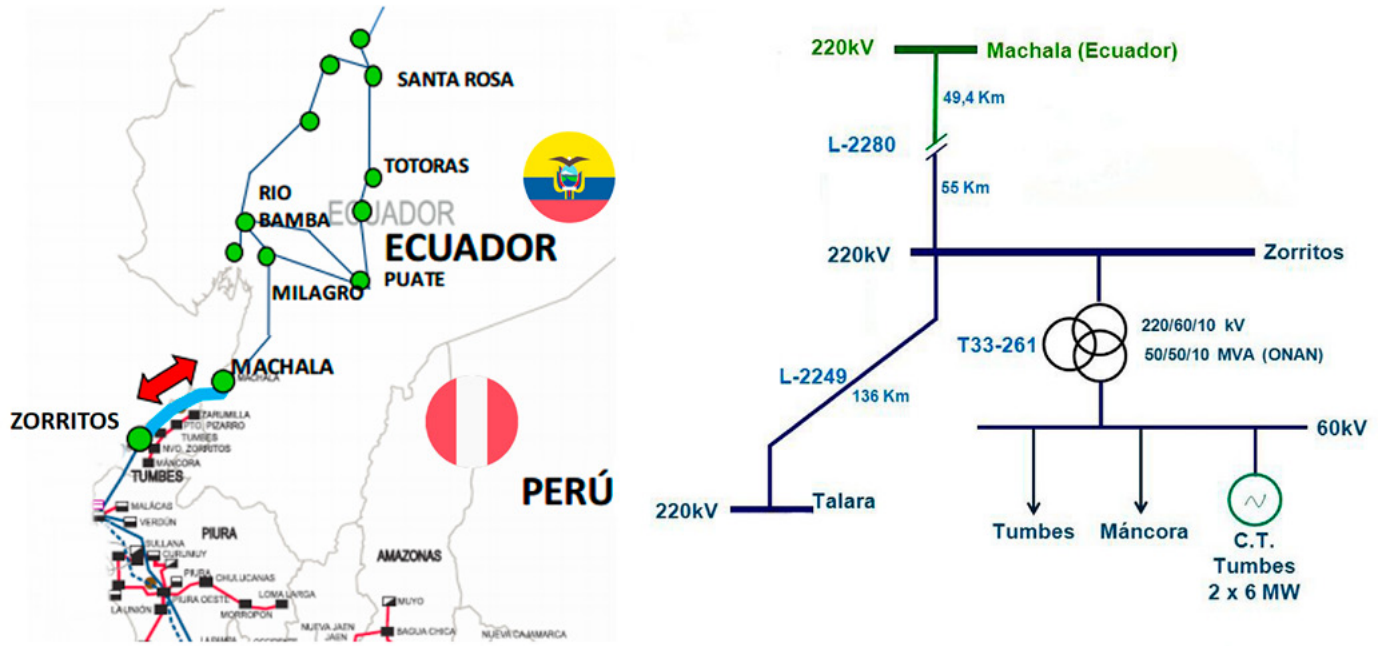


Figura 1. Unifilar y ubicación de la Interconexión Ecuador – Perú 230 kV.

- Diciembre de 2014: Se declara la disponibilidad de la interconexión de 230 kV, que conecta las subestaciones Machala en Ecuador y Zorritos en Perú, con una longitud total de 200 km, repartidos equitativamente en el territorio de cada país.
- La L/T Machala Zorritos posee una capacidad de 332 MW, sin embargo, la capacidad operativa real es de 80 MW, debido en especial a las condiciones de voltaje y estabilidad en bajo otras condiciones.

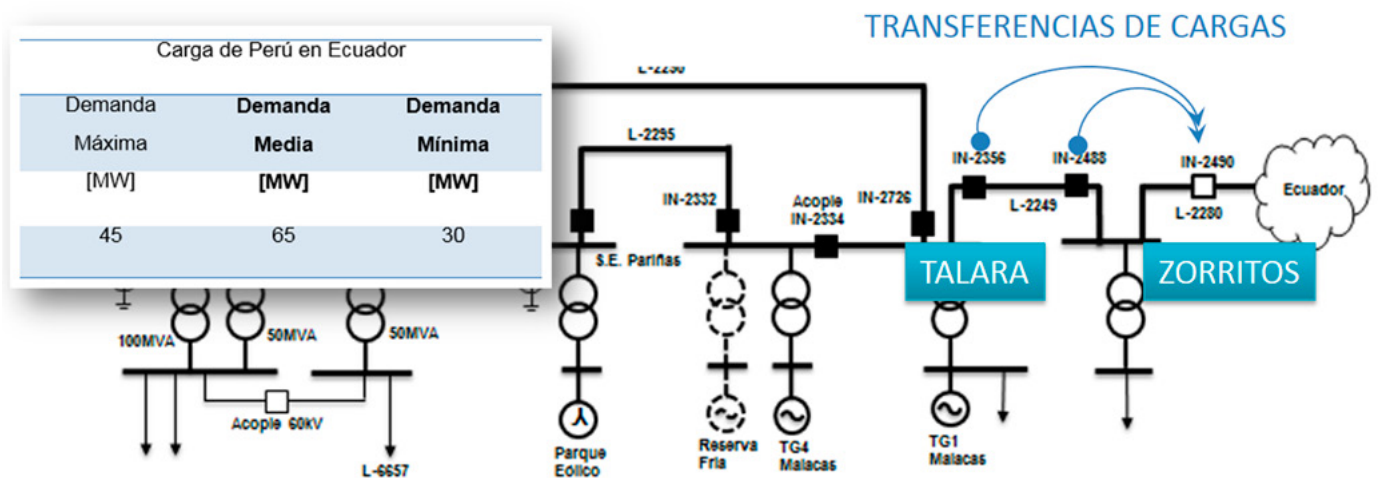


Figura 2. Cargas máximas transferibles desde Perú a Ecuador 230 kV.

- Se estableció un esquema automático de separación de áreas que permita transferir la carga de un país a otro, según lo programado, sincronizando temporalmente los dos sistemas para de inmediato abrir en el sistema importador, quedando conectada radialmente al sistema exportador la carga transferida del otro país.

## Principales beneficios obtenidos

El principal beneficio obtenido es el abastecimiento de carga ecuatoriana ante situaciones de mantenimiento o emergencia tal y como a continuación se detalla:

- En mayo de 2005, por falla del transformador de 138/69 kV en la subestación Machala, fue necesario importar, de emergencia, energía por un período de una semana, desde Perú. Esta fue la primera vez que se tuvo experiencia de realizar maniobras de sincronización temporal de los dos sistemas, para luego transferir la carga de la provincia de El Oro. Se realizó una transferencia máxima de 77 MW, lo que permitió cubrir toda la carga de la zona en demandas mínima y media. En demanda máxima había un déficit de 20 MW que debía ser racionada en forma rotativa a todos los usuarios de la provincia.
- En 2009, año de los racionamientos energéticos del país, en los meses de noviembre y diciembre, se realiza la gestión con Perú para importar energía de emergencia, dado el déficit energético que sufría el país por extrema sequía en la cuenca oriental. Para el caso de Perú, se iniciaron las importaciones desde el 17 de noviembre, las mismas que se prolongaron hasta abril de 2010.
- Luego de la colaboración prestada por la República del Perú en la crisis 2009 - 2010 en el sistema de



Figura 3. Máximas importaciones Interconexión Perú 230 kV.



Ecuador, mejoraron sustancialmente las relaciones de cooperación entre los dos países. En este sentido, en el año 2011 se presentaron varias necesidades de importación por parte del sistema peruano, por mantenimiento y restricciones presentadas en la zona norte de su sistema.

- Por otra parte, Ecuador inició con exportaciones puntuales, en los meses de junio, agosto y diciem-

bre de 2011 y febrero, marzo de 2012, un volumen energético de 10,8 GWh. Igualmente, en esta ocasión, desde el punto de vista operativo se realizaron maniobras diarias para transferir la carga del sistema peruano al sistema ecuatoriano. Inicialmente, se presentaron problemas durante las maniobras de transferencia, perfeccionando dichas acciones en las exportaciones posteriores a los Países de Colombia y Perú.

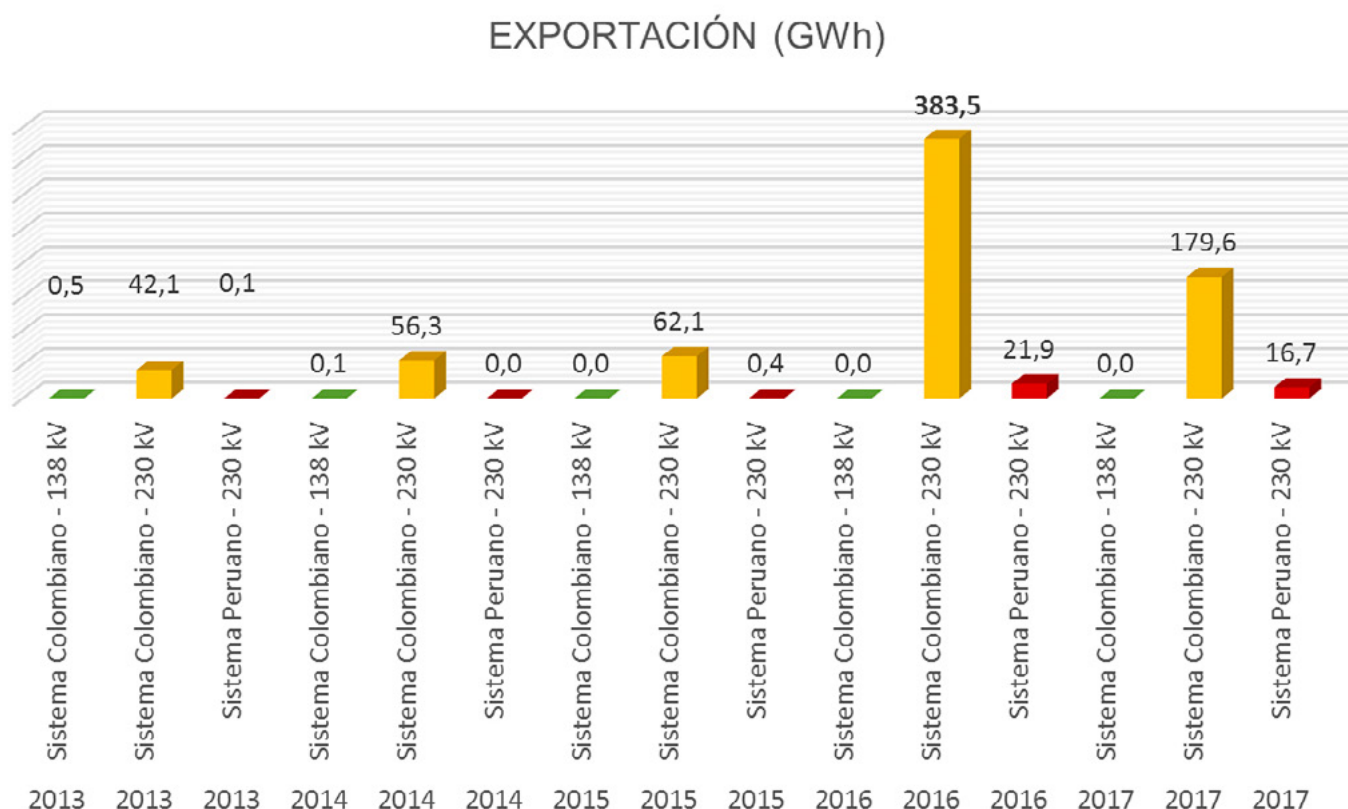


Figura 4. Máximas importaciones Interconexión Perú 230 kV.

## Principales dificultades que se han tenido para llegar a una óptima utilización de la interconexión

Esta interconexión no es de sincronización permanente sino de forma radial, debido a problemas de estabilidad de los sistemas. Sin embargo, hasta la fecha esta interconexión no ha podido ser aprovechada en su ca-

pacidad y de forma regular ante la falta de un acuerdo comercial entre Ecuador y Perú, realizándose transacciones únicamente en situaciones de emergencia.

### Perspectivas futuras

En el primer Encuentro Minero – Energético de Integración entre Perú y Ecuador, celebrado el 24 de enero de 2012, se suscribió un acta que fue incluida

en la Agenda Binacional del Encuentro Presidencial y la V Reunión del Gabinete Binacional de Ministros de Ecuador y Perú de Chiclayo, del 29 de febrero de 2012. De este encuentro surgió la Declaración Presidencial “Fortaleciendo La Integración Para La Inclusión Social y El Desarrollo Sostenible”, del que derivó

el compromiso para que el CONELEC de Ecuador y la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas del Perú determinen, de manera conjunta, la posibilidad de establecer una conexión síncrona entre ambos países y ampliar la capacidad de transmisión.

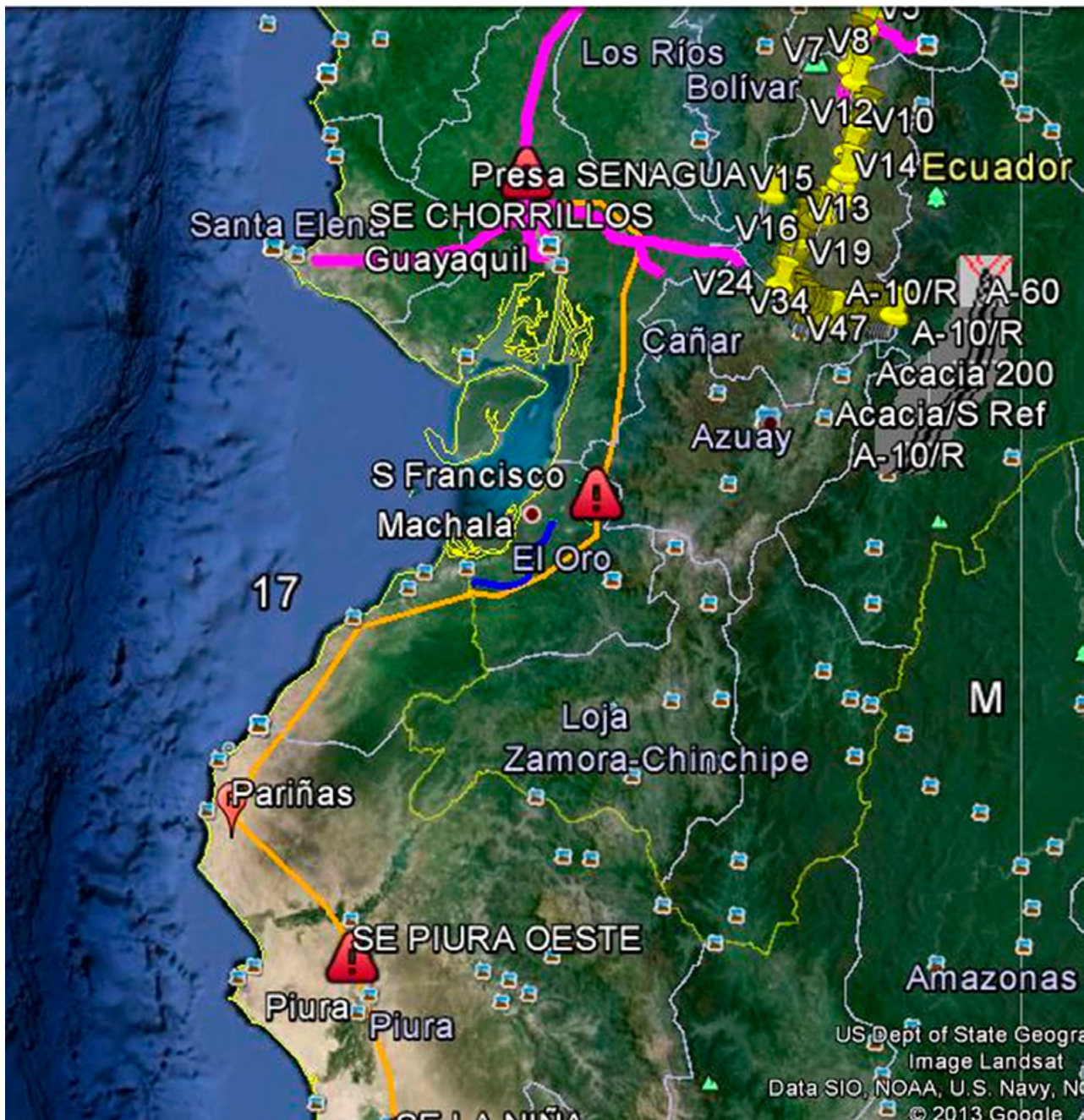


Figura 5. La topología propuesta como resultado de los estudios.

A partir de estos acuerdos, se conformaron grupos de trabajo interinstitucionales con representantes de diversas entidades del sector eléctrico de ambos países, quienes realizaron los estudios técnico - económicos de la Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú en 500 kV.

Actualmente estos grupos se encuentran actualizando los estudios considerando el avance en el plan de expansión de cada país.

### Líneas:

- Línea de Transmisión Chorrillos – Nueva San Francisco (SE Intermedia) 500 kV, simple circuito, 4x1100 ACAR, 188 km, en estructuras simple circuito.
- Línea de Transmisión Nueva San Francisco (S/E Intermedia) – Frontera 500 kV, simple circuito, 4x1100 ACAR, 70 km, en estructuras simple circuito.
- Línea de Transmisión La Niña – Piura Oeste 500 kV, simple circuito, fase en haz de cuatro conductores, 90 km, en estructuras simple circuito.
- Línea de Transmisión Piura Oeste – Frontera 500 kV, simple circuito, fase en haz de cuatro conductores, 239 km, en estructuras simple circuito.

### Subestaciones:

- S/E Nueva San Francisco, un banco de transformadores monofásicos de 600 MVA (3x200 MVA), 500/230 kV.
- S/E Piura Oeste, un banco de transformadores monofásicos de 600 MVA (3x200 MVA), 500/220 kV.
- S/E La Niña, un banco de transformadores monofásicos de 600 MVA (3x200 MVA), 500/220 kV.

### Compensación shunt

Con la nueva S/E San Francisco 500/230 kV y el enlace respectivo en la Central Minas San Francisco, se verifica que se puede sincronizar en los diferentes escenarios con valores de compensación reactiva de acuerdo al siguiente detalle:

- L/T La Niña – Piura 500 KV, 60 MVAr en extremos.
- L/T Piura – Nueva San Francisco 500 kV, 120 MVAr en extremos
- L/T Nueva San Francisco – Chorrillos 500 kV, 100 MVAr en los extremos.
- Barra S/E Piura 500 kV, 90 MVAr.
- Barra Nueva San Francisco 500 kV, 90 MVAr.

# Interconexión Eléctrica Ecuador - Colombia

## Autor

**Raúl Cubillo Betancourt**, CENACE – Ecuador  
Email: rcubillo@cenace.org.ec

## Historia del proceso de estructuración del proyecto. Principales objetivos

Se podría considerar que el punto inicial de la integración eléctrica regional ocurre cuando los representantes de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, suscriben el Acuerdo de Integración Subregional celebrado en Cartagena en 1969. En el pacto se define que uno de los mecanismos para alcanzar los objetivos, es la integración física mediante la acción conjunta de los países miembros, principalmente en los campos de la energía, el transporte y las comunicaciones, para lograr un mejor aprovechamiento del espacio físico, fortalecer la infraestructura y los servicios necesarios para el avance del proceso de integración económica de la Subregión.

En mayo 1997 fue inaugurada la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, con una línea de transmisión de 138 kV entre las subestaciones de Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia. No hubo mayores transacciones debido a que no existió un Acuerdo Comercial para aprovecharla.

El 4 de octubre del 2001, se suscribe un contrato de compra-venta de energía eléctrica entre Empresas Públicas de Medellín y la Empresa Eléctrica Quito, iniciando la operación comercial de la interconexión a 138 kV con Colombia, de forma radial. En el contrato se tomaba en cuenta el despacho centralizado de acuerdo a las necesidades energéticas internas. Esta actividad marcaría el inicio de un proceso nuevo: el intercambio de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador.

En el año 2001 los países de la CAN suscribieron el “Acuerdo para la interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”, dando inicio a un proceso de armonización regulatoria entre los países. En el mismo año, en una reunión Binacional Ecuador - Colombia, varios representantes del sector eléctrico ecuatoriano se reunieron con funcionarios de ISA de Colombia para identificar cuáles serían los requerimientos y los compromisos para desarrollar una nueva línea de interconexión a 230 kV entre la ciudad de Pasto, en Colombia, y Quito, en Ecuador.

Una vez establecido el marco normativo y cumplidos los requisitos solicitados a los Agentes, el 27 de febrero del 2003 el Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC y el Directorio de CENACE autorizaron al Director Ejecutivo de la institución la suscripción de los Acuerdos Operativo y Comercial con Interconexión Eléctrica S.A., ISA de Colombia para continuar con el inicio de las Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE, entre los dos países.

En el año 2002 se impulsó la construcción de la línea de transmisión a 230 kV, con doble circuito entre los sistemas de Ecuador y Colombia, que une las subestaciones Santa Rosa y Jamondino.

En efecto, el 1 de marzo del 2003, con la presencia de autoridades del sector eléctrico en las instalaciones de CENACE, al sincronizar la línea de transmisión Pomasqui – Jamondino 230 kV, a las 01:40, se iniciaron las Transacciones Internacionales de Electricidad con

Colombia en el marco de la Decisión CAN 536. Este evento marca un antes y un después en la operación del SNI, y desde ese mismo día inició una serie de desafíos técnicos que continúan requiriendo la continua capacitación del talento humano de CENACE y el de las entidades del sector eléctrico.

Esta interconexión fue fortificada en el año 2008 con el ingreso de una nueva línea de doble circuito de 230 kV.



Figura 1. Secuencia entrada Líneas Interconexión.

Principales características físicas y eléctricas, visualizando fechas desde su entrada en operación

- Mayo 1997: Se inaugura la interconexión radial Colombia – Ecuador a nivel de 138 kV, con un simple circuito de 15,49 km de longitud, entre las subestaciones de Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia.

- 4 de octubre del 2001: Inicia la operación comercial de la interconexión radial Colombia – Ecuador a nivel de 138 kV.
- 1 de marzo 2003: Se inaugura la interconexión sincrónica Colombia – Ecuador a nivel de 230 kV, mediante una línea de transmisión de doble circuito, con una longitud de 212 km (137 Km en territorio ecuatoriano y 75,6 Km en territorio co-

lombiano), la misma que enlaza las subestaciones de Pomasqui en el lado ecuatoriano y Jamondino en el colombiano, manteniendo una operación interconectada permanente entre los dos países.

- 14 de noviembre de 2008: Se incrementa una línea adicional de doble circuito, entre las subestaciones de Pomasqui en el lado ecuatoriano y Jamondino en el colombiano a nivel de 230 kV. De esta forma quedan habilitados 4 circuitos para

la interconexión sincrónica entre Colombia y Ecuador.

- Los porcentajes de uso de las interconexiones internacionales para la importación (considerando las horas en el periodo 2003 – 2014 en los que Ecuador importó) alcanzan valores promedios históricos de: 71.8% por el enlace Colombia 230 kV; 6.7% por el enlace Colombia 138 kV y 8.1% por el enlace Perú 230 kV.

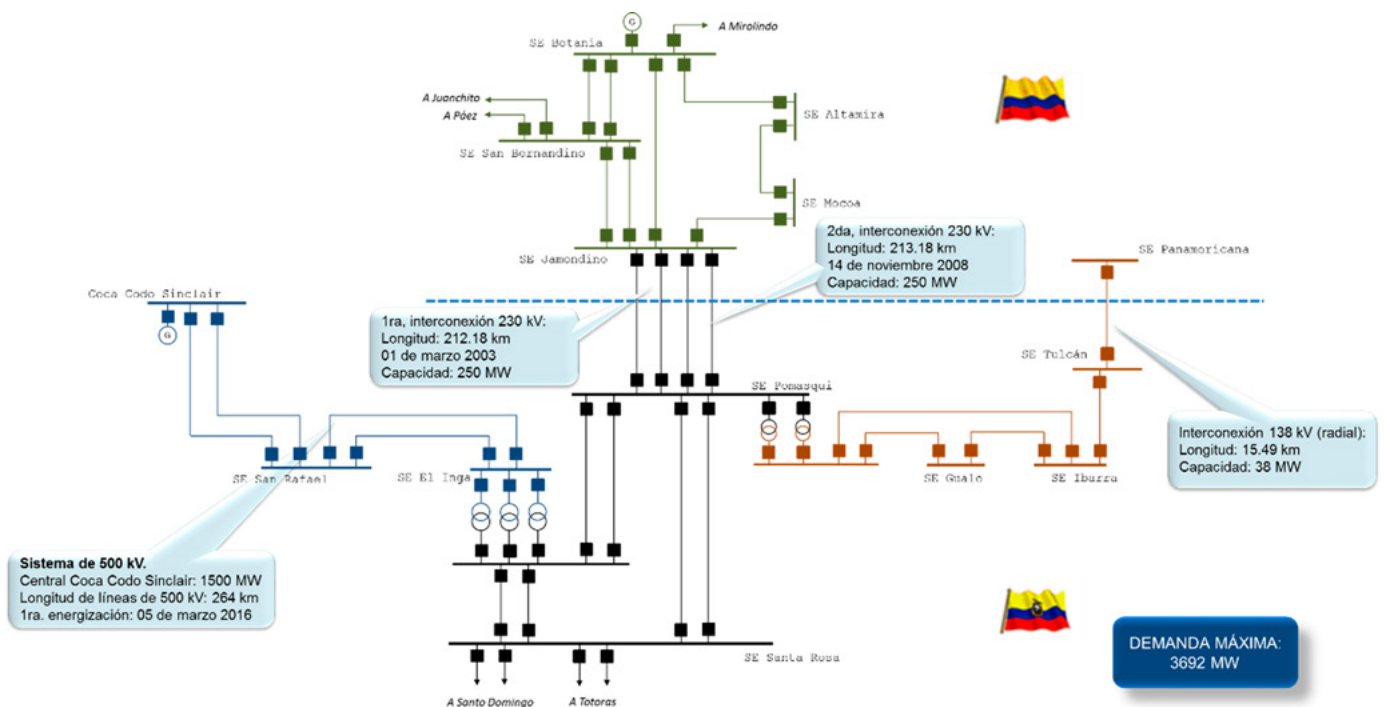


Figura 2. Unifilar Sistema Transmisión- Interconexiones Ecuador - Colombia.

## Principales beneficios obtenidos

- En 2003 la interconexión a nivel de 230 kV fortaleció el abastecimiento energético y el comportamiento eléctrico del sistema ecuatoriano. Al unirse eléctricamente el sistema eléctrico ecuatoriano con una demanda de 2 952 MW, al sistema colombiano con 9 120 MW de demanda, se convirtieron en un sistema eléctrico total de mayor inercia.
- Adicionalmente, se mejora la regulación de frecuencia, disminuyendo la Energía No Servida (ENS) a causa de la operación del Esquema de

Alivio de Carga por baja frecuencia. La presencia de eventos de disparos de generación menores a 100 MW en Ecuador provocaba una variación aproximada de 0,3Hz, cuando se operaba de forma autónoma; actualmente una desconexión de generación de alrededor de 500 MW hace actuar el primer paso y la pérdida de 1 181 MW de generación ocasiona la actuación del tercer escalón del esquema en los dos sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador.

- La operación de los dos circuitos de la interconexión con Colombia mejoró el voltaje de la zona

norte en aproximadamente 2 kV, al igual que el perfil de voltaje de buena parte del anillo troncal de 230 kV.

- Durante los primeros años de la interconexión de 230 kV, el sistema colombiano contaba con poca compensación reactiva, lo que provocaba aperturas de la interconexión por bajo voltaje. Este tema se superó con el ingreso, en el año 2008, de la segunda interconexión, con dos circuitos adicionales de 230 kV, incrementando la capacidad de transferencia desde Colombia a Ecuador hasta 500 MW.
- A partir del 2008 con el ingreso de los circuitos 3 y circuito 4 de la L/T Pomasqui – Jamondino 230 kV, el número de pasos actuados por EAC (hasta el 2015), no superó el tercer paso y solamente se

han registrado 17 fallas que representa el 10.5% del total de fallas con EAC.

Los beneficios de la interconexión con Colombia se resumen a continuación:



Figura 3. Beneficios de la Interconexión con Colombia.

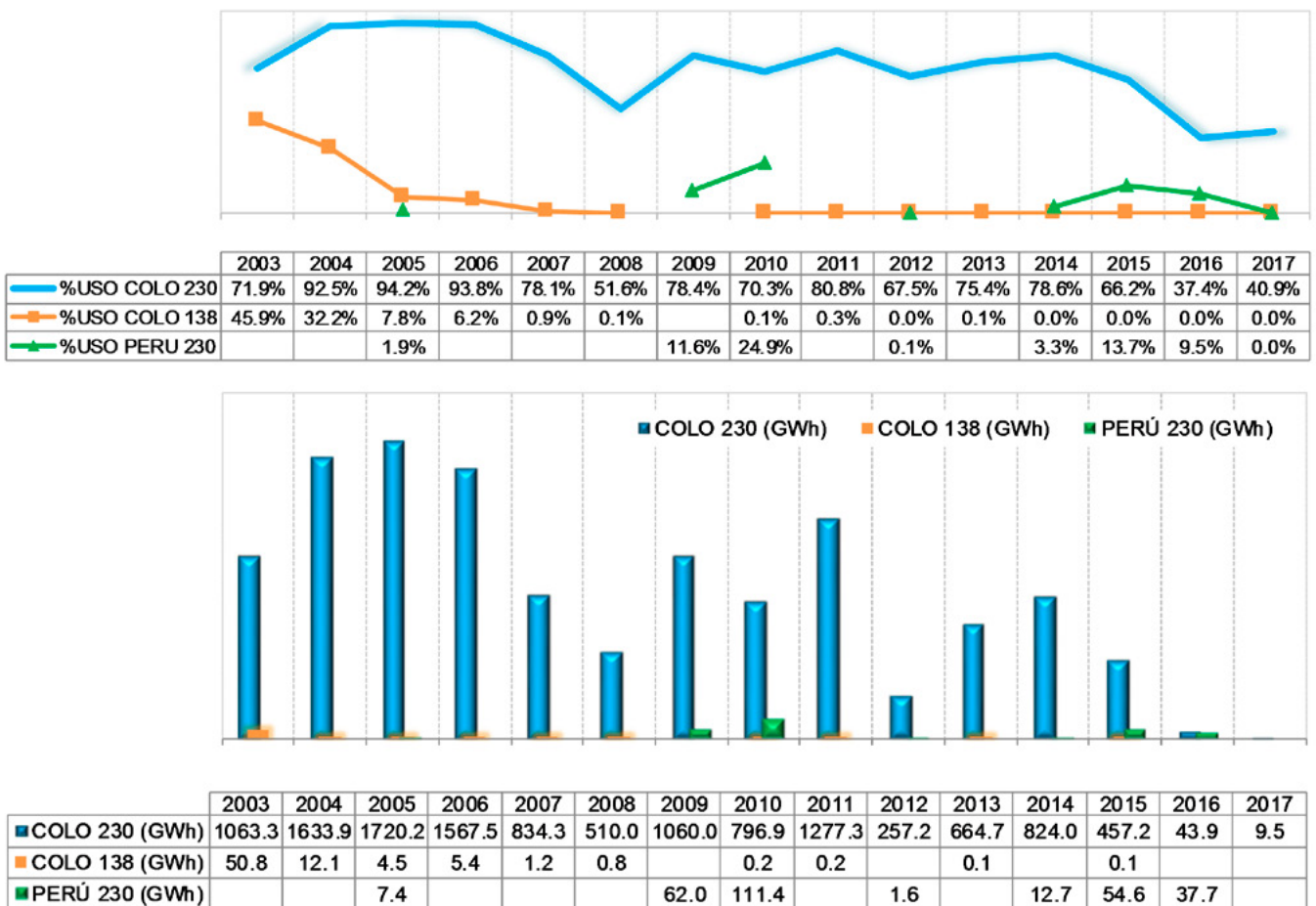


Figura 4. Porcentaje de uso para importación.

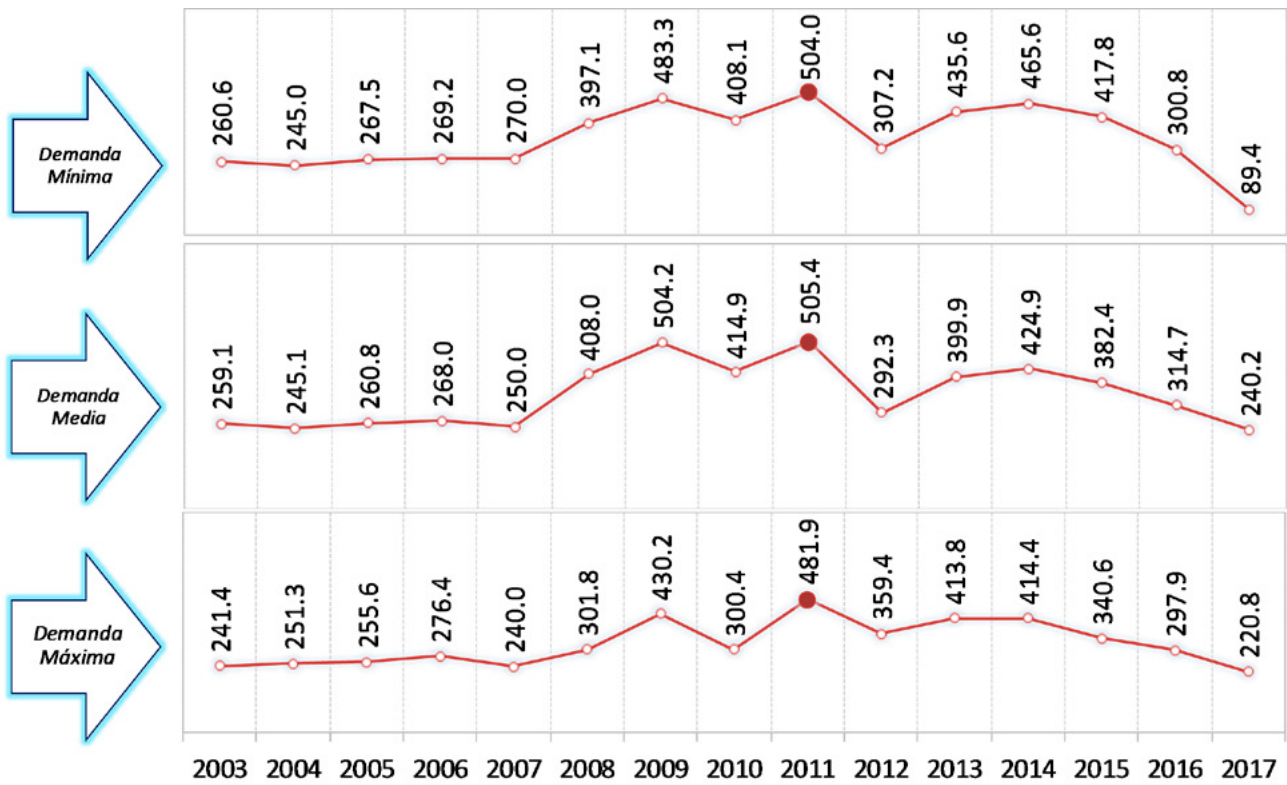


Figura 5. Máximas importaciones Interconexión Colombia 230 kV.

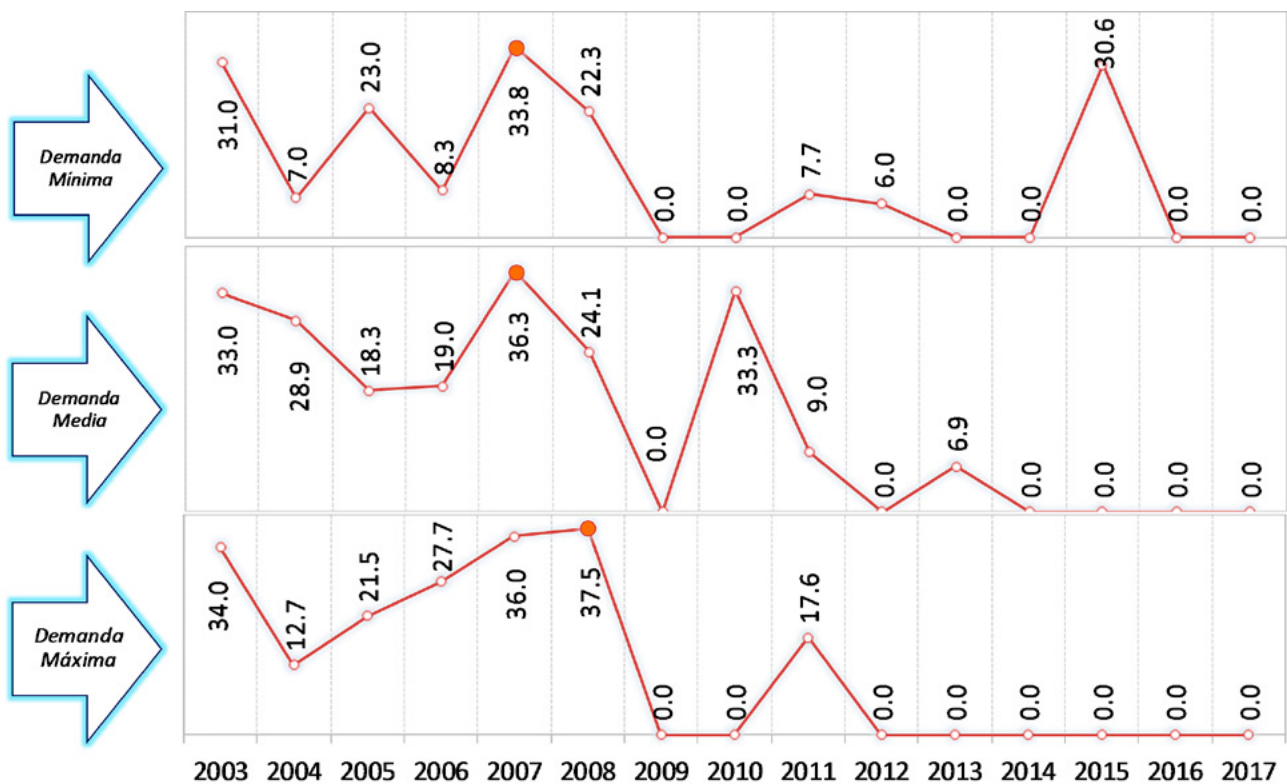


Figura 6. Máximas importaciones Interconexión Colombia 138 kV.



## Principales dificultades que se han tenido para llegar a una óptima utilización de la interconexión

- Falta de expansión en el Sistema Nacional de Transmisión de forma coordinada entre los dos países, que permita levantar las restricciones eléctricas que limitan la óptima utilización de la Interconexión sincrónica 230 kV.
- En 2009 la oferta de Colombia disminuyó drásticamente debido a condiciones de sequía y problemas con el transporte de gas natural. Esta situación

se mantuvo prácticamente sin variación hasta el primer semestre de 2010.

- En el periodo 1999 – 2002 el número de fallas con actuación del esquema de alivio de carga presentó una tendencia creciente.
- El año 2003 en el que ingresó la interconexión con Colombia a nivel de 230 kV es el que presenta el máximo valor en cuanto al número de fallas con EAC. Entre el 2004 y el 2008 se registraron 45 fallas con EAC que representa el 27.8% del total.
- En los gráficos siguientes se muestra la evolución del número de fallas con actuación del EAC considerando el periodo mayo 1999 - agosto 2017:

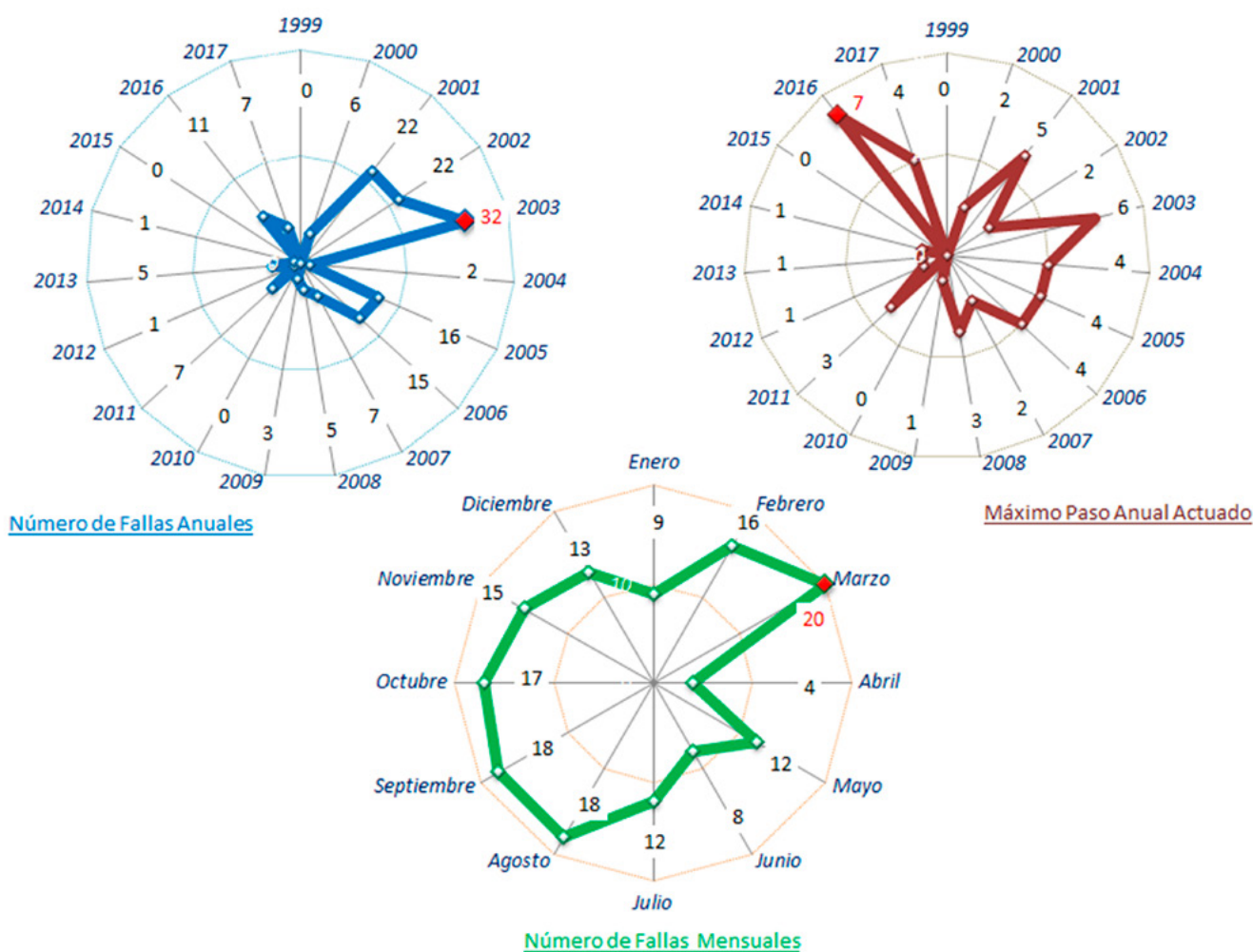


Figura 7. Historial de fallas con actuación del EAC.

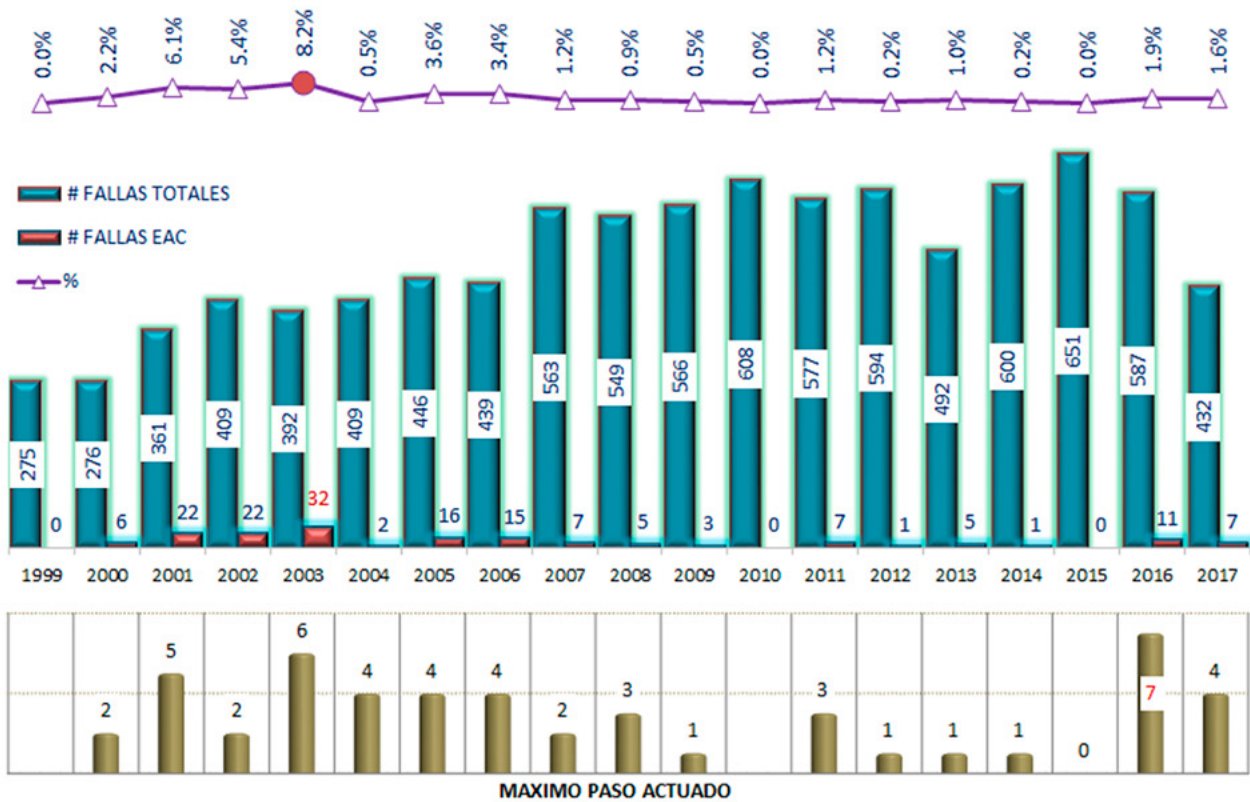


Figura 8. Porcentaje del número de fallas con EAC respecto al número total anual de fallas.

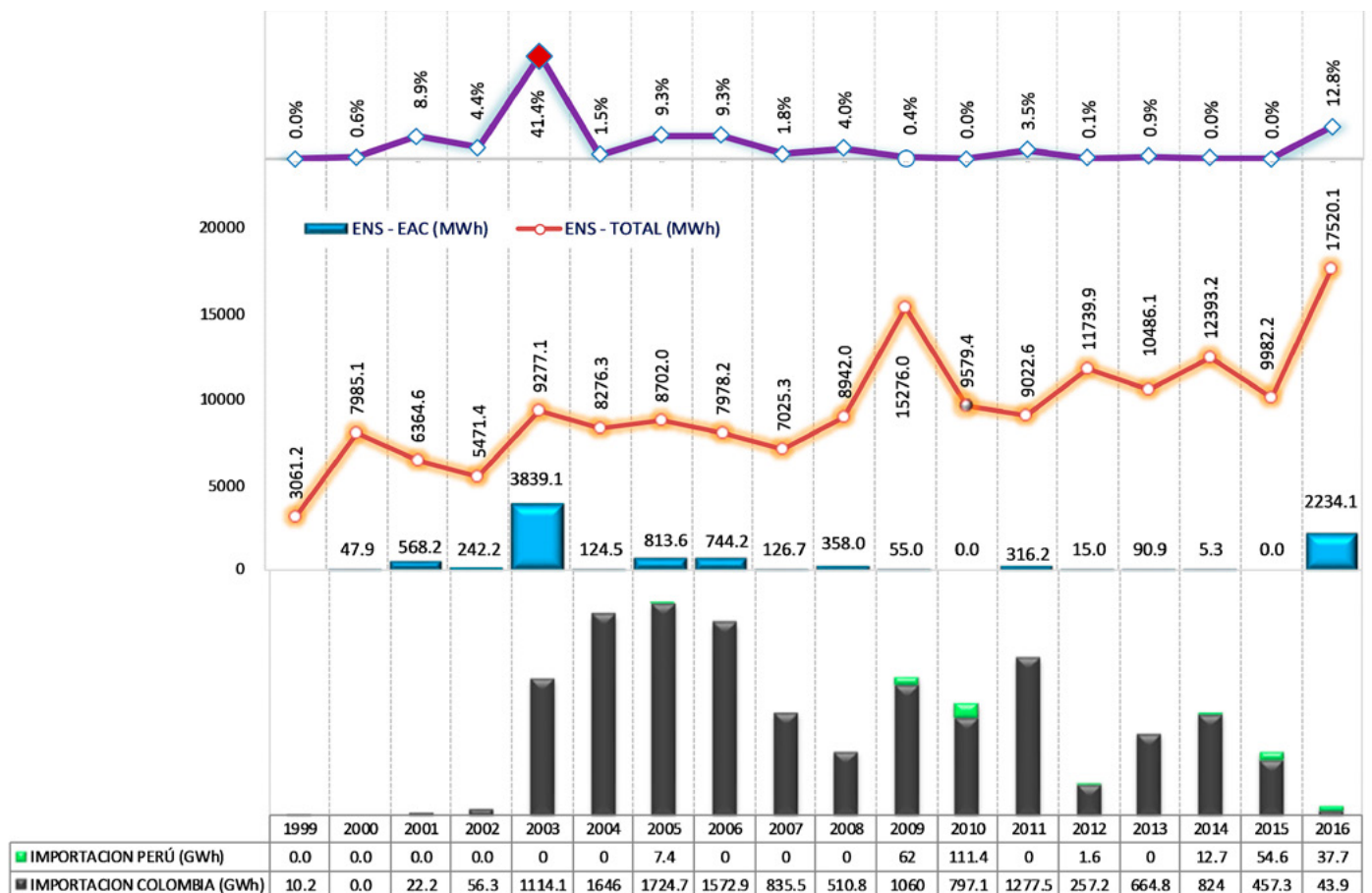


Figura 9. Porcentaje de energía no servida por actuación del EAC respecto a la energía no suministrada total anual.

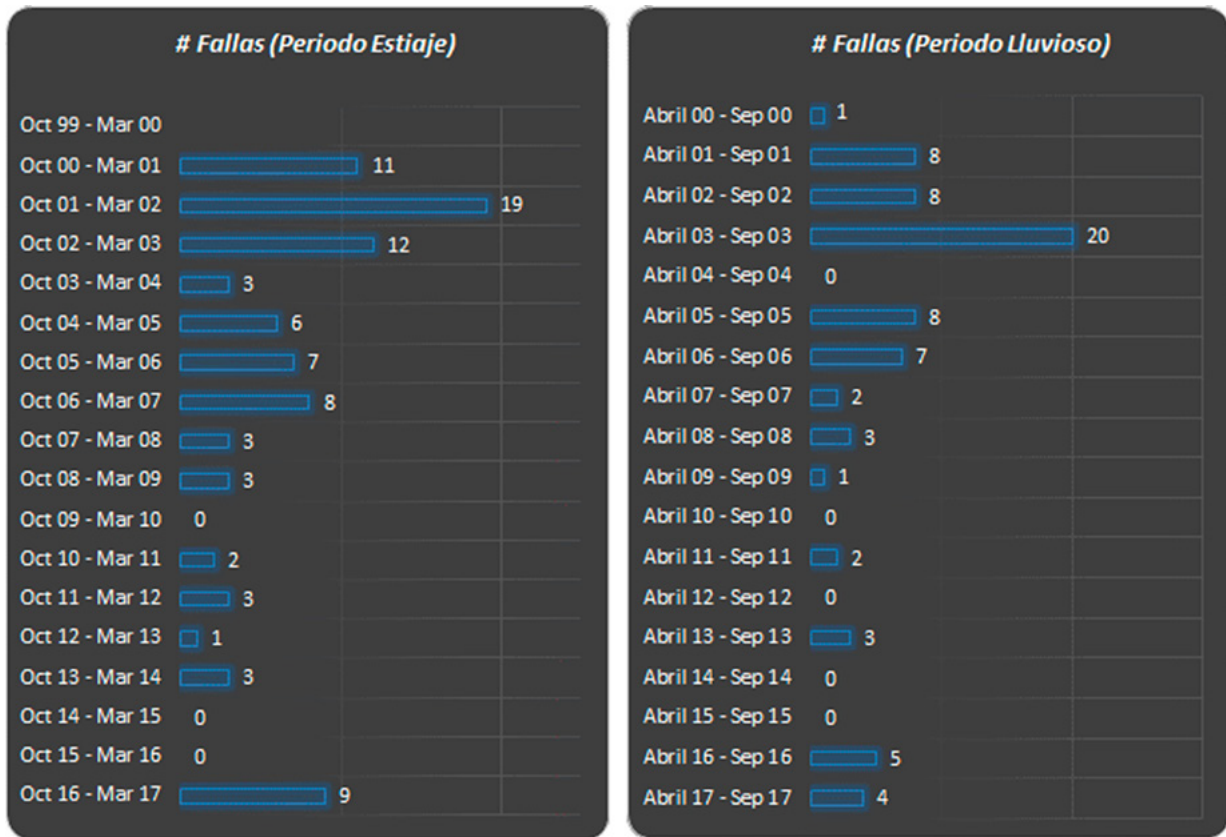


Figura 10. Número de fallas por periodo estacional, con actuación del EAC.

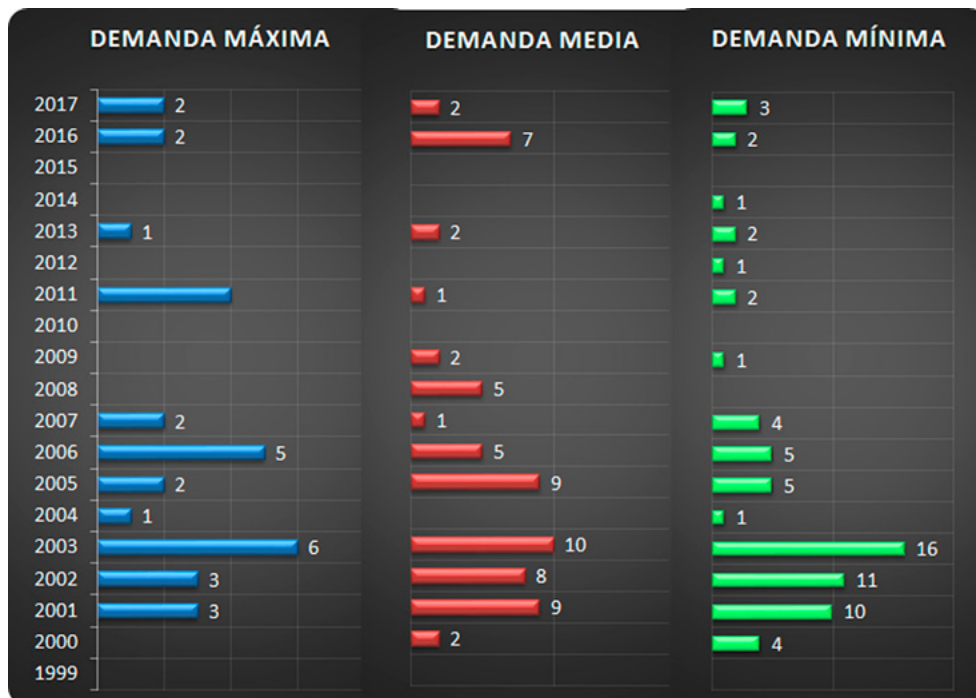


Figura 10. Número de fallas por período escenario de demanda, con actuación del EAC.

## Perspectivas futuras

Al momento y con el escenario actual no existen decisiones en torno a nuevas inversiones en el Sistema Nacional de Transmisión relacionadas con la interconexión Ecuador – Colombia.

# Interconexión Eléctrica Colombia - Venezuela

## Autor

Jaime Zapata, XM – Colombia

Email: [jzapata@xm.com.co](mailto:jzapata@xm.com.co)

## Historia de la Interconexión

Entre Colombia y Venezuela existen tres líneas que interconectan los sistemas eléctricos de ambos países, que opera bajo el esquema transacciones entre agentes los cuales realizan contratos bilaterales, la demanda/generación de Venezuela, la representa un comercializador de Colombia y la atención de demanda es radial desde el otro país por condiciones técnicas.

## Principales características físicas y eléctricas

Las tres principales líneas existentes que interconectan los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela cuentan con las siguientes características:

Interconexión Colombia - Venezuela	Tensión (kV)	Longitud (km)	Fecha Entrada
Zulia - La Fría	115	13.5	1963
Cuestecitas - Cuatricentenario	230	132.1(*)	1992
Corozo - San Mateo	230	47.5 (*)	1996

(\*) Incluye el tramo venezolano

Tabla 1. Características líneas de interconexión Col-Ven.

De acuerdo con los estudios de los informes de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo realizados por XM, la capacidad de exportación a Venezuela por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV oscila entre 40 y puede llegar a valores de hasta 110 MW. Por otro lado, la exportación a Venezuela por el enlace San Mateo – Corozo 230 kV esta entre 170 y 275 podría llegar hasta los 225 MW. Estos valores son revaluados diariamente en el despacho con la red y generación disponible.

La remuneración de activos de la interconexión es mediante cargos por conexión.

Adicionalmente, entre Colombia y Venezuela existe intercambio de energía en zonas no interconectadas, las cuales se describen a continuación:

- **Interconexión Casuarito – Puerto Ayacucho:** Interconecta la localidad de Casuarito, Departamento del Vichada, con Puerto Ayacucho (Venezuela).
- **Interconexión Inírida – San Fernando de Atabapo:** Interconecta Puerto Inírida, con San Fernando de Atabapo (Venezuela).
- **Interconexión San Felipe – San Carlos de Rionegro:** Interconecta San Felipe, Departamento de Guainía, con la localidad de San Carlos de Rionegro (Venezuela).
- **Interconexión Puerto Colombia – Maroa:** Interconecta Puerto Colombia, Departamento de Guainía con Maroa (Venezuela).

## Procedimientos para efectuar los intercambios

Tal como se mencionó anteriormente, las exportaciones e importaciones de energía entre Colombia y Venezuela se realizan bajo el esquema de contratos bilaterales de compra y venta de energía, con precios pactados libremente entre los agentes involucrados y haciendo pago de peaje a los agentes transmisores propietarios de las líneas. En la actualidad ISAGEN S.A. E.S.P., es el agente que representa los dos enlaces a 230kV en el mercado colombiano, con exclusividad para el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 230kV debido a que esta empresa realizó un contrato con EDELCA hasta el año 2017, propietario del lado venezolano, en el momento de la construcción de la línea de interconexión.

En los últimos años han existido contratos para realizar intercambios entre los dos países, el primero de ellos fue firmado entre ISAGEN S.A. E.S.P. y EDELCA, con vigencia desde septiembre de 2008 hasta septiembre de 2010 y el cual fue interrumpido en noviembre de 2009 principalmente por cambios regulatorios durante el periodo de fenómeno de oscilaciones del pacífico sur o fenómeno de El Niño. Desde 2011, los contratos han sido celebrados entre ISAGEN S.A. E.S.P. y la Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC de Venezuela.

## Estadísticas anuales de intercambios en el tiempo

A continuación, se presentan los valores de intercambio de energía entre Colombia y Venezuela desde 2006:

Año	Energía (GWh)	
	Exportaciones Colombia	Importaciones Colombia
2006	0	27.0
2007	0	1.1
2008	101.9	0
2009	281.6	0
2010	0	0
2011	393.2	0
2012	478.4	0
2013	715.0	0
2014	25.0	0
2015	2.6	0
2016	0.8	0

Tabla 2. Intercambio de Energía Col-Ven 2006-2016.

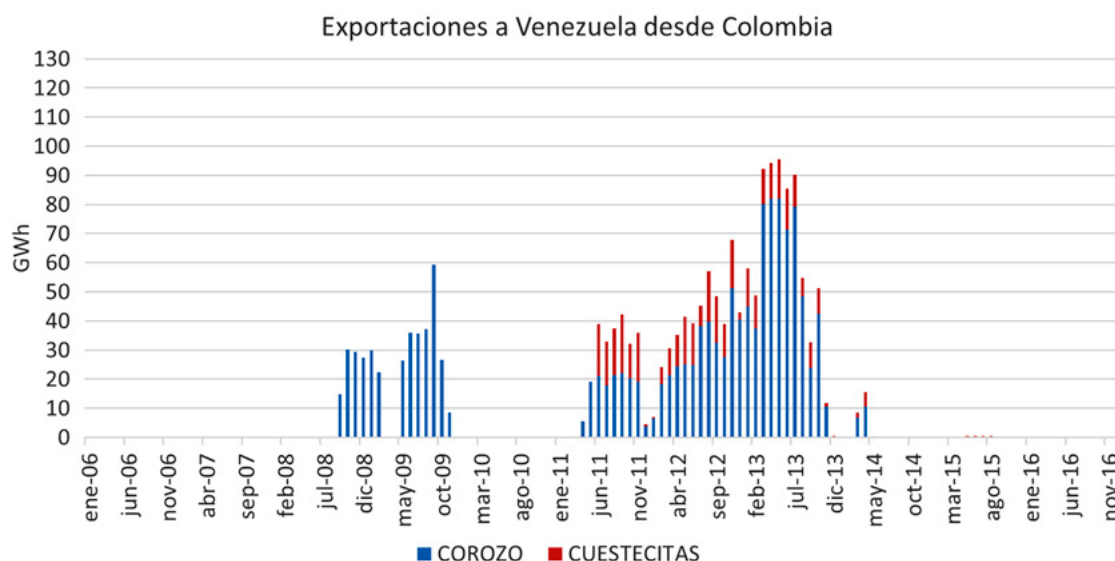


Gráfico 1. Intercambios mensuales enlaces Col-Ven 2006-2016.

Adicionalmente, se presenta en la **Gráfica 1**, los intercambios mensuales por cada uno de los enlaces a 230 kV, desde el año 2006 hasta 2016.

Se puede observar que la mayor parte de las exportaciones desde Colombia hacia Venezuela, se realizan desde el enlace Corozo – San Mateo 230kV.

## Principales beneficios obtenidos

El principal beneficio de esta interconexión es la posibilidad de atender carga desde el otro país para darle continuidad al servicio y aumento de la confiabilidad de la demanda.

## Principales dificultades que se han tenido para llegar a una óptima utilización de la interconexión y cuáles serían sus recomendaciones para lograrlo

Dentro de las principales dificultades que se han presentado, se tienen la falta de un esquema de mercado para los intercambios, además desde el punto de vista técnico dadas las características de ambos sistemas y de las líneas de interconexión, en los primeros intentos

de operación sincronizada se identificaron oscilaciones con bajo amortiguamiento que generan la separación de ambos sistemas.

Para resolver el problema de oscilaciones entre ambos países, es necesario realizar estudios de reajuste de estabilizadores de potencia (PSS), así como inversiones en infraestructura que permitan mejorar la interconectividad entre los sistemas eléctricos colombiano y venezolano.

## Perspectivas futuras

Durante el 2014, se han desarrollado reuniones entre entidades de Colombia, Venezuela y Ecuador, para desarrollar los estudios tendientes a revisar la factibilidad de la operación sincronizada de los tres países mediante la infraestructura existente entre Colombia y Venezuela. Por parte de Colombia, han participado XM e ISAGEN, por Venezuela el Corpoelec y el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), y por de Ecuador el CENACE.

La primera etapa de los estudios tiene como objetivo ver la viabilidad técnica de operar de manera sincronizada, no se abordarán aspectos de inversiones adicionales, regulatorios o comerciales de la interconexión.

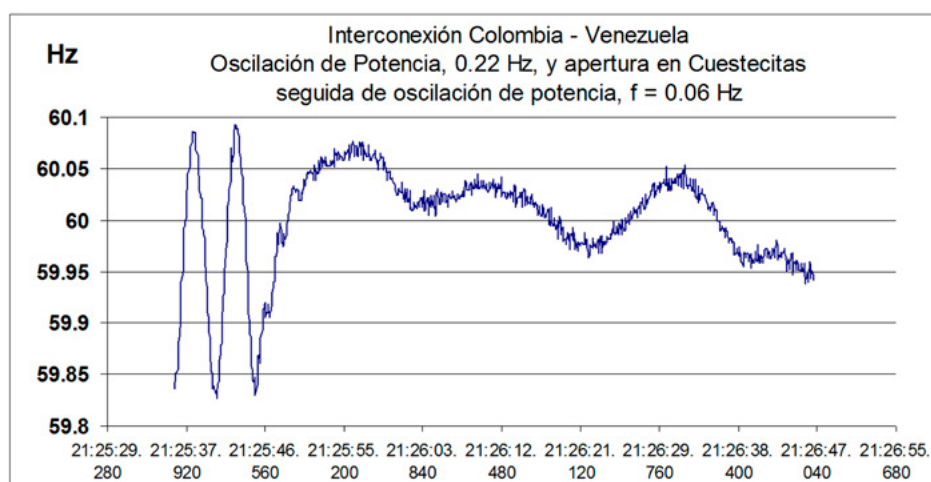


Gráfico 2. Oscilaciones Interconexión Col-Ven.

# Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá

## Autor

Andrés Villegas Rameli, ISA - Colombia  
Email: avillegas@ISA.com.co

## Historia del proceso de estructuración del proyecto

Con la conclusión de las obras del proyecto SIEPAC en 2014 (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central) y la consolidación del Mercado Eléctrico Regional (MER) en Centroamérica, cuyo reglamento definitivo se encuentra en aplicación, el sueño de tener un mercado regional en operación se va haciendo una realidad (el cual permitirá la compra y venta de electricidad por medio de los agentes del sector eléctrico de la región).

La interconexión entre Colombia y Panamá constituye un complemento fundamental para la consolidación de esta visión regional. Esta iniciativa es afín con el

interés de la banca multilateral y de los gobiernos de la región, y busca a través de su desarrollo consolidar los proyectos de interconexión eléctrica y el mercado regional en el marco del Proyecto Mesoamérica <sup>(1)</sup>. En la práctica, su ejecución conducirá a la integración entre el mercado andino y el mercado centroamericano, con los consecuentes beneficios para los agentes de los dos países y de la región.

La viabilización del proyecto de interconexión ha estado respaldada en estudios y acuerdos, acompañados de un proceso de armonización de los marcos institucionales, normativos y regulatorios; su ejecución será la base para extender y profundizar los procesos de cooperación e integración energética en el ámbito de la región, asegurando el intercambio internacional de energía eléctrica.

Luego de la creación de la empresa binacional para el desarrollo del proyecto, el acuerdo de ambos gobiernos, y el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través de recursos de Cooperación Técnica (CT), durante los últimos años se han venido ejecutando diferentes estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, incluyendo temas tan relevantes como la ingeniería básica, el

<sup>(1)</sup> Con ocasión de la XVI Cumbre del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla (San José, Costa Rica, marzo de 2017) los Presidentes de la región acordaron “Agilizar y reforzar la implementación de proyectos e iniciativas para fortalecer la integración energética de la región, continuando la conformación de la Agenda Mesoamericana de Energía. Instruir a las instancias correspondientes a avanzar en las propuestas técnicas, regulatorias y de infraestructura para acelerar la interconexión entre México y el SIEPAC. Asimismo, reconocer los esfuerzos de los gobiernos de Colombia y Panamá para lograr la interconexión eléctrica entre ambos países y alentarlos a impulsar los estudios de viabilidad correspondientes”

diagnóstico ambiental de alternativas, los análisis de viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

La construcción del proyecto se encuentra condicionada a la confirmación de un corredor ambiental en Panamá, el cual debe contar con la autorización de las

Comarcas Indígenas ubicadas en su área de influencia. A partir del momento en que se tenga un corredor ambiental aprobado y viabilizado, el desarrollo de las actividades siguientes (Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), diseño, licencia, fabricación de estaciones, construcción y montaje de línea y cable) tomará al menos 48 meses (hasta la fecha de entrada en operación del proyecto).

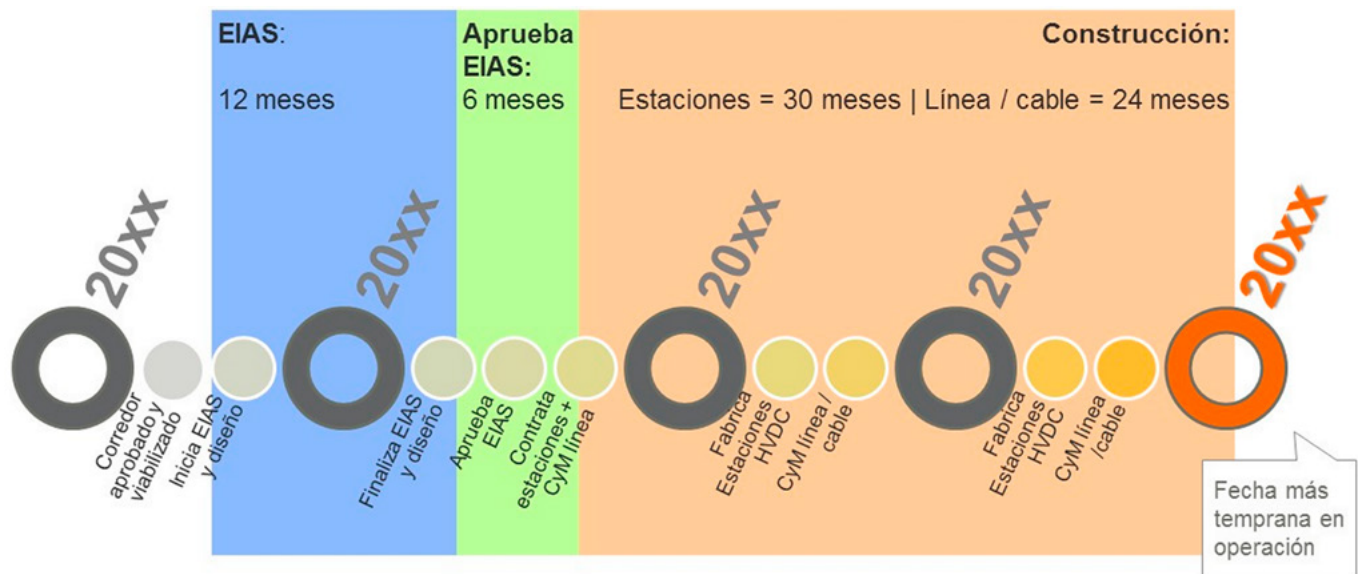


Figura 1. Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones.

## Principales características físicas y eléctricas

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa – HVDC (ya madura en el mundo, pero nueva en la

región), la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

En la **Figura 2** se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto, se hace la transición para continuar a través de un cable submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se hace una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.



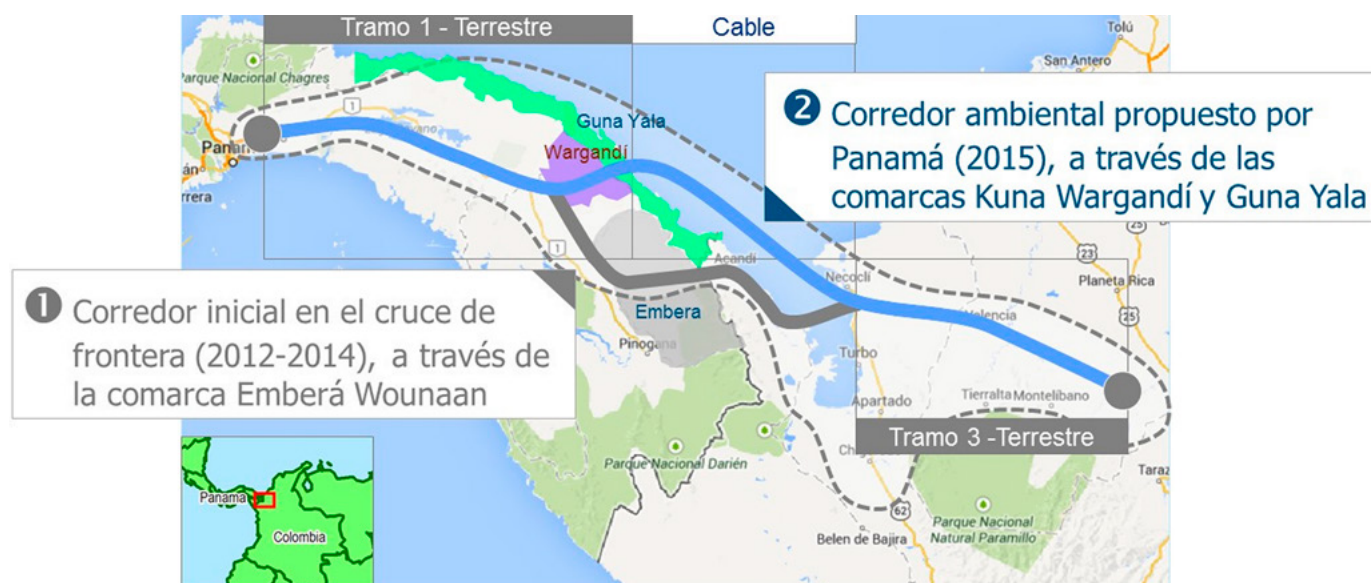


Figura 2. Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso.

## Marco legal y regulatorio

Dispuestos a profundizar la integración entre los países y a consolidar un esquema de interconexión eléctrica bilateral, los Presidentes de Colombia y Panamá acordaron en el año 2008 la ejecución del proyecto mediante un esquema de conexión, a cargo de ICP<sup>(2)</sup>, conforme a la legislación vigente en cada país.

De conformidad con lo dispuesto en el Acta de los Presidentes, mediante Acuerdo suscrito en 2009, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) y la Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE) acordaron desarrollar e implementar coordinadamente el esquema regulatorio, operativo y comercial que permita el intercambio de energía eléctrica entre Colombia y Panamá, conforme a las legislaciones vigentes en cada país, sin tratados especiales para el tema. Para el efecto, a través del Acuer-

do, dieron la instrucción a la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG) y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP) para desarrollar la regulación correspondiente, considerando especialmente los siguientes temas: tipos de intercambios, participantes, mecanismos de asignación de la capacidad, principios básicos para el desarrollo de los acuerdos operativos y comerciales, mecanismos de solución de controversias, y otros temas relevantes.

En atención a dicho mandato, los reguladores emitieron en 2011 la normatividad básica (Resolución CREG 055/2011 y Resolución ASEP AN-4508-Elec). El marco regulatorio armonizado entre Colombia y Panamá prevé el libre acceso a la interconexión, a las redes nacionales y a las transacciones internacionales de electricidad. Para garantizar el libre acceso de los agentes del mercado de cada país

<sup>(2)</sup> ICP, Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A., es la sociedad constituida entre Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de Panamá, quien será la encargada de adelantar todos los procesos y actividades necesarias para el desarrollo del proyecto de Interconexión Eléctrica entre los dos países.

a la capacidad de transmisión del enlace, y para su óptima utilización, se acordó el desarrollo de un esquema de intercambios de corto plazo a través de un despacho coordinado (a cargo de los operadores de los sistemas de Colombia y Panamá) y un proceso de asignación de los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión (DFACI) para las transacciones de largo plazo (mediante un esquema de subasta pública).

En 2012 la ASEP promulgó la Resolución AN No.5044-Elec, mediante la cual se modifican las Reglas de Compra en Panamá para permitir que en los Actos de Concurrencia para la contratación de la Potencia y/o Energía para el abastecimiento de los Clientes de las Empresas de Distribución Eléctrica, participen Agentes Regionales o Agentes del MER (en virtud del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus protocolos) y Agentes de Interconexión Internacional y Potenciales Agentes de Interconexión Internacional.

## Aspectos económicos y financieros

Según lo establecido en el Acta de Intención suscrita por los Presidentes en 2008, el enlace se viabiliza como un activo de conexión, y se ejecuta a riesgo de los inversionistas (sin remuneración directa por parte de la demanda); para su viabilización, se formula y modela como un Project Finance, el cual se financiará a partir del flujo de ingresos que él mismo genera (ingresos de corto plazo vía rentas de congestión, o ingresos de largo plazo vía asignación de DFACI), contando con aportes y garantías de los accionistas. Teniendo en cuenta el corredor de ruta priorizado por Panamá en 2015 (a través de la comarca Guna

Yala, con cable marino), el costo esperado de inversión podría alcanzar los 600 millones de dólares.

## Principales barreras y dificultades

### Aspectos ambientales y sociales

La definición del corredor ambiental del proyecto ha tomado mucho más tiempo de lo previsto. Pese a que ya se contaba con un corredor terrestre definido y aprobado por la Comarca Embera Wounaan en Panamá, el gobierno de este país priorizó en 2015 una alternativa diferente, a través de las Comarcas Kuna Wargandi y Guna Yala, configurando una solución marina para el cruce de la frontera.

Si bien en 2015 y 2016 se desarrollaron actividades complementarias de pre diseño y selección de contratistas para los estudios principales, es claro que sólo será posible iniciar la ejecución del EIAS y el diseño detallado de la línea en los dos países cuando se cuente con la aprobación del corredor ambiental en Panamá (previa autorización de las Comarcas Indígenas).

La estrategia definida para alcanzar las autorizaciones requeridas está basada en un relacionamiento directo del gobierno con las autoridades de la Comarca, privilegiando principios de consulta previa, libre e informada, buscando generar condiciones adecuadas para la ejecución de los estudios y el desarrollo de proyectos de interés común.

### Aspectos regulatorios y financieros

Las condiciones del mercado y de los sistemas han cambiado de manera importante con relación a las

del momento en que se definió el marco normativo para los intercambios de energía. Con el propósito de explorar escenarios alternativos de desarrollo del proyecto, se acordó en 2017 la actualización del estudio de armonización regulatoria Colombia Panamá, teniendo como referencia las definiciones establecidas en su momento por los dos países.

Se pretende con este estudio evaluar de manera objetiva el esquema vigente de armonización de la línea de interconexión eléctrica, teniendo en cuenta el Acta de Intención de Presidentes, los Acuerdos Ministeriales y Regulatorios y la normativa desarrollada para ese propósito. Como complemento, se busca evaluar otros esquemas de armonización para tener una base de comparación y recomendar, de ser necesario, una reorientación del esquema vigente que permita viabilizar el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica, y definir el marco legal que aplicaría en sustitución de los acuerdos existentes.

### Beneficios esperados (directos e indirectos)

La interconexión eléctrica permite el acceso a fuentes de generación más económicas, disponibles al otro lado de la frontera (contribuyendo a la optimización del uso de los recursos energéticos disponibles), aumenta la confiabilidad del sistema (proveyendo más opciones de generación para atender el crecimiento de la demanda), constituye una fuente de apoyo para los dos países ante situaciones de emergencia, permite reducir emisiones de carbono debido a la sustitución de combustibles fósiles, y genera ingresos a los países por exportación de energía.

A través de la ejecución del proyecto es posible además fortalecer las relaciones con las autoridades de

gobierno y por esa vía asegurar el apoyo a los programas de desarrollo de las comunidades, buscando su crecimiento y sostenibilidad. En este caso particular, el impulso a la carretera Mortí-Mulatupu (Comarcas Kuna Wargandi y Guna Yala) es un propósito común, que se enmarca en estos objetivos, y que hace parte de la propuesta del gobierno para la viabilización de la interconexión eléctrica.

### Lecciones aprendidas (en el proceso de factibilidad y viabilidad)

- Si bien se cuenta con el compromiso y voluntad de los países, y existe decisión política para impulsar las actividades, a menudo cambian las prioridades (en particular cuando hay cambios de gobierno o autoridades), y se compromete el proceso de viabilización. La voluntad de los gobiernos tiene que permear los niveles de decisión y alcanzar los niveles de movilización, desde los cuales se ejecutan las actividades y materializan los resultados.
- A pesar de que se establecen acuerdos a un nivel alto, estos no son siempre vinculantes y en ocasiones se hace complejo encontrar una salida política al manejo de las diferencias. Por otra parte, algunas autoridades y agentes claves (en el proceso de factibilidad y viabilización) no se involucran desde el inicio, haciendo complejo el trámite de aprobaciones y la definición de asignaciones (riesgos y beneficios).
- Los estudios detallados (técnicos y ambientales) siempre demandan más tiempo de lo previsto. Adicionalmente, la viabilidad ambiental y social se constituye en ruta crítica que compromete el cronograma de trabajo (sobre todo cuando se

encuentran comunidades étnicas en el área de influencia del proyecto).

## Análisis de riesgos

Siempre ha sido una prioridad dentro del proceso minimizar los riesgos e incertidumbres asociados a la viabilización del proyecto y la participación de los agentes. Los principales riesgos identificados son los siguientes:

- **Político.** Cambios no previstos que modifican la posición del gobierno frente al proyecto o comprometen su apoyo en la toma de decisiones requeridas para la viabilización y ejecución.
- **Regulatorio.** Indefinición de regulación armonizada. Falta de acuerdos o vacíos en temas específicos relacionados con la normatividad aplicable (armonizada) a los intercambios de energía entre los dos países. Cambios posteriores que comprometan la ejecución del proyecto o limiten las transacciones.
- **Financiero.** No viabilidad financiera del proyecto. Ingresos insuficientes o con alta variabilidad bajo el esquema regulatorio definido.
- **Ambiental-social.** Definición de corredor de ruta. El análisis comparativo de alternativas de rutas y la priorización de soluciones (condicionadas a auto-

rización de comunidades) podría conducir a la no aprobación del corredor o a una solución no viable para el proyecto.

- **Ambiental-social.** Demora en trámite o no obtención de licencia ambiental. No obstante contar con un corredor ambiental, la sensibilidad del proyecto (aspectos político, estratégico, ambiental) podría imponer presiones para la no aprobación de la licencia, o la imposición de condiciones que comprometan su desarrollo.

## Perspectivas futuras

La prioridad del proyecto sigue siendo ejecutar los estudios técnicos y ambientales que minimicen riesgos e incertidumbres (a los participantes en el esquema) sobre la viabilidad del proyecto, y evaluar los escenarios de financiación que permitan asegurar su viabilidad financiera bajo las condiciones propuestas.

La revisión del esquema de armonización podría conducir a una reorientación del esquema vigente, ajustado a la realidad actual de los países y de los sistemas, que permita viabilizar el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica, teniendo como prioridad alcanzar los beneficios económicos identificados, a través de una inversión optimizada y un precio de energía competitivo, que posibilite la consolidación de un mercado regional de corto y largo plazo.

# Interconexión Eléctrica Colombia-Ecuador

## Autor

Jaime Zapata, XM – Colombia  
Email: jazapata@xm.com.co

## Historia del proceso de estructuración del proyecto

Los primeros intercambios de Energía entre Colombia y Ecuador iniciaron en 1998 mediante los flujos de energía a través del circuito a 138 kV Panamericana – Tulcán. Estos intercambios de energía se hacían bajo la modalidad de contratos bilaterales entre agentes de ambos países, es decir, un comercializador de energía en Colombia, de manera individual, vendía energía a un distribuidor o usuario final en Ecuador y asumía todos los costos necesarios para poder entregar dicha energía en la frontera con el país vecino.

Para optimizar la estacionalidad de ambos países y con el objetivo de crear una verdadera integración regional desde el punto de vista de la energía eléctrica, los países de la Comunidad Andina de Naciones -CAN-, comenzaron a buscar acercamientos para crear un mercado común que rompiera fronteras y permitiera la integración Andina en diferentes mercados de la

zona. La Secretaría General recibió el mandato, de los países miembros de la CAN, de elaborar las bases del programa para el perfeccionamiento y profundización de la integración andina y el desarrollo de propuestas para el cumplimiento del objetivo de conformar el mercado común. En el año 1999 los presidentes de los países miembros de la CAN reunidos en Cartagena, establecieron que a más tardar en el año 2005 debería constituirse el Mercado Común Andino.

La Firma del Acuerdo de Cartagena, en septiembre de 2001, con los Ministros de Energía Y Minas de Colombia, Ecuador y Perú y con la presencia del Director General Sectorial de Energía del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, materializó el compromiso de los gobiernos en el convencimiento de las ventajas que brindan los sistemas regionales interconectados y un mercado internacional de energía eléctrica.

Bajo el marco del Acuerdo de Cartagena y con el objetivo de aprovechar los excedentes energéticos de algunos países en beneficio de la región, el 19 de diciembre de 2002 se firma la decisión CAN 536 “*Marco General para la Interconexión subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad*”, la cual fue adoptada por todos los países miembros a excepción de Bolivia, y que en sus considerandos menciona “...un futuro funcionamiento de un mercado integrado de energía entre Países Miembro de la Comunidad Andina...” y “...Que las reglas y condiciones operativas y comerciales para los intercambios de electricidad entre los

*Países Miembros y para el funcionamiento de un mercado integrado de energía deben basarse en criterios de no discriminación... sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales*". Adicionalmente la Decisión CAN 536 estableció reglas fundamentales, tales como:

- Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y mercados externos, no discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.
- Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
- Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
- La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
- Los Países Miembro permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
- Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

De acuerdo con lo previsto en la Decisión CAN 536, se inició el proceso de construcción de un doble circuito a 230 kV con capacidad de 250 MW, entre las subestaciones de Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador) por parte de Interconexión Eléctrica S.A. en Colombia y TRANSELECTRIC en Ecuador. Al mismo tiempo los reguladores tanto de Colombia (Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG) como de Ecuador (Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC) redactaron la reglamentación necesaria para llevar a cabo las transacciones de electricidad, lo que finalmente concluyó con la expedición el 14 de enero de 2003, de la Resolución CREG 004 de 2003, resoluciones que han evolucionado a través del tiempo y han sido modificadas por otras, que han adoptado las reglamentaciones iniciales a las nuevas exigencias de ambos mercados.

Con los lineamientos de los nuevos acuerdos operativos y comerciales, el día 21 de marzo de 2003 entró en operación la línea doble circuito de interconexión a 230 kV entre las subestaciones Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador) permitiendo operación sincronizada entre los dos países y el inicio a las transferencias de energía entre Colombia y Ecuador bajo el esquema Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE).



Figura 1. Línea Interconexión Col-Ecu.

En mayo de 2008 la Empresa de Energía de Bogotá en Colombia y TransElectric en Ecuador inauguraron la segunda línea doble circuito a 230 kV entre las subestaciones Jamondino y Pomasqui, lo que permitió aumentar en esta época, la capacidad de transferencia entre ambos países hasta 500MW por 230 kV.

### Principales características físicas y eléctricas

Entre Colombia y Ecuador existen cuatro circuitos a 230 kV Jamondino – Pomasqui y una línea a 138 kV Panamericana – Tulcán.

Interconexión Colombia - Ecuador	Tensión (kV)	Longitud (km)	Inversión (MUSD)	Fecha Entrada
Panamericana - Tulcán	138	15.5	-	1998
Jamondino – Pomasqui 1 y 2	230	212.2(*)	35.2	2003
Jamondino – Pomasqui 3 y 4	230	213.8(*)	41	2008

(\*) Esta longitud incluye la porción ecuatoriana

Tabla 1. Características Líneas de interconexión Col-Ecu

El 01 de Marzo de 2003, entró en operación comercial la Interconexión Pasto - Quito a 230 kV.

Interconexión Eléctrica (Integración Física)

Entre Colombia y Ecuador

## US\$45,4 millones costó interconexión

ISA y la empresa ecuatoriana construyeron en tiempo de una longitud de 212 km entre Pasto y Quito.

Por Alix López

Características del Proyecto	
Configuración	230 kV - 2C
Longitud	212 km
Compensación Capacitiva	72 Mvar
Inductiva	25 Mvar
Capacidad	260 MW

Figura 2. Entrada en operación primera Interconexión Col-Ecu.

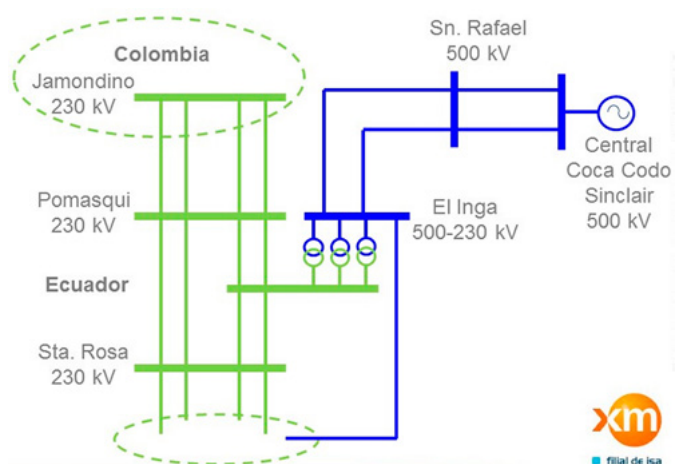


Figura 3. Diagrama unifilar Interconexión Col-Ecu.

## Marco legal y regulatorio

El marco legal y regulatorio se ha venido adaptando a los análisis entre los dos países, es así que ante desacuerdos existentes de ambos países por la distribución de las rentas de congestión y otros aspectos definidos en la Decisión CAN 536, el 4 de noviembre de 2009, se expidió la Decisión CAN 720 la cual suspende por un período de dos años la Decisión CAN 536 y estableció un Régimen Transitorio para las transacciones de electricidad durante dicho período. Entre las principales diferencias establecidas en el Régimen Transitorio se encuentra la posibilidad de discriminación de los precios para la demanda nacional y la demanda externa, las rentas de congestión resultantes de la diferencia de precios en los nodos frontera deben ser asignados 50% para el mercado importador y 50% para el mercado exportador y la no obligatoriedad de ofertar energía en condiciones de escasez o déficit del país exportador. Posteriormente, la Decisión CAN 757 del 22 de agosto de 2011 y la Decisión CAN 789 del 17 de junio de 2013 establecieron prorrogas a este Régimen Transitorio que sigue vigente en 2014.

Posteriormente, mediante la Decisión CAN797, publicada el 15 de octubre de 2014, se estableció la lista de los Comités y Grupos Ad Hoc de la Comunidad Andina en el marco de la reingeniería del Sistema Andino de Integración, ratificando la existencia del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) y recientemente, en la Decisión CAN 816 del 24 de abril de 2017 se estableció el marco regulatorio del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), que forma parte del MAER y se definió una disposición transitoria en la cual, la Secretaría General adoptará mediante Resolución a propuesta y previa opinión favorable del CANREL, los Reglamentos operativo, comercial y del coordinador técnico; y para tal efecto dicho Comité elaborará

un cronograma para el desarrollo de los mismos que permitirán la aplicación de esta decisión.

## Acuerdos operativos y procedimientos para efectuar los intercambios

La remuneración de los activos de interconexión se realiza mediante cargos por uso, es decir, que está a cargo de los consumidores de ambos países.

Para establecer los valores máximos de transferencias por la interconexión, anualmente, XM de Colombia en conjunto con CENACE de Ecuador, realizan un estudio de Interconexión Colombia – Ecuador. Para el 2013 los resultados de los análisis indicaron que la máxima transferencia en el sentido Colombia – Ecuador es de 460 MW en todos los períodos de demanda mínima y 420 MW en los períodos de demanda media del día, y a su vez, la máxima transferencia en el sentido Ecuador – Colombia es de 300 MW en todos los períodos. Estos valores son revaluados diariamente en el despacho con la red y generación disponible.

El requerimiento de unidades de generación de seguridad para soportar las máximas transferencias Colombia – Ecuador tiene como base los criterios de confiabilidad definidos por cada país, de manera que ante diferentes contingencias las condiciones de tensión, frecuencia y carga de equipos permanezcan dentro de límites aceptables para la operación, sin poner en riesgo la estabilidad de los sistemas.

El funcionamiento de las transacciones TIE permite hacer un uso eficiente de los recursos energéticos de los países, pues las transferencias de energía se presentan desde el país con menor precio de mercado hacia el país de mayor precio, lo que conlleva el acercamiento



de los precios de mercado de ambos países hasta igualarse o hasta que la capacidad de transferencia de la interconexión lo permita.

En la actualidad el Acuerdo Operativo entre Colombia y Ecuador, tiene como objetivo, establecer los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades para la operación de los enlaces internacionales de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador de manera coordinada, con sujeción a la Decisión CAN y a la Ley Aplicable, abarcando los temas relativos al planeamiento, supervisión, coordinación y control de las interconexiones. El contenido principal de acuerdo se presenta a continuación:

- Criterios de seguridad y calidad para la Operación Interconectada de los Sistemas
- Máxima Transferencia por las Interconexiones
- Programación de Intercambios
- Operación de las interconexiones
- Sistemas de Protección de las Interconexiones
- Sistema de Medición de Energía Activa y Reactiva
- Duración, Suspensión y Terminación del Acuerdo

En el acuerdo se establece que la interconexión por 138 kV se operará de forma radial. Adicionalmente, es responsabilidad del Transportador de cada país, de acuerdo con la Ley Aplicable, la ejecución de las maniobras operativas de las instalaciones asociadas a la Interconexión, reparaciones, así como de la seguridad de las personas y de las instalaciones que comprende la misma.

Bajo el esquema TIE cada mercado, una vez hecha la casación del mercado nacional diaria, entrega al otro mercado la oferta de energía a exportar, esta oferta

se realiza de manera horaria y por enlace, se indican para cada período las cantidades y los precios de cada cantidad dispuestos a exportar. Las cantidades son llamadas segmentos ( $Q_x$ ) y los precios asociados a cada segmento son llamados Precios de Oferta en el Nodo Exportación ( $PONE_{Q_x}$ ), adicionalmente a la oferta se debe entregar un Precio de Importación horario (PI), que determina el precio al cual el mercado está dispuesto a importar energía en ese período y por ese enlace, ver la siguiente figura.

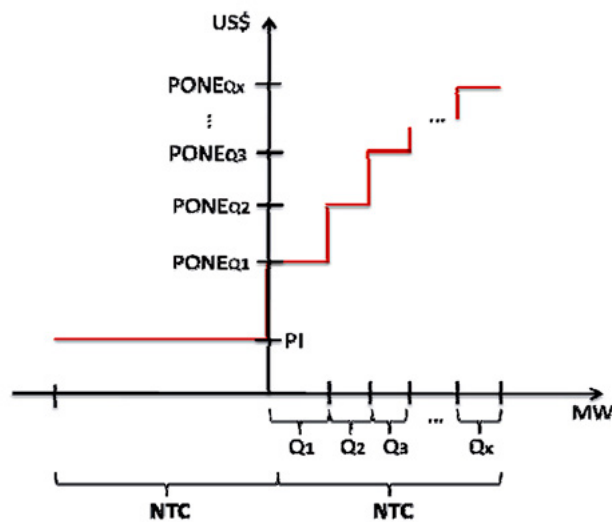


Figura 4. Ejemplo de Oferta de Energía para el Período i por el Enlace e.

Una vez se tiene las dos ofertas, un algoritmo central realiza una comparación de los precios de exportación de un país con el precio de importación del otro, y en caso de que el precio de exportación sea menor respecto al precio, se activa la señal económica para la transacción, indicando que se debería realizar una transferencia de energía desde el mercado con precio de exportación inferior hacia el mercado con precio de importación superior. Se resalta que este algoritmo central solo da la señal de intercambio y no define las cantidades a exportar ni a importar y deja estas a criterio de los operadores de los mercados, se definen, según su participación en el Despacho Coordinado de cada país, ver la siguiente figura. Este proceso se realiza para cada período horario y para cada enlace.

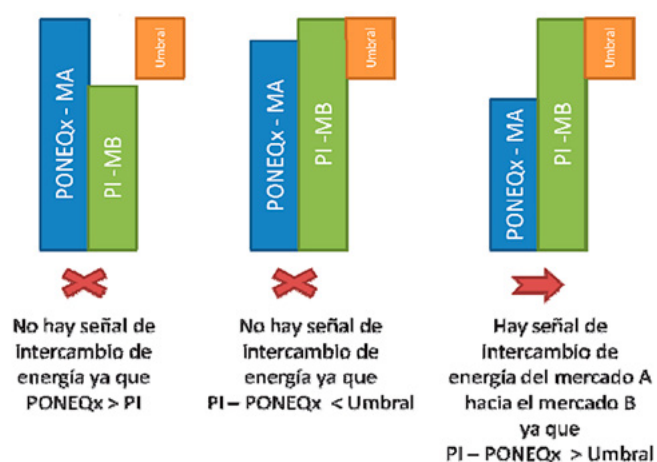


Figura 5. Validación de la transacción TIE.

A la fecha no se ha autorizado la firma de contratos bajo el esquema TIE, sin embargo, la reglamentación prevé que éstos sólo serán financieros, es decir, que fijan el precio de suministro, pero no otorgan garantía de abastecimiento, no admitiéndose contratos que resulten en transacciones obligadas.

Los costos de inversión de la interconexión internacional son asignados a la demanda de cada país, ya que es la demanda la que recibe en forma directa o indirecta los beneficios de la integración energética. Adicionalmente, el costo de las pérdidas en la interconexión internacional está a cargo del país importador.

## Estadísticas anuales de intercambios en el tiempo

En la siguiente tabla se presenta la evolución de la energía transada entre Colombia y Ecuador desde 2003. Se observa que los intercambios entre Colombia y Ecuador son realizados principalmente en el sentido Colombia hacia Ecuador, debido a que Colombia tiene generalmente precios marginales menores debido a su matriz energética con base en generación hidráulica y térmica a gas natural, caso contrario al

ecuatoriano en donde la matriz energética tiene en algunas ocasiones participación de generación con base en combustibles fósiles. Se destaca el cambio de sentido de los intercambios en 2016, al importar Colombia desde Ecuador energía especialmente durante el primer semestre de 2016, debido principalmente a la crítica situación energética colombiana en los primeros meses de 2016, que estaba impactada por la ocurrencia de El Niño 2014 – 2016 y la indisponibilidad de importantes recursos de generación (Guatapé y Flores IV entre otros).

Año	Energía (GWh)	
	Exportaciones Colombia	Importaciones Colombia
2003	1,129.3	67.2
2004	1,680.9	34.9
2005	1,752.6	16
2006	1,608.6	1.1
2007	876.6	38.4
2008	509.8	37.5
2009	1,076.7	20.8
2010	797.7	9.7
2011	1,294.6	8.2
2012	236.0	6.5
2013	662.3	28.5
2014	824.0	46.9
2015	457.2	45.2
2016	43.9	378.3

Tabla 2. Energía transada Col-Ecu 2003-2016.

El comportamiento histórico de los valores de las TIE desde el 2003 hasta agosto de 2016, se presentan a continuación en la siguiente gráfica:

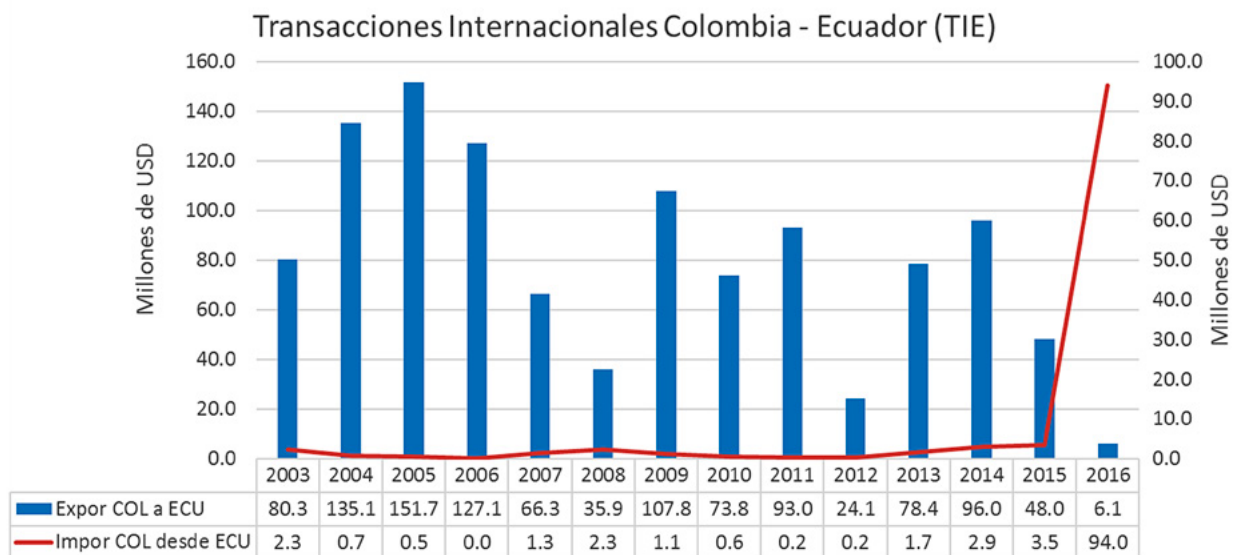


Figura 6. Comportamiento histórico valores TIE 2003-2016.

Desde la implementación en el 2003 de las transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Ecuador, se han exportado a Ecuador alrededor de 13,000 GWh por un valor cercano a USD 1,124 millones de USD y se han importado desde Ecuador alrededor de 740 GWh por un valor cercano a USD 111.6 millones.

## Principales beneficios obtenidos

A partir de la implementación del esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo TIE para los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia, se han producido beneficios para ambos países, reflejados principalmente en un aumento de demanda para los productores del país exportador y un aumento en la oferta para el país importador que le ha representado un ahorro en los costos de producción y unos menores precios de la electricidad. Adicionalmente, se tiene un sistema con mayor capacidad de regulación ante eventos y la posibilidad de atención de demanda en emergencia (colapsos).

Adicionalmente, entre los principales puntos destacados internacionalmente del esquema de transacciones implementado entre Colombia se tienen:

- No fue necesario realizar grandes cambios a la regulación de cada país para su implementación.
- El esquema TIE ha funcionado por más de 10 años aún con diferencias entre el esquema de precios de Colombia y el esquema de costos de Ecuador.
- El esquema TIE es funciona bajo la modalidad prepago, lo que ayuda a mitigar el riesgo de no pago por la energía intercambiada entre las partes.
- A pesar de los conflictos políticos que se han presentado entre los gobiernos de Colombia y Ecuador, el esquema TIE ha perdurado en el tiempo.
- En el pasado evento El Niño (14-16) se demostró la utilidad para Colombia ya que complementó la generación de Colombia para cubrir la demanda.

## Principales recomendaciones para optimizar el uso de la interconexión

Con el objetivo de realizar un uso óptimo de la interconexión es necesario:

- Crear incentivos a los contratos a largo plazo para que las transacciones no sea solo de oportunidad.
- Desincentivar las transacciones por seguridad a través de la interconexión, mediante inversiones que minimicen estos requerimientos.
- Definir en la reglamentación, adicional al sentido de transferencia TIE, las cantidades de transferencias (Price coupling – Tight Volumen Coupling)
- Notificar los cambios regulatorios de los países participantes que afectan las transacciones TIE, y que afectan la liquidación de dichas transacciones.
- Retomar un Acuerdo CAN antes del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).

## Principales dificultades que se han tenido para llegar a una óptima utilización de la interconexión

La entrada de grandes bloques de generación en Ecuador (plantas de más de 1000 MW) ha generado la revaluación de los intercambios, reduciendo significativamente los límites, pues han ocurrido eventos en los cuales pérdidas de plantas de generación en Ecuador generaron bajas tensiones en Colombia, provocando demanda no atendida. Acorde a esta condición, los límites de intercambio fueron reducidos para lograr que el Esquema de Separación de Áreas – ESA – fuera efectivo evitando desatención de demanda en Colombia ante eventos de pérdida de alta generación en Ecuador (más de 800 MW). Actualmente se está realizando un estudio detallado junto con Ecuador, para ajustar el ESA actual y poder aumentar los intercambios Colombia – Ecuador.

## Perspectivas futuras

El 28 de septiembre del 2012, durante la XIV Reunión del Comité Andino de Autoridades Normativas y Organismos Reguladores de Electricidad de la CAN (Canrel), realizada en Santiago de Chile, acordaron articular y complementar las discusiones orientadas a estructurar un nuevo marco general comunitario para la integración de mercado de electricidad. Es así como, mediante la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) se espera que, a partir de 2020, los sistemas eléctricos de los países de la Comunidad Andina (CAN) y Chile estén integrados.

El BID está brindando una cooperación técnica de aproximadamente US\$ 1,5 millones. En esta iniciativa participan cinco países (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú) y contiene dos componentes, uno de infraestructura y otro regulatorio. En el mes de abril de 2014 se realizó en Perú, una Reunión del Consejo de Ministros del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina donde se presentaron los avances de este estudio, tanto en la parte regulatoria como en la revisión de las infraestructuras necesarias para la interconexión.

De otra parte, tal y como fue nombrado anteriormente, debido a la entrada de grandes plantas de generación en Ecuador, se está trabajando en un reajuste del ESA con la tecnología instalada actualmente. Sin embargo, este reajuste no es una solución estructural, ya que los relés instalados hoy en día no permiten una actuación totalmente selectiva del ESA y por ende sigue siendo necesario limitar los intercambios con Ecuador. Acorde a esta condición, se está revisando la posibilidad de un rediseño conjunto del ESA usando Medición Fasorial Sincronizada (MFS), de manera que se tenga una solución estructural que permita valores de intercambio cercanos a 500 MW con un ESA selectivo y efectivo ante eventos de pérdida de grandes bloques de generación.

# La integración eléctrica europea

## Autores

**Arcadio Gutiérrez Zapico**, Director General del Club Español de la Energía.

**Pablo de Juan García**, Gerente del Club Español de la Energía .

**Ana Padilla Moreno**, Coordinadora de la Secretaría Técnica del Club Español de la Energía.

## Resumen

Desde el proceso de liberalización comenzado en los años 90, pasando por la integración de las políticas energéticas y del clima y hasta el día de hoy, caracterizado por la Unión de la Energía, la búsqueda de una integración energética en Europa ha sido una constante. Muchos han sido los avances conseguidos en las últimas décadas, y muchas son aún las incógnitas que están sobre la mesa sobre cómo alcanzar los objetivos establecidos a nivel europeo y que definirán el futuro del sector en la UE y en sus Países miembros a corto, medio y largo plazo.

## La Unión Europea y su política energética

### Antecedentes y funcionamiento de la Unión. La importancia de su política energética

La Unión Europea constituye un modelo único de institución política que se basa en el Estado de Derecho y en los Tratados, aprobados voluntaria y democráticamente por todos sus países miembros.

La UE, como Asociación económica y política única en su género, tiene sus orígenes en el periodo posterior a la Segunda Guerra Mundial, precisamente con los Tratados CECA y EURATOM del año 1957, del carbón y la energía atómica respectivamente, con la idea de impulsar la cooperación económica. La idea básica de que a medida que aumentara la interdependencia económica entre los países, disminuirían las posibilidades de conflicto, ha sido lograda sobradamente por éste ente político, conocido como la UE. La unión económica de Europa ha evolucionado hasta convertirse en una organización activa en todos los frentes políticos incluyendo la energía.

Varias son las instituciones que rigen el funcionamiento de la Unión, las principales son: el Parlamento Europeo (elegido por sufragio y que aprueba la legislación de la UE y desarrolla el control democrático de las instituciones de la Unión); el Consejo Europeo (donde están representados cada Estado miembro,

que define la orientación y las prioridades políticas generales de la Unión Europea, pero no legisla); y la Comisión Europea (órgano ejecutivo que vela por los intereses generales, aplica las políticas, y ejecuta el presupuesto de la UE).

Además de estas instituciones existen otras muchas, tales como el Tribunal de Justicia de la UE, el Banco Central Europeo, el Comité Económico y Social Europeo, o el Banco Europeo de Inversiones, por mencionar algunas. Sin olvidar las agencias, como es el caso de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER) o la Agencia Europea de Medio Ambiente (*European Environment Agency*, EEA).

Para ejercer las competencias de la Unión, las instituciones adoptan reglamentos, directivas, decisiones, recomendaciones y dictámenes. Especial importancia tienen los reglamentos, que son obligatorios en todos sus elementos y directamente aplicables en cada Estado miembro. También las directivas, que obligan a los Estados miembros en cuanto al resultado que deba conseguirse, dejando, sin embargo, a las autoridades nacionales la elección de la forma y de los medios que se realiza a través de la trasposición de la legislación de cada país para hacerse obligatoria. Conviene aclarar que, en ocasiones, varias medidas propuestas o adoptadas por la Unión se publican de manera conjunta en los llamados Paquetes legislativos, como se irá viendo a lo largo de este artículo.

El complejo entramado institucional y decisorio de la UE complica en ocasiones la agilidad en la adopción y puesta en marcha de medidas normativas. Aún así, la Unión constituye el gran transatlántico que hace posible que convivan veintiocho marcos reglamentarios nacionales con diferencias sustanciales entre unos y otros, que avanzan despacio, pero encaminados en la misma dirección. (En el momento de redacción del presente artículo, el Reino Unido sigue siendo miem-

bro de pleno derecho de la Unión Europea, con todos los derechos y obligaciones correspondientes).

Aunque, como se ha comentado, el Tratado CECA o el Tratado de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM) constituyeron los orígenes de las políticas de la Unión, no fue hasta la entrada en vigor del Tratado de Lisboa (que modificó el Tratado Fundacional de la Unión - TFUE) en 2009, cuando las políticas energéticas fueron objeto de la legislación primaria, consagrando la energía como política compartida de la Unión, pero también estableciendo ciertos límites, como en el caso de la determinación del mix de fuentes de generación, competencia exclusiva de los Estados miembros.

A día de hoy, la política de energía se ha convertido en una política fundamental que persigue alcanzar de manera equilibrada los tres pilares tradicionales de seguridad de suministro energético, competitividad y sostenibilidad.

## Las fases de la política energética de la Unión

La política energética europea podría dividirse en tres grandes etapas. La etapa de liberalización; la etapa de la política energética y climática integrada; y la etapa actual de la Unión de la Energía.

En la década de los noventa, con la publicación del denominado “**Primer Paquete de Medidas Legislativas**”, vieron la luz las primeras directivas sobre normas comunes para el Mercado Interior de la electricidad y gas natural, apoyando así las primeras andaduras en el proceso de liberalización, abriendo los mercados a la competencia y preservando al mismo tiempo su carácter de servicio público a través de las actividades reconocidas como monopolio natural (por ejemplo, las redes eléctricas).

Con el Segundo y Tercer Paquete legislativo da comienzo la segunda etapa. Así, en los años 2003 y 2009 respectivamente, se aprueban estos conjuntos legislativos dando nuevos pasos hacia el proceso de liberalización de la electricidad y el gas. Con el **“Segundo Paquete”** de 2003, se exige una mayor separación de las actividades (generación y redes) dentro de las compañías integradas y se completa la apertura de los mercados a todos los clientes de manera que ya puede elegir el suministrador que mejor se adecue a sus necesidades. Además, se proponía integrar los distintos mercados nacionales en mercados europeos de electricidad y gas. El **“Tercer Paquete”** de 2009, en el que nos centraremos más adelante, continúa incidiendo en este proceso.

Dentro de esta segunda etapa, cabe destacar también la puesta en marcha de la política energética y climática integrada a través del **“Paquete Verde”** (conocido como el **“Paquete 20/20/20 para 2020”**). Así, en el año 2007, el Consejo Europeo estableció unos objetivos para el año 2020 en materia de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (20 % respecto a 1990), mejora de la eficiencia energética (20 % respecto a un escenario tendencial), e integración de las tecnologías renovables en la matriz energética de la Unión (20% respecto al consumo final de energía), circunstancia, esta última, que tuvo que ser aprobada por unanimidad de todos los Estados miembros ya que suponía un cambio relevante en lo acordado por la UE respecto a la libre competencia de los países para determinar su *mix*.

Adicionalmente, en el Consejo Europeo de 2009, la UE se comprometió a reducir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero entre un 80 y un 95% por debajo de los niveles de 1990 para 2050.

La política energética y climática integrada tuvo su continuación con la adopción en marzo de 2014 del **marco de actuación en materia de clima y energía hasta 2030**: al menos 40% de reducción de las emi-

siones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990); al menos 27% de cuota de energías renovables respecto al total de energía final consumida en la UE; y al menos 27% de mejora de la eficiencia energética con respecto a las previsiones de consumo energético futuro.

Actualmente nos encontramos en la tercera etapa de la política energética europea, la etapa de la Unión de la Energía, basada en un verdadero Mercado Interior de la Energía (MIE) y centrada en cinco ejes –la seguridad de suministro energético; el MIE, la eficiencia energética; la descarbonización de la economía; y la investigación, la innovación y la competitividad–. El objetivo, acelerar la transformación del sistema energético hacia un sistema menos emisor, al que lleva comprometido Europa desde hace tiempo y que fue ratificado en el Acuerdo de la COP21 de París no sólo por la UE, sino por prácticamente todos los países del mundo.

Dentro de esta Unión de la Energía se enmarcan las propuestas legislativas actualmente en discusión presentadas en un nuevo Paquete legislativo conocido como **“Paquete de Energía Limpia Para Todos los Europeos”** o **“Paquete de Invierno”** (noviembre de 2016), con el que busca no sólo adaptarse a la transición hacia una energía limpia sino también liderarla. Las propuestas modifican muchas de las Directivas mencionadas, y abarcan la eficiencia energética, las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad de abastecimiento de la electricidad y las normas de gobernanza de la Unión. Todas estas medidas van dirigidas principalmente a reformar sustancialmente el mercado eléctrico, y con el consumidor en el centro neurálgico del sistema.

Actualmente se están debatiendo las propuestas en el seno de las instituciones de la Unión que establecerán las reglas del juego que definirán la política energética de la UE para las próximas décadas.

## El mercado interior de la energía

### Por qué el desarrollo de un Mercado Único Energético

La integración europea pretende conseguir también un mercado único en materia energética, de forma que los consumidores puedan acceder a fuentes y suministradores de cualquier otro país, y apoyado en tres pilares básicos: seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad.

Un MIE eficiente, transparente e interconectado da a los **consumidores** la posibilidad de optar entre diferentes empresas comercializadoras de gas y electricidad, lo cual, al aumentar la competencia, les permitirá unas mejores condiciones de precios y servicios, objetivo básico de la liberalización (**competitividad**).

En el ámbito de la **sostenibilidad ambiental** a medida que la integración de renovables en los sistemas es mayor, también lo son los retos que van surgiendo, debido principalmente a la variabilidad de estas tecnologías en cuanto a la disposición de recursos naturales tales como el sol o el viento, así como de la oferta y la demanda. A través del MIE, puedan aprovecharse las sinergias que existen entre regiones con mixes energéticos complementarios, aumentando así la flexibilidad del sistema eléctrico, y permitiendo una mayor integración de estas tecnologías.

En lo referente a la **seguridad de suministro**, pueden aparecer fenómenos naturales de importancia con consecuencias sobre las redes eléctricas, las centrales de generación o la propia demanda eléctrica. Ante ésta o cualquier contingencia, a través del MIE, las capacidades de apoyo mutuo, de unidad y solidaridad entre los Estados aumentan, sin hablar aquí de la diversificación de orígenes de suministro u otras acciones también tratadas en la legislación de la Unión.

### Los primeros pasos hacia la consecución del Mercado Interior de la Energía (MIE)

Si bien el proceso de integración de los mercados energéticos nacionales dio pasos iniciales en la década de los ochenta, no fue hasta mediados de la década de los noventa, con la publicación del denominado Primer y el Segundo Paquete, cuando se empiezan a definir las normas del integrado europeo.

Debido principalmente a la lentitud del proceso de creación del MIE y a la imposibilidad de los Estados miembros de acelerarlo de manera individual, nacieron los proyectos e iniciativas regionales como un paso intermedio del proceso de creación del Mercado Único. Se definieron un total de siete regiones dentro de la iniciativa regional de electricidad, las cuales se muestran en la **figura 1**.

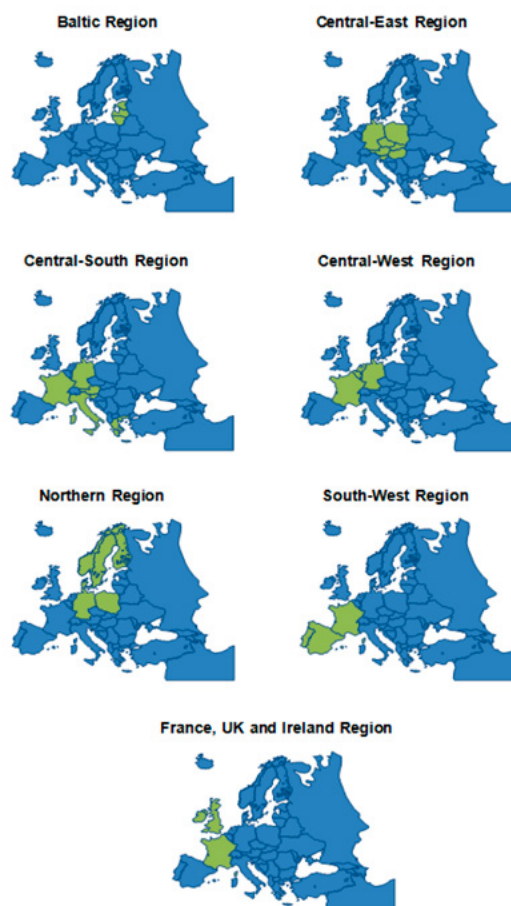


Figura 1. Las siete regiones de la Iniciativa Regional de Electricidad. Fuente: ACER.



El “Tercer Paquete” de 2009, dio un nuevo empujón hacia la integración de los mercados de la electricidad y el gas en Europa y su liberalización, incluyendo medidas legislativas relativas a: la separación de las actividades de las redes eléctrica y de gas; la protección de los consumidores; la independencia y competencias de las autoridades reguladoras nacionales; el acceso a redes de transporte de electricidad y de gas natural; y la creación de ACER, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) y la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (ENTSO-G). Además, este Tercer Paquete convierte la cooperación regional en un requisito obligatorio.

Especial mención cabe hacer de ACER (antiguo ERGEG), responsable principalmente de promover la cooperación entre las autoridades reguladoras nacionales a escala regional y europea, de supervisar el desarrollo de la red y los mercados interiores de la electricidad y del gas, y de investigar casos de abusos del mercado y coordinar la aplicación de las penalizaciones oportunas con los Estados miembros.

### Estado actual de la integración de Mercados Eléctricos Europeos y próximos pasos

Centrándonos en el mercado eléctrico, especialmente el mayorista, son indudables los avances que han tenido lugar en los últimos años hacia la consecución del mercado único. El Tercer Paquete energético ha hecho posible, entre otros aspectos: que los consumidores de muchos Estados miembros tengan ahora un mayor margen de elección; y que el aumento de la competencia, en particular en los mercados mayoristas, haya contribuido a mantener controlados los precios.

En mayo de 2014, se dio un paso muy importante, al realizarse con éxito el acoplamiento completo de los mercados diarios de electricidad (*Price Coupling of Regions*). Esto significa que el funcionamiento de los mercados mayoristas europeos que determinan el precio de la electricidad para las veinticuatro horas del día siguiente se ajusta, en la mayoría de los casos, a regulaciones muy similares en la UE, operándose conjuntamente en el contexto europeo. En la figura 2, se puede observar un ejemplo de hora con máximo acoplamiento de precios del mercado mayorista, en concreto del 19 de enero de 2016.

En febrero de 2016, 19 países de la Unión estaban ya totalmente acoplados. Gracias a este acoplamiento ha aumentado la liquidez, la optimización del uso de las interconexiones, la convergencia en precios y, por tanto, el beneficio social del conjunto de países acoplados.

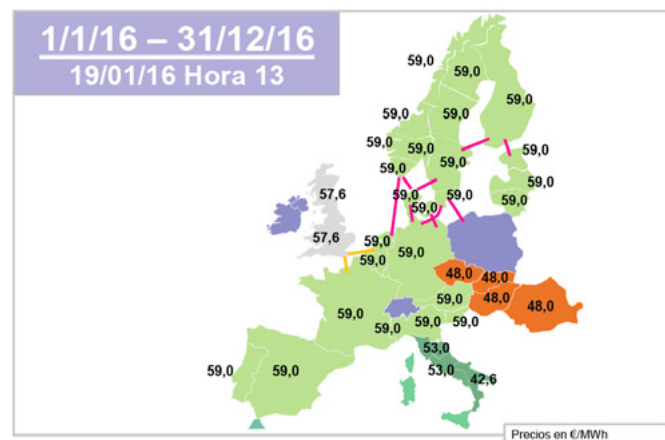


Figura 2. Ejemplo de una hora con el máximo acoplamiento de precios entre los países de la UE. Fuente: Web públicos de los PXs, procesado por OMIE.

Se espera que a finales de 2017 se produzca la implantación de una plataforma de comercio transfronterizo a nivel europeo en el horizonte intradiario. De esta forma, los mercados se aproximan al consumidor, y éste puede responder a las señales de precio y consumir de acuerdo a ellos. Y ello gracias, sobre todo, a los avances tecnológicos que se están produciendo en materia de gestión y acceso a la información.

## La importancia del desarrollo de interconexiones y últimos avances

Han sido muchos los avances de carácter regulatorio (más conocidos como el software del MIE, desarrollado principalmente a través de los denominados *Códigos de Red*). Sin embargo, la materialización de las interconexiones necesarias (*el hardware*) para la integración de todos los países en dicho mercado está siendo un proceso más lento, constituyendo, este aumento del nivel de interconexión, una de las grandes tareas pendientes en Europa.

El ejemplo claro, aunque no único, es la Península Ibérica, donde las conexiones España – Francia son aún escasas. Frente al objetivo del 10% de interconexiones eléctricas a 2020 y 15% a 2030 adoptados por la UE en 2014, España cuenta con aproximadamente un 5% de interconexión total respecto a su potencia instalada (sólo un 3% respecto a Francia). Todo

ello hace muy complicado alcanzar los objetivos marcados por la Unión Europea en el horizonte previsto, a pesar de que en 2015 entró en operación una nueva interconexión entre ambos países por los Pirineos orientales, la primera en 30 años. En la comparativa de la **figura 3**, se pueden observar las diferencias existentes en el nivel de interconexión de los principales países europeos.

Este caso contrasta con la total integración del mercado spot de electricidad de la Península Ibérica gestionado por OMIE. Las interconexiones entre España y Portugal son suficientemente sólidas como para que el MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad) no muestre periodos de diferencia de precios entre ellos, algo que puede surgir como consecuencia de una saturación de sus interconexiones. En la figura 4, se puede ver cómo el 93% de las horas del año 2016, la diferencia de precio entre España y Portugal fue menor a 1 euro/MWh, mientras que con Francia (es decir Europa) sólo fue un 34%.

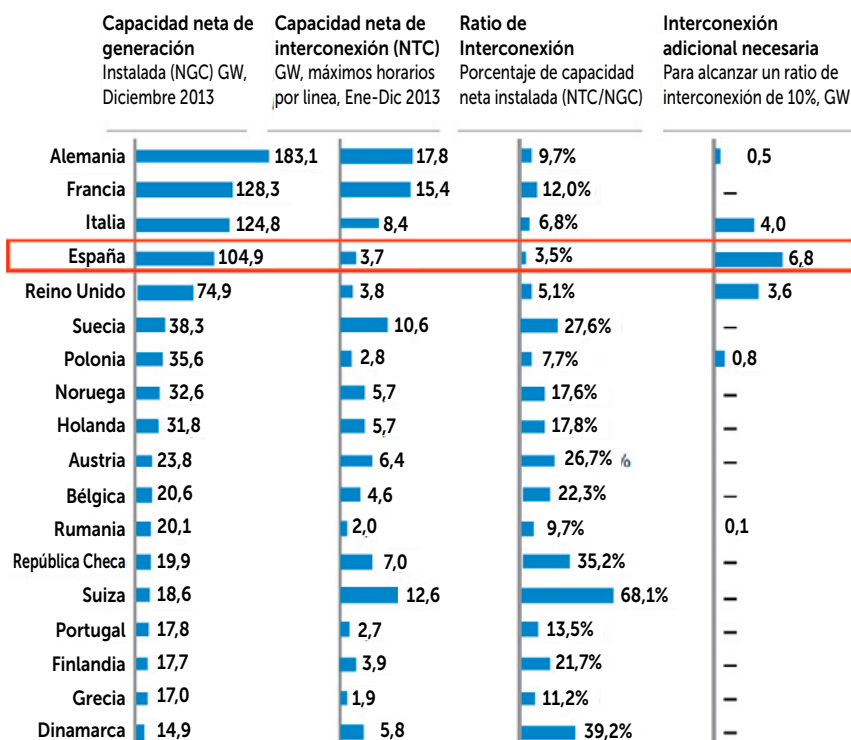


Figura 3. Comparativa del nivel de interconexión eléctrica de los principales países europeos. Fuente: KPMG, 2014.

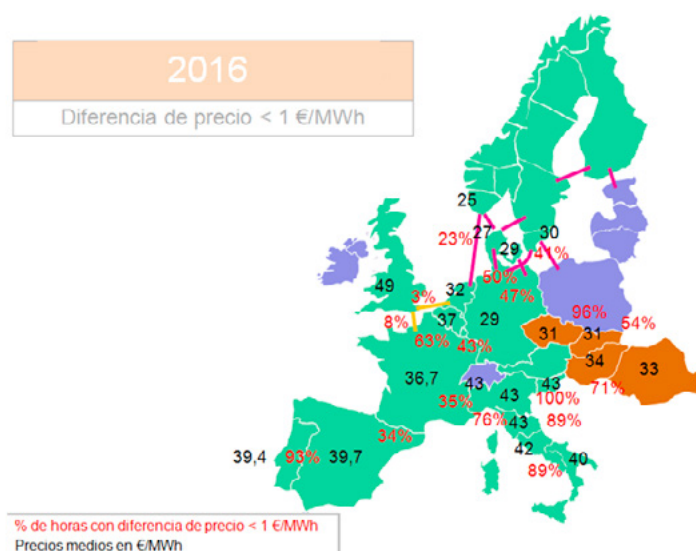


Figura 4. Convergencia de precios a nivel europeo. Fuente: Web públicos de los PXs, procesado por OMIE.

Europa es consciente de esta realidad y está desarrollando un gran y renovado impulso político para superar las dificultades a las que se enfrenta. Un ejemplo de este impulso, lo tenemos en la celebración de la Cumbre de Presidentes de 2015, en Madrid, donde se firmó un documento estratégico conjunto entre España, Francia y Portugal para el desarrollo de interconexiones y se creó el Grupo de Alto Nivel del Suroeste de Europa sobre estas infraestructuras. Varios proyectos han comenzado su andadura bajo estos auspicios entre España y Francia tanto en electricidad como en gas (en este caso el MidCat, que une Cataluña con el Sur de Francia).

Los Reglamentos del llamado “**Paquete de Infraestructuras**” de 2013 cuentan como principal instrumento en el ámbito energético con la elaboración de un listado de proyectos llamados Proyectos de Interés Común (PIC) identificados como prioritarios en la Unión. Cabe mencionar que se exige que los beneficios totales potenciales de cualquier PIC superen sus costes, por lo que los promotores de los PIC deben realizar un análisis de costes y beneficios específicos para su proyecto.

En materia de ayudas financieras de la Unión Europea para el desarrollo de este tipo de proyectos y otras infraestructuras también ha habido importantes no-

vedades en los últimos años. Tal es el caso del Programa Energético Europeo para la Recuperación (2009, con 2.267 millones de euros destinados a energía), el mecanismo “Conectar Europa” (2014, con 5.850 millones), o el Plan de Inversión de 2014, también conocido como “Plan Juncker”, que se prevé movilice inversiones públicas y privadas en la economía real valoradas en al menos 315.000 millones de euros.

A pesar de estos avances, se requieren especiales esfuerzos para superar los riesgos relacionados con las cuantiosas inversiones que se requieren para este tipo de infraestructuras; la oposición social, que pueden ser de naturaleza muy diversa, a las infraestructuras de transporte y en particular las interconexiones energéticas; o la falta de coordinación entre Estados miembros y heterogeneidad de los marcos regulatorios.

## Próximos pasos hacia la unión de la energía

Según los últimos informes sobre el estado de la Unión, la UE va por el buen camino para alcanzar sus objetivos de 2020 en términos de emisiones de gases efecto invernadero, eficiencia energética y energías renovables. Podemos, por tanto, conti-

nuar nuestra transición energética, pero teniendo en cuenta que muchas cosas van a cambiar en los próximos años y muchas decisiones deben tomarse para poder cumplir nuestros objetivos ya claramente establecidos a nivel europeo en los horizontes de 2030 y 2050.

Estas medidas de futuro deben tomarse teniendo en cuenta los cambios tecnológicos, como la digitalización, internet, la mayor integración de energías renovables y de otras tecnologías, el autoconsumo o el rápido desarrollo de contadores inteligente, que están produciendo modificaciones sin precedentes en los sistemas energéticos. También surgirán nuevos modelos de negocio y el consumidor adquiere un especial protagonismo.

La UE, consciente de que además es preciso contar con una sólida gobernanza que garantice que las políticas y medidas a los distintos niveles sean coherentes, complementarias y suficientemente ambiciosas, se encuentra a día de hoy en un intenso debate sobre este proceso de transición energética, entre las instituciones (Parlamento, Comisión, Consejo), los países miembros, los agentes del sector y la sociedad para definir su futuro a corto, medio y largo plazo. Con las propuestas del Paquete de Invierno, la CE propone adaptar las actuales normas de mercado a las nuevas realidades y tendencias que están apareciendo en el mundo, así como cumplir con los objetivos acordados.

También a nivel nacional, la mayoría de países miembros, se encuentran en este proceso. Tal es el caso de España, que ha comenzado la elaboración de la **Ley de Cambio Climático y Transición Energética**, a través de un proceso abierto y participativo, con objeto de obtener el máximo consenso posible. Esta Ley definirá nuestra hoja de ruta energética futura de manera estable, facilitando las inversiones

necesarias a largo plazo y garantizando un sistema robusto, flexible, seguro, limpio, competitivo y económicamente sostenible.

Muchas son aún las incógnitas que están sobre la mesa sobre cómo alcanzar los objetivos pretendidos, a qué ritmo, o cómo garantizar la potencia necesaria cuando sea necesario, entre otras. Sin embargo, el sueño europeo de consolidación de un mercado común en materia energética sigue avanzando hacia su pleno potencial, promoviendo el movimiento de la energía hacia donde más se necesitada y cuando más se necesita, mediante las correctas señales e incentivos de precios, y promoviendo las inversiones necesarias hacia un sistema energético más sostenible. Aunque el camino por delante es aún complicado, los avances desarrollados hasta la fecha nos sitúan en la buena dirección.

## Referencias

- “Políticas energéticas y medioambientales en la Unión Europea: situación y perspectivas”. Enerclub, 2009.
- “Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible. La integración de España en el Mercado Interior de la Energía a través de los mercados regionales”. Enerclub, 2012.
- “Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación y retos de futuro”. Enerclub, 2016.
- Cuadernos de Energía. Enerclub. Artículo “Hacia un nuevo diseño del Mercado Eléctrico. Pedro Mejía. Presidente, OMIE. Febrero, 2016.
- Web de OMIE: <http://www.omie.es/inicio>
- Web de la Unión Europea: [https://europa.eu/european-union/index\\_es](https://europa.eu/european-union/index_es)
- Web del Parlamento Europeo: <http://www.europarl.europa.eu/portal/es>

# Metodología para evaluación de interconexiones

## Autores

Silvio Binato, [silvio@psr-inc.com](mailto:silvio@psr-inc.com), Ricardo Perez, Lucas Okamura, Daniela Bayma, Igor Carvalho, Weslly Morais, Gabriel Cunha, João Pedro Bastos y Mario Pereira

PSR Soluções e Consultoria em Energia (PSR), Rio de Janeiro, Brasil.

**Abstract**—Este trabajo presenta una metodología completa para la evaluación de beneficios de interconexiones internacionales entre sistemas que incluye la determinación de escenarios para la expansión de sistemas de electricidad que se caracterizan por una importante participación de energías renovables variables en la matriz. Los resultados de la metodología de evaluación se ilustran con un estudio de caso considerando las interconexiones existentes entre los sistemas de Argentina, Brasil y Uruguay.

**Keywords**—planificación de la expansión de sistemas eléctricos, energías renovables, interconexiones eléctricas.

## Introducción

América Latina se caracteriza por una grande presencia de renovables para la producción de electricidad – hasta fines del siglo XX, las fuentes predominantes fueron la hidroelectricidad y la geotérmica. Sin em-

bargo, con la “explosión” de las renovables no convencionales, o energías renovables variables (ERV), tales como eólica, solar y biomasa, esta inserción se amplió aún más. La **figura 1** ilustra el “mix” de generación actual de los países de la región.

Un tema relevante con la masiva inserción de energías renovables (no controlables) es el manejo de la variabilidad de la producción y, en este contexto, tres factores son importantes: (i) la combinación de diferentes padrones de producción (“efecto portfolio”); (ii) una red de transmisión robusta; y (iii) una capacidad de almacenamiento sustancial. Además de estos factores, también es importantes listar: (iv) economías de escala (hidroeléctricas binacionales y el mercado regional de Centroamérica); (v) complementariedad de fuentes (termoeléctricas e hidroeléctricas en Argentina y Brasil); y, (vi) confiabilidad de suministro (Colombia-Ecuador-Perú), factores que han corroborado para el desarrollo de varias interconexiones en Latinoamérica. La **figura 2** muestra las interconexiones actuales.

El objetivo principal de este trabajo es proponer una metodología para evaluación de los beneficios asociados a interconexiones regionales. Esta nueva metodología consiste en identificar y evaluar cuatro clases de beneficios asociados a interconexiones: (i) económicos; (ii) ambientales; y, (iii) capacidad de producción. Para ilustrar la metodología propuesta serán evaluados los beneficios de las interconexiones entre los sistemas de Argentina, Brasil y Uruguay. El caso ejemplo considera un horizonte de planificación de largo plazo, de 2017 a 2031 (15 años).

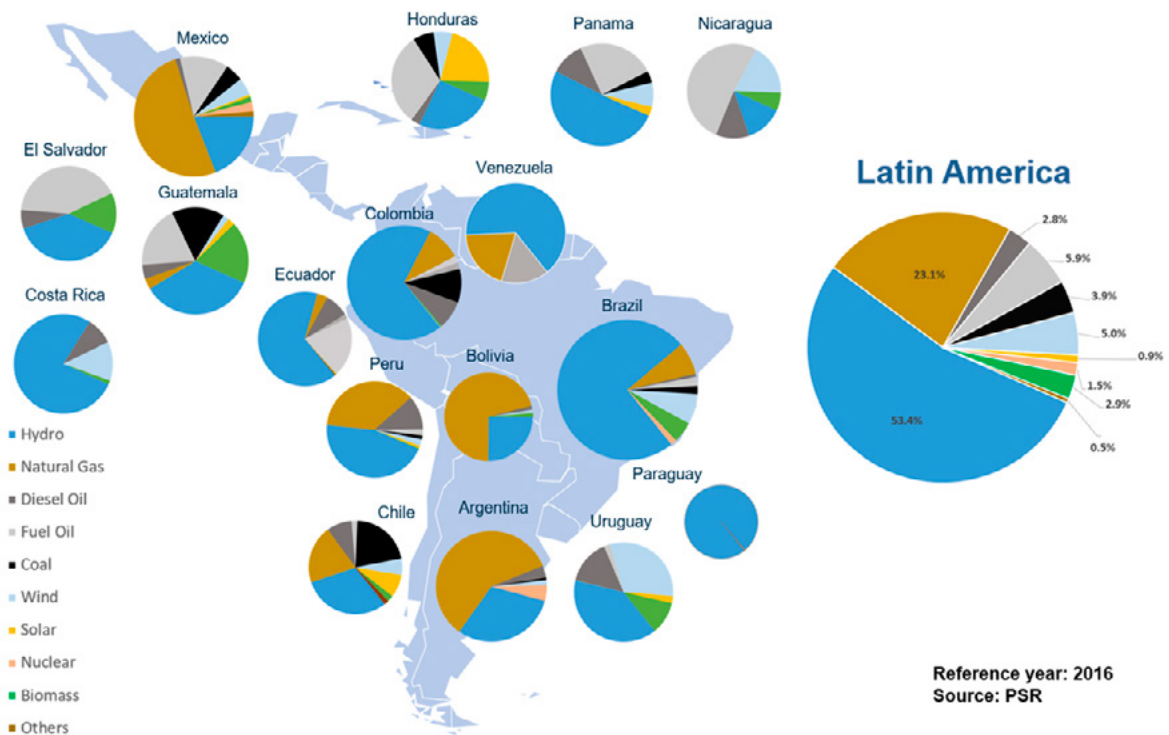


Figura 1. Interconexiones actuales en América Latina (fuente PSR).

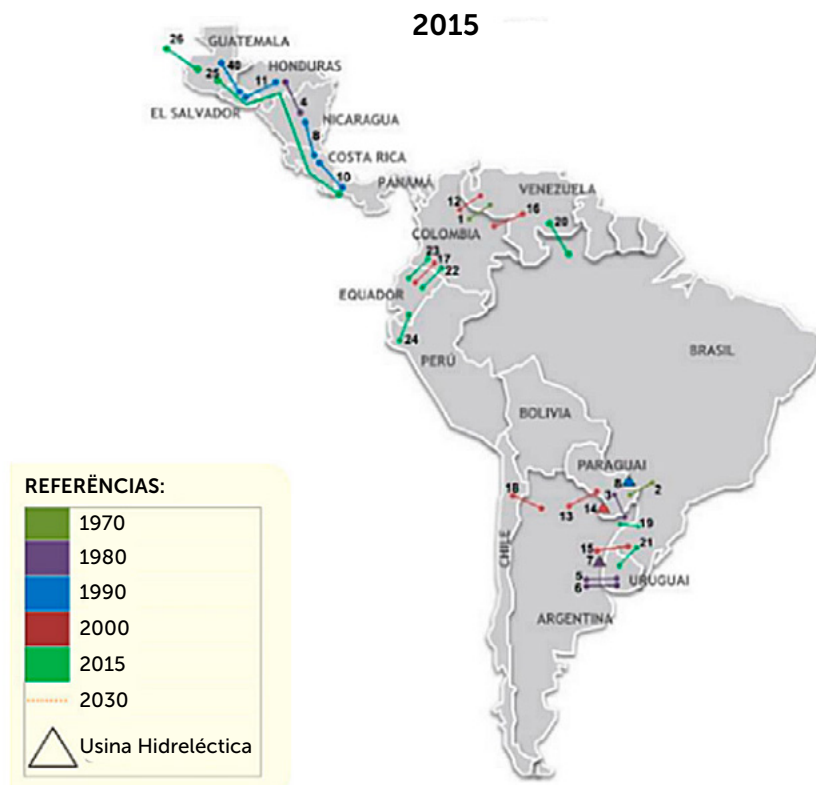


Figura 2. Interconexiones actuales en América Latina (fuente CIER).

Este artículo está organizado de la siguiente forma: en la próxima sección se describe la metodología para evaluación de los beneficios de interconexiones regionales. En la secuencia se presentan los resultados

de un caso ejemplo considerando las interconexiones existentes entre los sistemas de Argentina, Brasil y Uruguay. La última sección ilustra las principales conclusiones de este trabajo.

## Metodología para evaluación de interconexiones

La metodología propuesta para evaluación de interconexiones tiene como base cuatro variables:

- Reducción de los costos operativos;
- Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>;
- Aumento de la capacidad firme de suministro;

El primero beneficio – reducción de los costos de suministro de la demanda cuando los sistemas están interconectados – se calcula por la diferencia entre los valores estimados para los gastos con combustibles y penalidades al largo del horizonte completo de planificación, 2017-2031.

El segundo beneficio está asociado a potenciales reducciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> cuando los sistemas operan de forma interconectada. El beneficio se calcula como la diferencia entre los valores estimados para las emisiones de los sistemas operando de forma aislada e interconectada.

El aumento de la capacidad (potencial) “firme” de suministro de cada sistema se estima a partir de un costo de equilibrio (por ejemplo 65 US\$/MWh). Para evaluar el beneficio por aumento de la “capacidad firme” se determina, en un primero momento, la máxima demanda que puede ser suministrada en cada sistema de en cada sistema al precio de equilibrio (demanda “crítica”). El segundo paso es calcular la “demanda crítica” para los sistemas interconectados. El incremento en términos de demanda “crítica” es la estimativa para las ganancias en términos de “capacidad firme” debido a la interconexión entre los sistemas.

Los pasos de la metodología para evaluar los beneficios de una interconexión regional es un procedimiento de

cuatro pasos, como descrito a continuación:

1. Definir la configuración de cada país para el horizonte del estudio 2017-2031. Para definir la configuración de cada sistema es necesario: (a) representar de los equipos existentes y en construcción; (b) proyectar escenarios para la demanda y precios de los combustibles; (c) preparar generadores y circuitos candidatos para la expansión; y, (d) determinar un plan óptimo de expansión generación-transmisión. La masiva inserción de energías renovables requiere que se utilice simulaciones probabilísticas detalladas (resolución horaria) de la operación del sistema;
2. Calcular las estimativas para las variables asociadas a los beneficios de las interconexiones para cada uno de los sistemas aislados;
3. Implementar la línea de interconexión y re-simular la operación probabilística detallada de los sistemas. La simulación de la interconexión puede requerir un conjunto adicional de refuerzos en el sistema de transmisión – en función de los intercambios entre los sistemas;
4. En función de los resultados del paso anterior, determinar los beneficios de las interconexiones como: (i) reducción de los costos operativos, (ii) reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>; y, (iii) aumento de la energía firme.

## Planificación de la expansión de los sistemas de generación y transmisión

Se presenta a continuación una breve descripción de la metodología utilizada por PSR en estudios de planificación de la expansión de los sistemas de generación y transmisión. La **figura 3** muestra el esquema de pla-

neación jerárquica: (i) se aplica el esquema integrado (OptGen + SDDP) para la planeación integrada de la generación (y, si es el caso, de las interconexiones principales); (ii) el SDDP simula la operación estocástica del sistema con el plan de expansión óptimo de generación para producir escenarios de generación y demanda para cada etapa; bloco de demanda; y escenario estocástico (caudales, generación renovable, etc.); (iii) cada escenario de generación y demanda producido en el paso (ii) se representa como un *vector de inyecciones* en las respectivas barras de generación (inyección po-

sitiva) y demanda (negativa) de la red de transmisión; (iv) el problema de planeación de la transmisión en este caso es minimizar el costo de inversión en transmisión que elimine las sobrecargas para todos los escenarios producidos en el paso (iii) (*optimización robusta*).

El algoritmo de solución para la planeación de la transmisión jerárquica tiene como base el algoritmo de descomposición de Benders, en que el problema de optimización estocástico/entero en dos módulos de optimización, que se resuelven iterativamente hasta

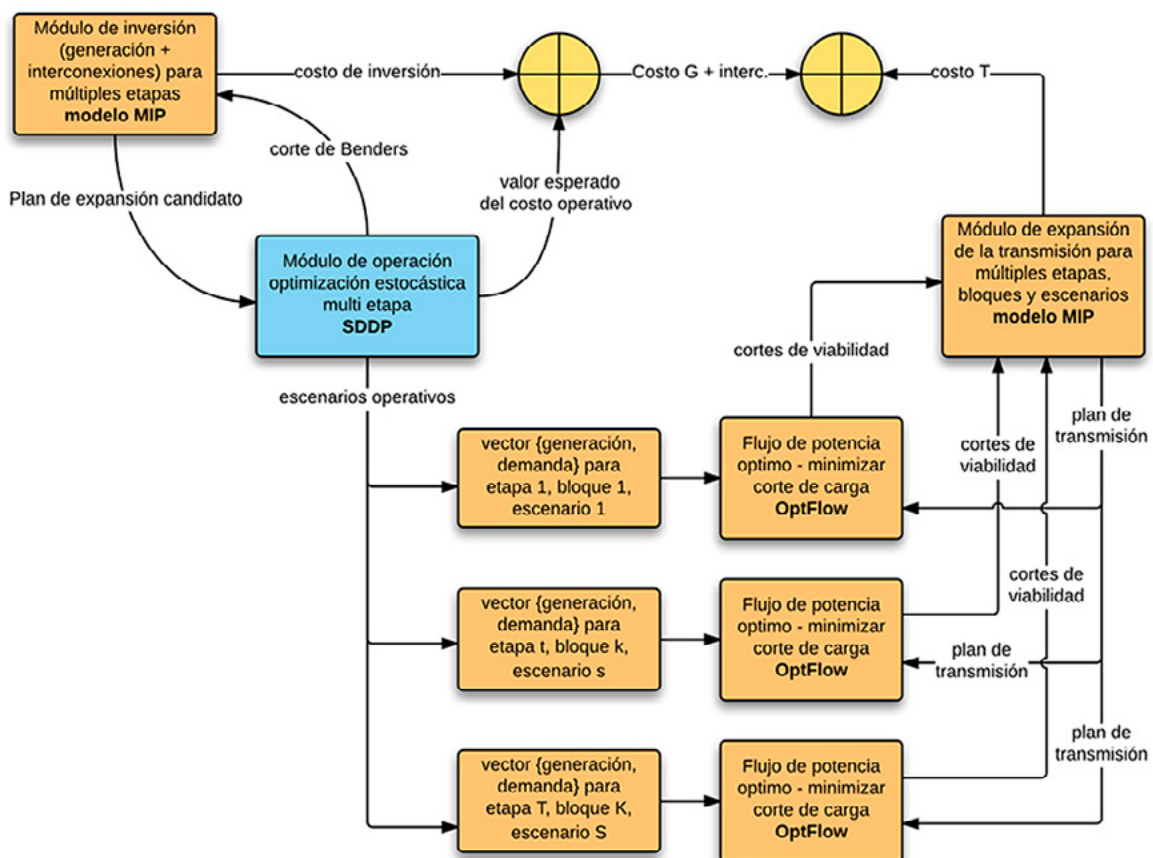


Figura 3. Esquema de descomposición para la planeación jerárquica

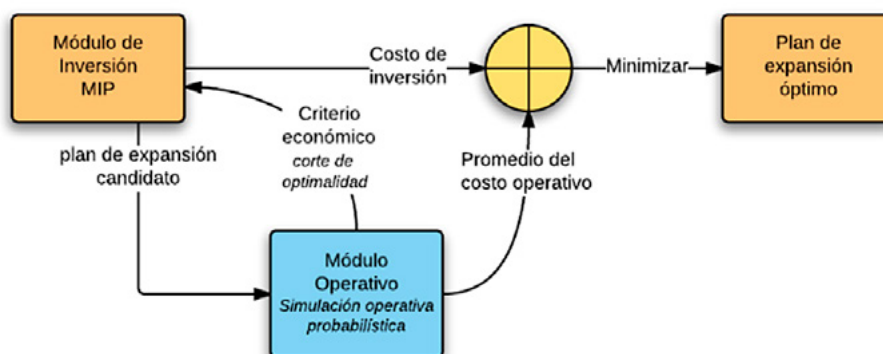


Figura 4. Solución del problema de planeación por descomposición de Benders



llegar a la solución óptima global: (i) el llamado *módulo de inversión*, donde se determina un plan de expansión candidato a través de la solución de un modelo de programación lineal entera (MILP); y (ii) el *módulo operativo*, que calcula el promedio de los costos operativos resultantes del plan candidato producido por el módulo de inversión, a través de la solución de un problema de optimización. La **figura 4** ilustra el esquema de descomposición de Benders.

**Módulo de inversión** – En la planeación integrada (co-optimización de la expansión de la generación y transmisión) el módulo de inversión representa los generadores y circuitos candidatos como variables de decisión binarias a lo largo del horizonte del estudio. El problema de optimización es minimizar la suma del valor presente de los costos de inversión y de una *aproximación* del valor esperado del costo operativo resultante del plan. Como se describe a continuación, esta aproximación es una función lineal por partes producida por el módulo operativo.

**Módulo operativo** – Como mencionado, el módulo operativo para la evaluación de la expansión del sistema de generación calcula la política estocástica que minimiza el promedio de los costos operativos a lo largo del horizonte del estudio, tomando en cuenta las incertidumbres en los caudales, producción de las renovables, fallas en los equipos, etc.

Este problema se resuelve a través del algoritmo de programación dinámica estocástica dual (SDDP), desarrollado por PSR. El algoritmo SDDP (que se puede interpretar como una descomposición de Benders estocástica para múltiples etapas) es reconocido mundialmente como uno de los esquemas más eficientes para la solución de problemas reales de este tipo y es el tema de múltiples artículos de investigación por universidades en todo el mundo. Por ejemplo, en el International Congress on Stochastic Optimization (ICSP) de 2016, que es el principal evento académico

de esta área, 10% de los artículos presentados tenían como tema el algoritmo SDDP.

Para el caso de la expansión de la transmisión, el módulo operativo consiste en la solución de un problema de flujo de potencia óptimo para cada escenario [generación; demanda] con el objetivo de minimizar los cortes de carga necesarios para eliminar las sobrecargas. Para este caso la restricción de Benders es un corte de viabilidad, donde el criterio es eliminar el corte de carga.

**Enlace entre los módulos operativo y de inversión** – Este enlace (ver figura anterior) es una restricción lineal, conocida como corte de Benders, que se añade al problema del módulo de inversión. El corte de Benders se puede interpretar como una aproximación lineal del valor esperado del costo operativo con respecto a diferentes decisiones de inversión en el plan de expansión, calculado alrededor del plan candidato suministrado por el módulo de inversión. Esto significa que, a cada iteración del esquema [módulo de inversión → módulo de operación], se mejora la representación aproximada del costo operativo en el módulo de inversión. Con esto, se tiene el criterio de convergencia para el esquema de descomposición, presentado a continuación.

**Criterio de convergencia** – El valor óptimo de la solución del módulo de inversión a cada iteración es un *límite inferior* para la solución óptima global (la razón es que la representación lineal por partes del costo operativo es una aproximación “por abajo” del verdadero costo). A su vez, la suma del costo de inversión del plan candidato y del costo operativo “real” (calculado por el módulo operativo) es un *límite superior* para el óptimo global (la razón es que el plan candidato producido por el módulo de expansión no es necesariamente el plan óptimo).

Dado que, como mencionado, el corte de Benders hace que, a cada iteración, el módulo de inversión tenga una representación mejor del costo operativo, el esquema

de Benders aumenta progresivamente el límite inferior (y reduce el superior, pues los planes candidatos son cada vez mejores) hasta que ambos coinciden (para una precisión especificada por el usuario).

Los resultados para las estimativas de los beneficios de las interconexiones se presentan a continuación.

## Estudio de caso

Para ilustrar la metodología de evaluación de beneficios de interconexiones internacionales se presenta a continuación los resultados de un estudio de caso real con los sistemas de Argentina, Brasil y Uruguay. Los datos de los sistemas fueron obtenidos a través del SIGER, desarrollado por la CIER para estudios de interconexión de sistemas de Latinoamérica. El anexo A presenta una descripción del SIGER, ilustrando sus principales características y funciones.

### a- Sistemas existentes

**Argentina** – El sistema existente de Argentina, en diciembre de 2016, presenta la capacidad instalada total de 35 GW cuya composición es descrita en la siguiente figura:

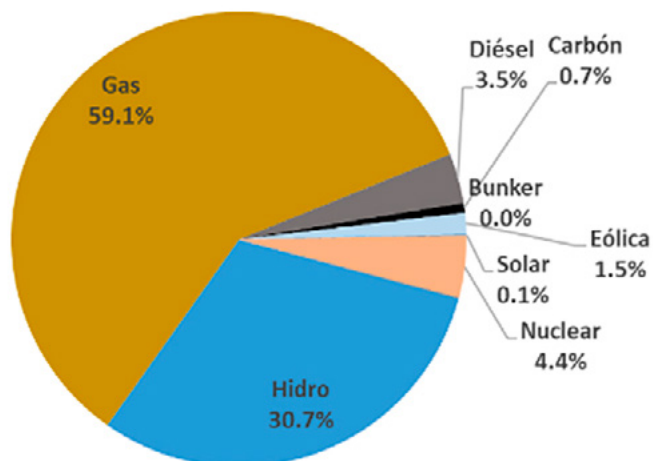


Figura 5. Resumen de la oferta existente – Argentina (diciembre 2016).

La siguiente tabla presenta un resumen de la composición del sistema de transmisión, incluyendo alta tensión y distribución tlocal [2].

Líneas	Km
500 kV	14,192
330 kV	1,116
220 kV	1,676
132 kV	16,887
66 kV	398
33 kV	24
<b>Total</b>	<b>34,293</b>

Tabla 1. Sistema de transmisión argentino.

**Brasil** – El sistema existente de Brasil, en diciembre de 2016, presenta la capacidad instalada total de aproximadamente 142 GW cuya composición es descrita en la siguiente figura:

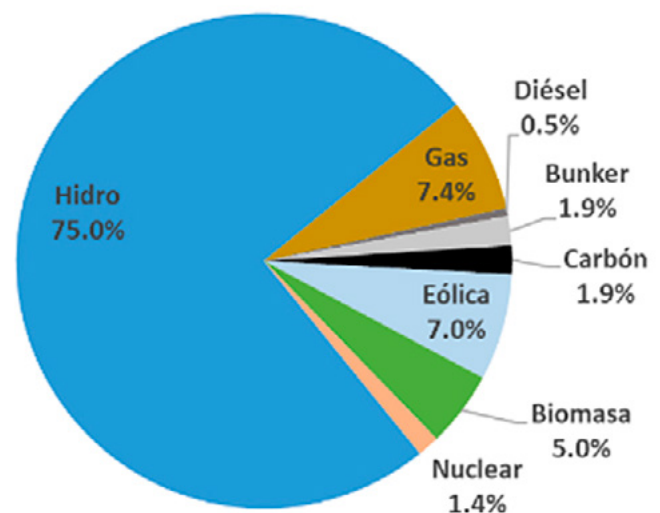


Figura 6. Resumen de la oferta existente – Brasil (diciembre 2016).

Como se puede ver, el sistema brasileño se caracteriza por una grande participación de energías renovables – más de 85% de la capacidad instalada (75% hidrógeno). Debido a la grande participación hidrógeno (con grandes embalses de regulación) y la complementariedad de fuentes energéticas, la operación del sistema brasileño

ño se caracteriza por grandes bloques de intercambios eléctricos entre las regiones a través del sistema de transmisión.

La red de transmisión existente está conformada por cuatro subsistemas principales (Sur, Sudeste, Norte y Nordeste) que operan de forma integrada. La siguiente tabla presenta un resumen de la composición del sistema de transmisión [8].

Líneas	Km
750 kV	2,683
600 kV	12,816
500 kV	42,622
440 kV	6,733
345 kV	10,303
230 kV	53,910
<b>Total</b>	<b>129,068</b>

Tabla 2. Sistema de transmisión brasileño.

**Uruguay** – El sistema existente de Uruguay, en diciembre de 2016, presenta la capacidad instalada total de aproximadamente 4 GW cuya composición es descrita en la siguiente figura:

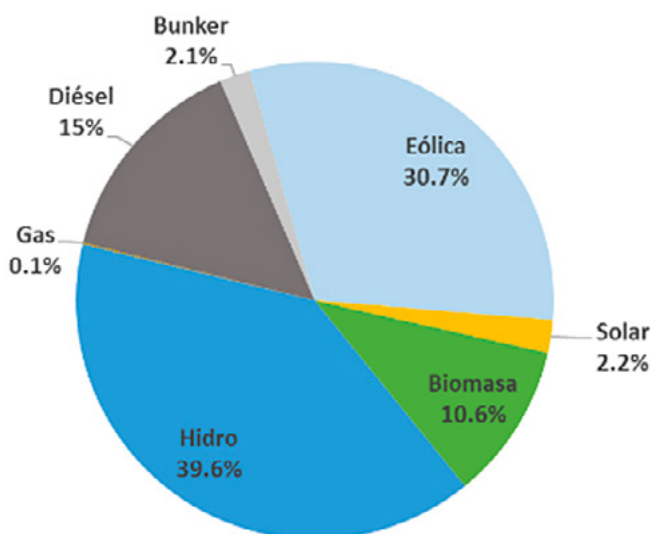


Figura 7. Resumen de la oferta existente – Uruguay (diciembre 2016).

El país está a la vanguardia en la producción de energía procedente de fuentes renovables, lo que genera importantes oportunidades para el inversor. La ausencia de fuentes confirmadas de energía fósil en la economía uruguaya, la limitación para expandir las capacidades hidroeléctricas existentes y la decisión explícita de descartar la energía nuclear como fuente energética ofrecen importantes oportunidades para la incorporación de nuevas fuentes de energía, en especial las energías renovables no tradicionales.

La siguiente tabla presenta un resumen de la composición del sistema de transmisión [3].

Líneas	Km
500 kV	771
150 kV	3,558
60 kV	97
<b>Total</b>	<b>4,426</b>

Tabla 3. Sistema de transmisión uruguayo.

### b- Escenarios demanda y precio combustibles

**Argentina** – la figura a continuación ilustra el pronóstico para el crecimiento de la demanda de electricidad para los 15 años del horizonte de planificación. El aumento promedio de demanda es de 3.2% a.a.

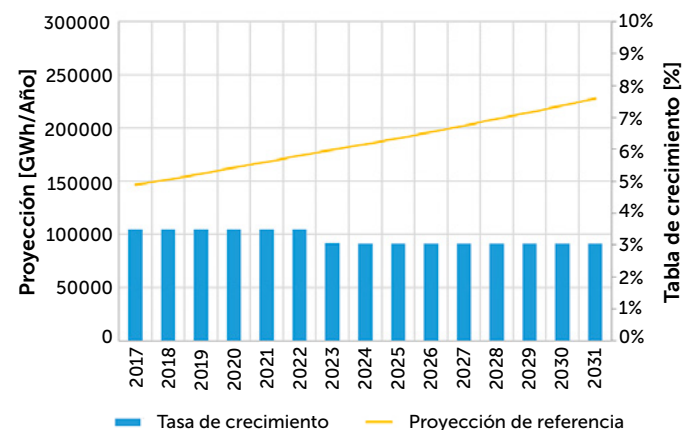


Figura 8. Proyección de demanda – energía de Argentina.

**Brasil** – el incremento de demanda del sistema brasileño para los próximos años corresponde a un aumento promedio de 3.3% a.a., como ilustrado en la figura a continuación.

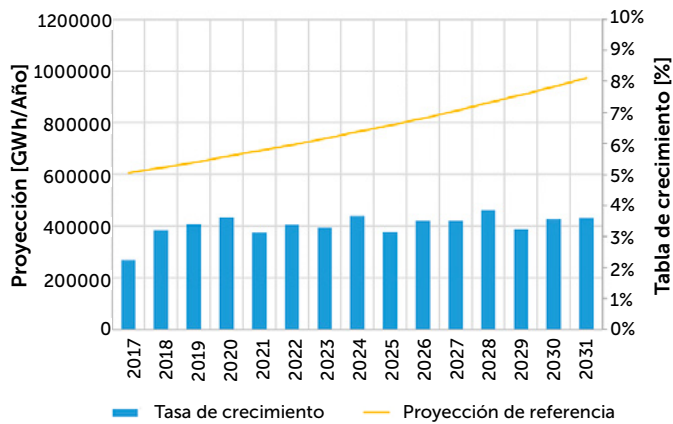


Figura 9. Proyección de demanda – energía de Brasil (fuente PSR).

**Uruguay** – la figura a continuación ilustra el escenario de proyección de demanda para el sistema uruguayo para los 15 años del horizonte de planificación. El crecimiento promedio esperado es de 2.8% a.a [3].

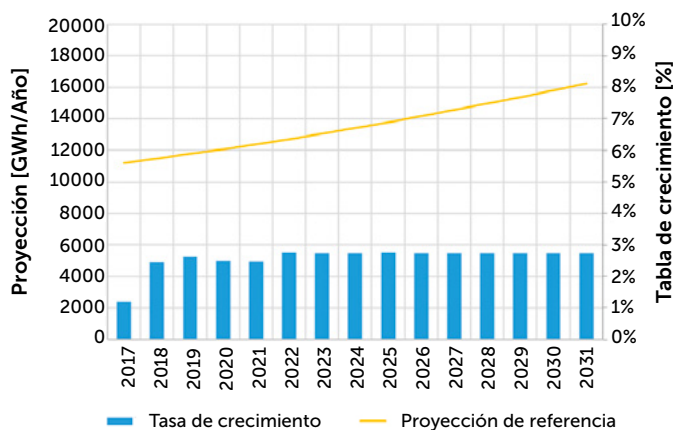
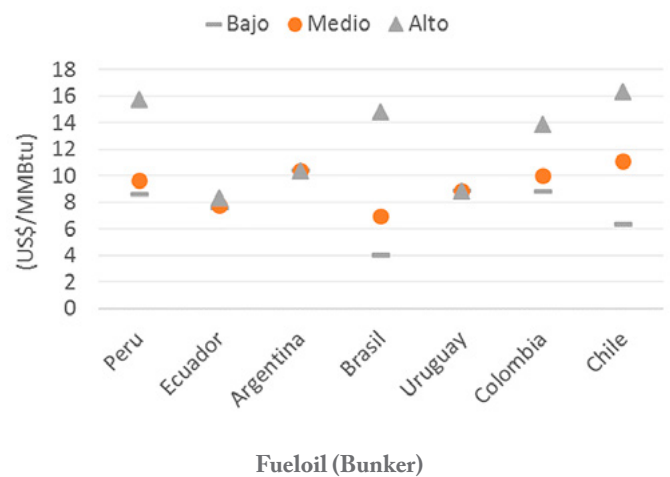
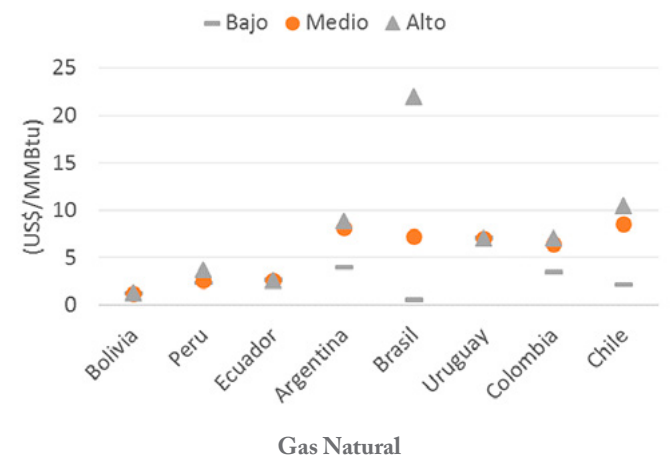
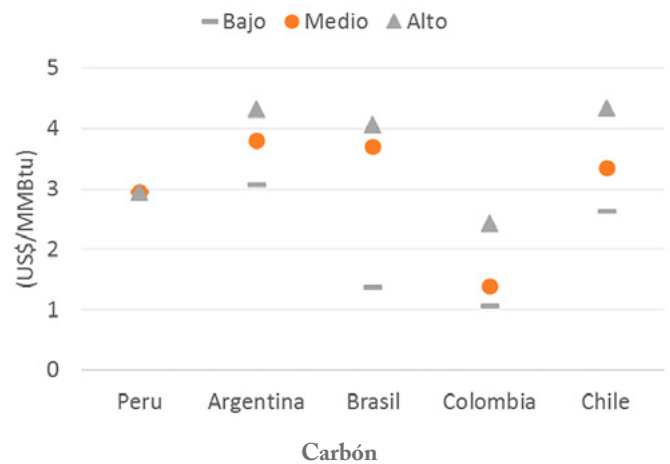


Figura 10. Proyección de demanda – energía de Uruguay.

Los escenarios de proyección de demanda están de acuerdo con las proyecciones utilizadas por las entidades de planificación de cada uno de los países para un horizonte de corto plazo que depende de los estudios de cada institución. Para completar la proyección de consumo de electricidad, para el horizonte de planificación de estudio, se utilizó un modelo econométrico desarrollado que toma como base las proyecciones para el crecimiento del PIB [1].

Para representar las proyecciones de precio de los combustibles se consideró los precios practicados en cada uno de los países (figura a continuación) y escenarios de proyección de precio para los combustibles segundo el Banco Mundial.



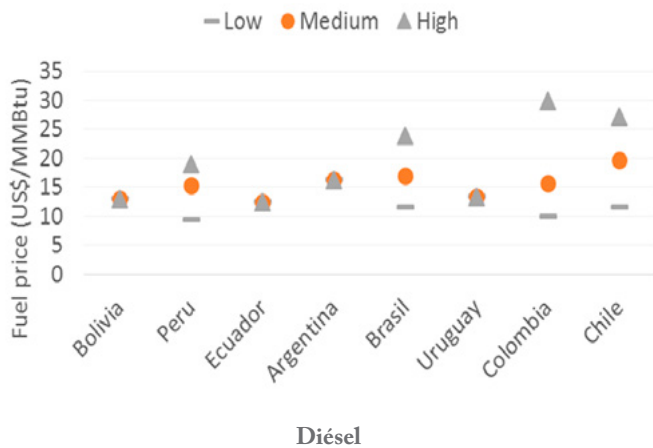


Figura 11. Precios observados para los combustibles en cada país (2017).

### c- Proyectos candidatos

**Centrales hidroeléctricas:** La tabla a continuación presenta la lista de centrales candidatas hidroeléctricas consideradas.

País	Costo Inversión [US\$/kW]	Potencia Instalada [MW]
Argentina	2,560	630
Brasil	2,520	28,527

Tabla 4. Candidatos – Hidroeléctricas (potencial).

**Centrales Térmicas:** La tabla a continuación ilustra los principales datos de los proyectos candidatos considerados:

Nombre	Costo Inversión [US\$/kW]	Potencia Instalada [MW]
Termoeléctrica de Ciclo Abierto	700	100
Termoeléctrica de Ciclo Combinado	941	250 / 300 / 350 / 450
Termoeléctrica a Carbón	2,285	250
Termoeléctrica a Bunker	800	80
Termoeléctrica a Diésel	700	80

Tabla 5. Candidatos – Térmicas.

**Generación renovable “non-convencional”** – La definición de los escenarios para las centrales renovables se hace con base en un procedimiento de cinco fases: la **captura**, el **tratamiento** y **asignación de los datos** de fuentes renovables para su representación en las simulaciones de operación de los sistemas eléctricos, tal como se presenta en la figura a continuación.



Figura 12. Estimación de series de producción de las renovables.

Como resultado del procedimiento, se estimó factores de capacidad y costos nivelados proyectos candidatos de fuente eólica ubicados en diferentes regiones en cada uno de los países. Las figuras a continuación ilustran estos resultados estimados por cada país.

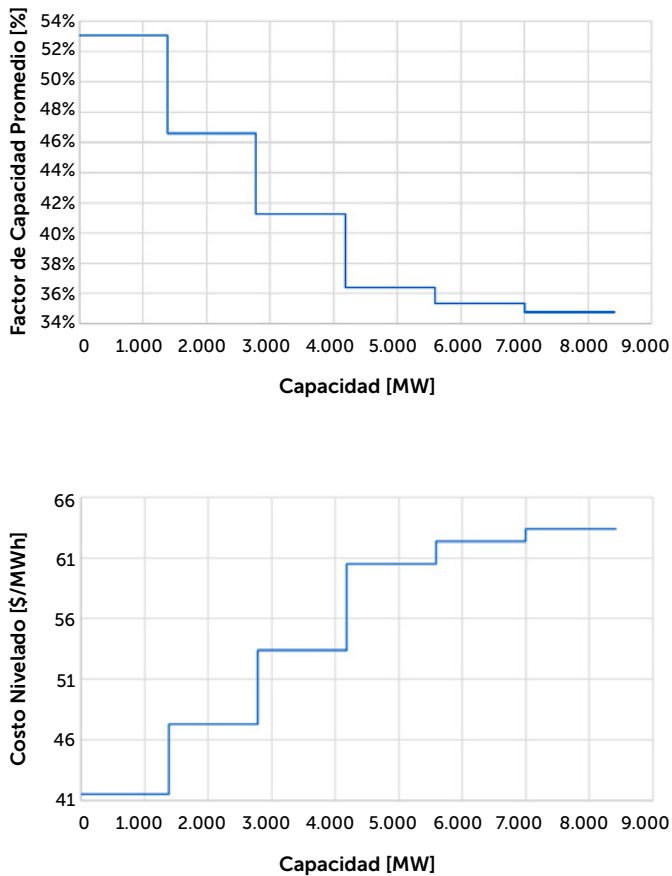


Figura 13. Argentina: Factores de capacidad y costo nivelado – fuente eólica.

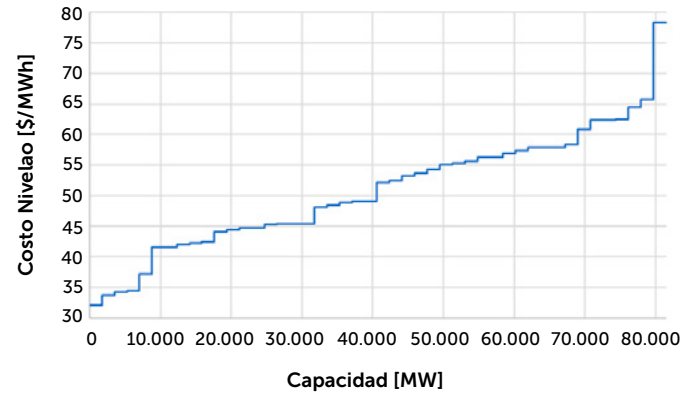
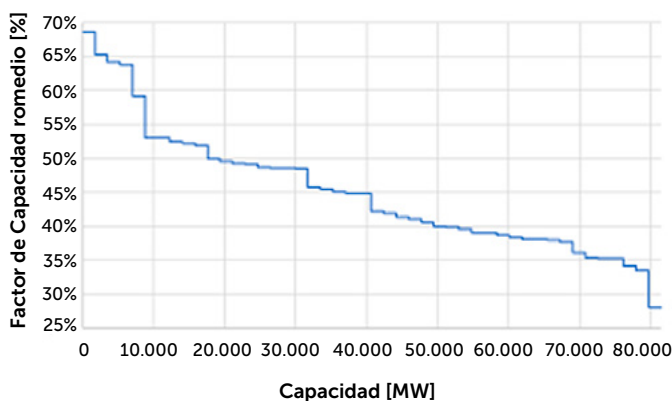


Figura 14. Brasil: Factores de capacidad y costo nivelado – fuente eólica.

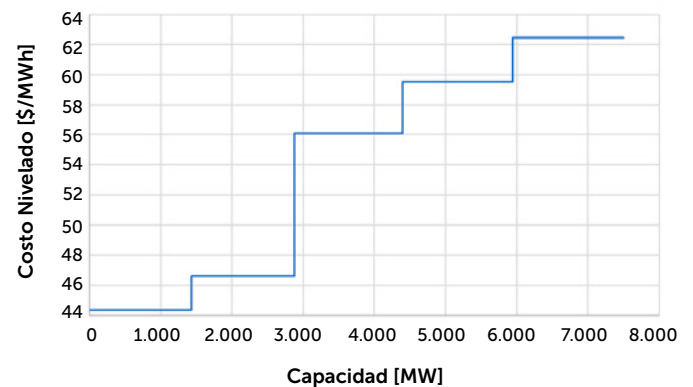
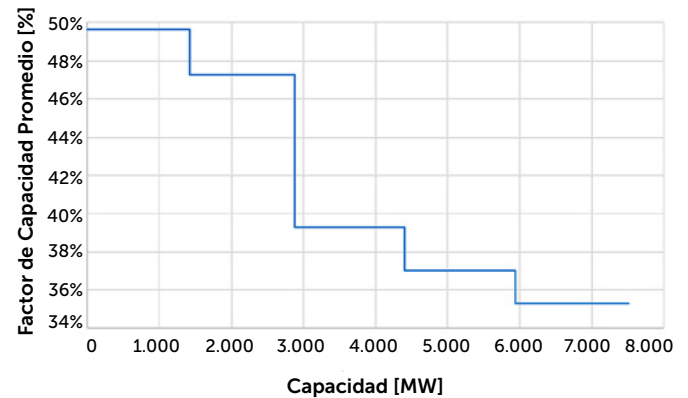


Figura 15. Uruguay: Factores de capacidad y costo nivelado – fuente eólica.

Con base en la información para el potencial eólico se definieron proyectos candidatos de fuente eólica en cada uno de los sistemas, observando la ubicación asociada a los mejores factores de capacidad promedio y longitud a los sistemas de transmisión.

Para la fuente solar, se identificó el potencial por país a partir de la base de datos de PVWatts, plataforma de NREL de grande reputación como fuente de información relacionado a la fuente solar. La figura a continuación ilustra los potenciales promedios y costos nivelados asociados a cada uno de los países.

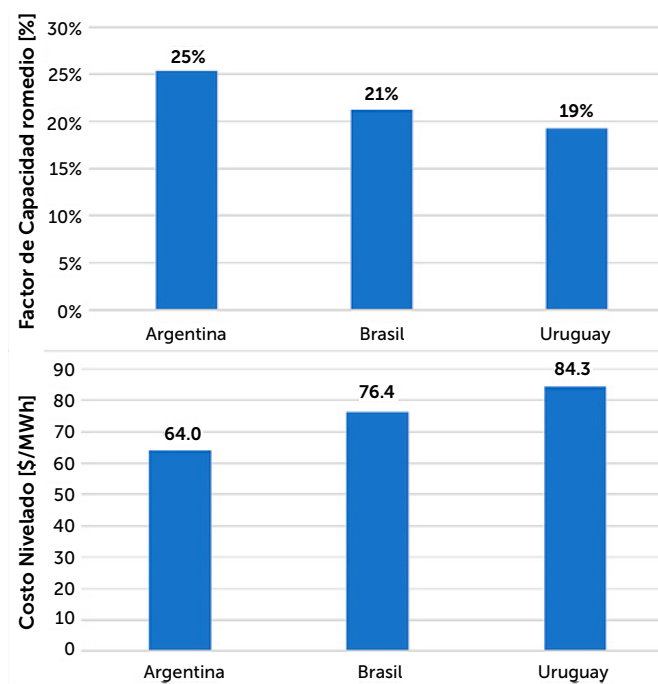


Figura 16. Factor de capacidad promedio y costo nivelado – proyectos solares

**Candidatos de transmisión** – Para líneas de transmisión el procedimiento consiste en: (i) identificar la configuración de cada línea en función de los parámetros eléctricos de los circuitos existentes; (ii) estimación de la longitud de los circuitos; y, (iii) determinar el costo de inversión para la implementación del circuito. Para los transformadores, se estimaron los costos en función de las capacidades de transformación.

**Conexión de los proyectos de generación** – La conexión de los proyectos de generación a los sistemas de transmisión de cada país fue la siguiente:

- Las centrales térmicas candidatas (genéricas) se conectaron a las subestaciones de mayor carga de cada país;
- La conexión de los proyectos renovables se hizo con base en la información del potencial solar y las ubicaciones de las subestaciones de los sistemas de transmisión de cada país (SIGER Atlas), figura a continuación.

### Expansión generación-transmisión

**Sistema argentino** – Los resultados para la expansión del sistema de generación de Argentina se ilustran en la figura a continuación.

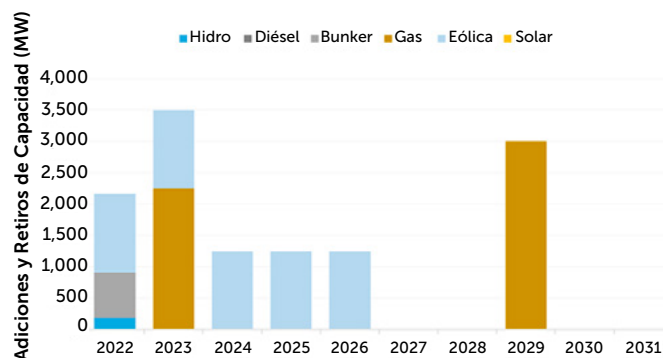
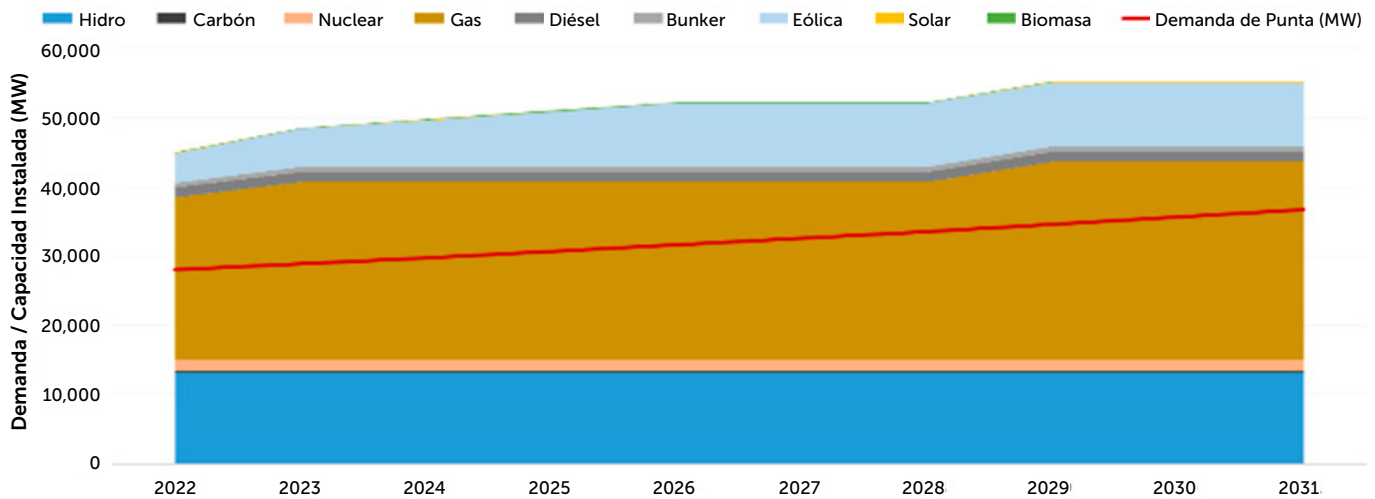


Figura 17. Adiciones y retiros de capacidad en MW – Argentina – largo plazo.

Existen dos “drivers” principales para la expansión para el sistema argentino, centrales ciclo combinado a gas-natural (5,250 MW) y centrales eólicas (6,250 MW), responsables por más de 90% de la potencia adicional instalada en el sistema argentino hasta 2031.

La siguiente figura presenta el balance potencia instalada × demanda de punta para el sistema argentino durante el horizonte de planificación. Se destaca la potencia instalada por tecnología de generación, permitiendo una visualización de la matriz del sector eléctrico.

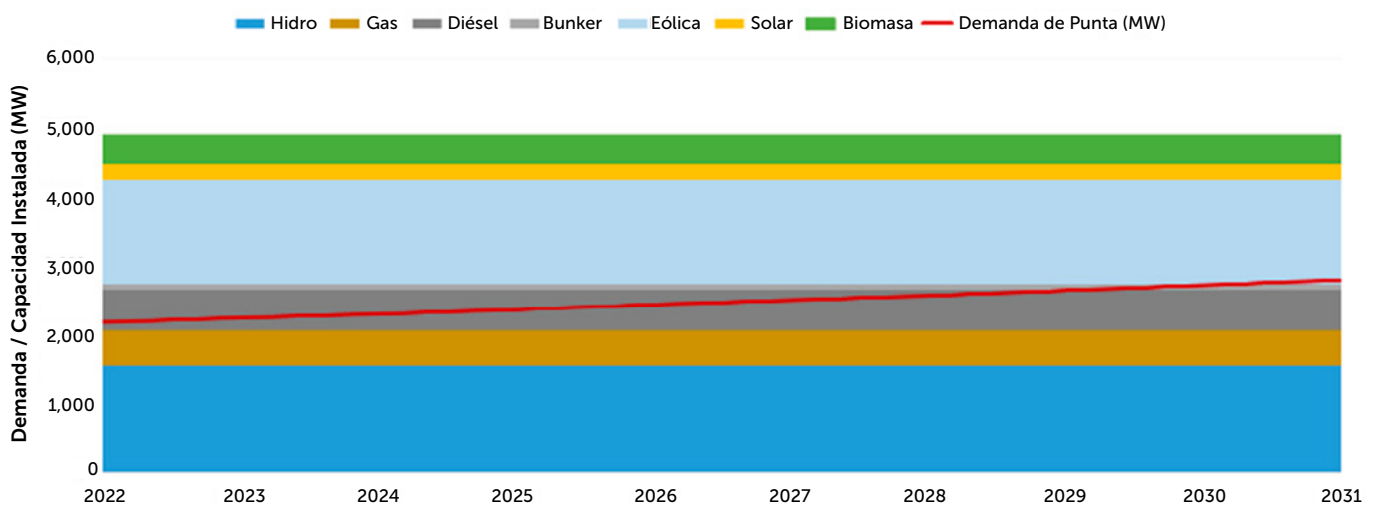


Se observa de la figura anterior la grande participación de gas natural en la matriz eléctrica argentina. También el aumento de la participación eólica a partir de 2023, llegando en el año horizonte 2031 a 16.7% de la potencia instalada total.

La figura anterior también ilustra la reserva de potencia instalada en el sistema argentino – excedente con respecto a la demanda de punta. Se observa que la reserva se mantiene aproximadamente constante durante el horizonte de planificación.

**Sistema uruguayo** – El sistema uruguayo no requiere la entrada de nuevos generadores hasta el final del horizonte de interés (2031). Esto es resultado de la sobre-instalación verificada en el sistema uruguayo que exporta energía para Argentina.

El balance capacidad instalada x demanda de punta para el sistema uruguayo se ilustra en la siguiente figura.





De la figura anterior, se verifica que la matriz eléctrica de generación de Uruguay tiene una grande presencia de fuentes renovables, como hidro, eólica, biomasa y solar (en 2031 – 76%).

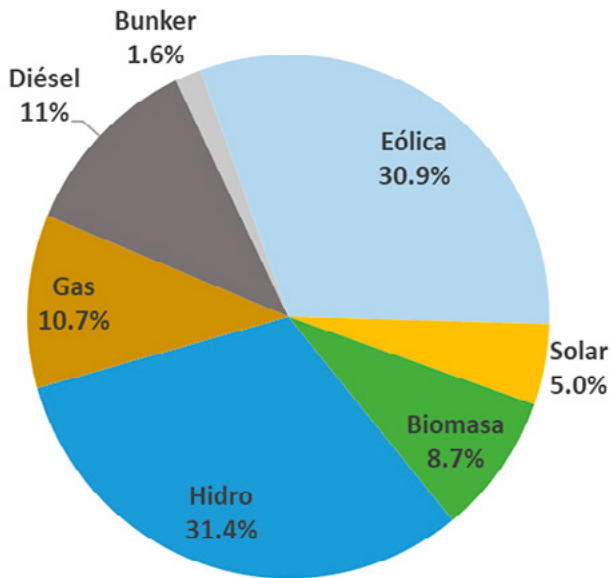


Figura 20. Participación en la matriz eléctrica por tecnología – Uruguay.

**Resultados operativos** – La figura 21 ilustra las estimativas para el costo marginal de operación del sistema argentino (promedio mensual), destacando los valores máximos y mínimos observados para las diferentes series hidrológicas consideradas en el modelo de simulación.

Los valores observados para el costo marginal de operación, promedio mensual, presentan una bajada (de 70 US\$/MWh en 2022 para 55 US\$/MWh en 2023) resultado de la entrada masiva de centrales eólicas en 2022. También en 2027 se observa una bajada en el precio de la energía, también asociada a la fuerte entrada de energías renovables en los primeros años del horizonte de planificación. Posterior a 2027, se observa un crecimiento continuo de costo marginal de la demanda. La figura 22 muestra el costo marginal de operación del sistema uruguayo (promedio mensual), valores mínimos y máximos también están indicados.

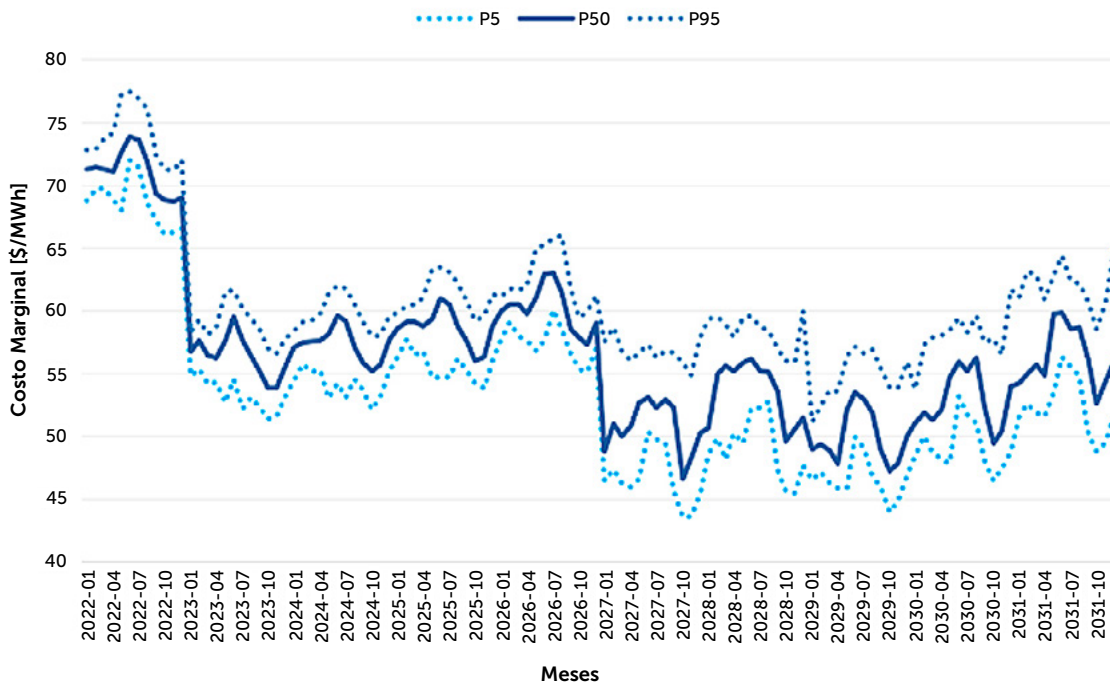


Figura 21. Costos marginales de demanda – Argentina.

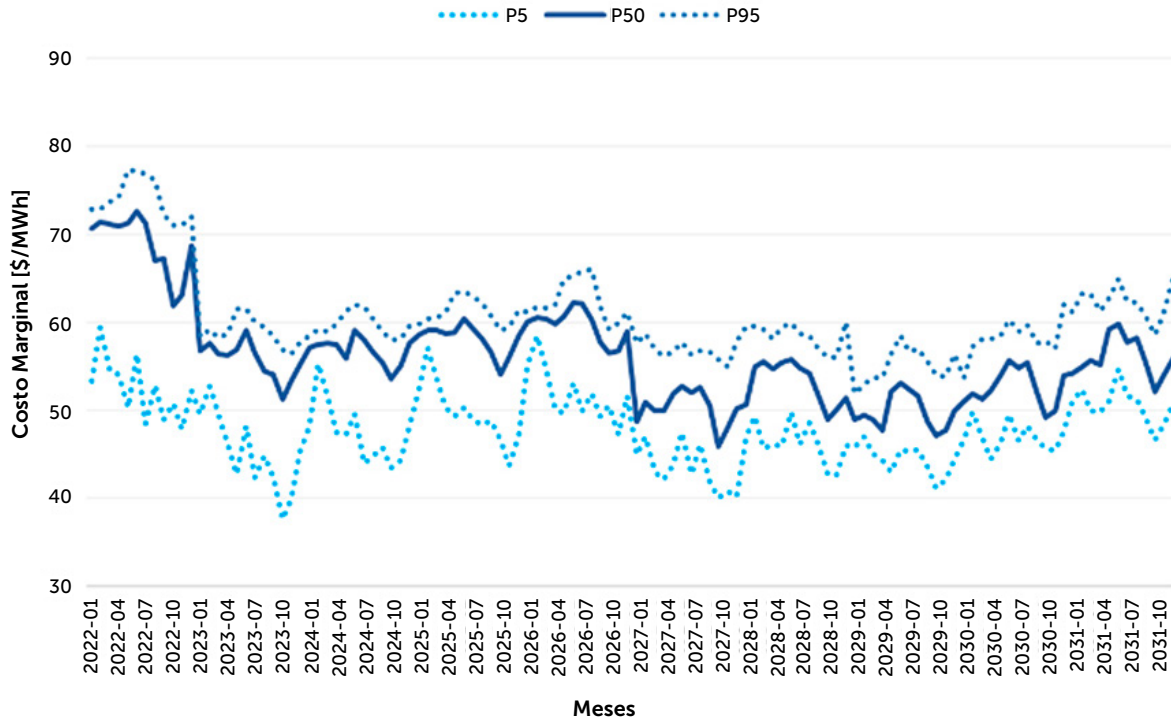


Figura 22. Costos marginales de demanda – Uruguay.

Los valores observados para el costo marginal de la operación, promedio mensual, siguen el mismo comportamiento de los valores estimados para el sistema argentino, resultado de que ambos los sistemas están fuertemente interconectados.

Las figuras a continuación ilustran las estimativas para las emisiones de CO<sub>2</sub> en los sistemas de Argentina y Uruguay.

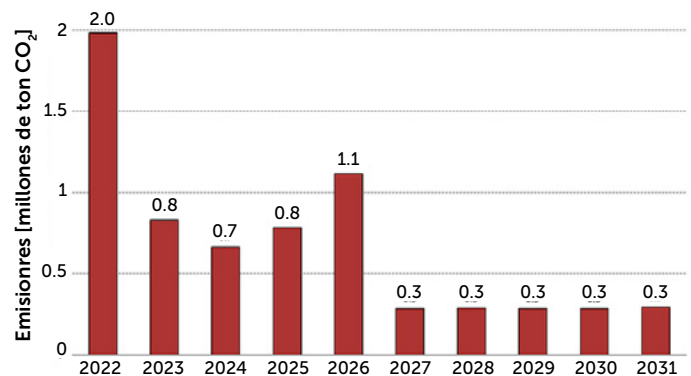
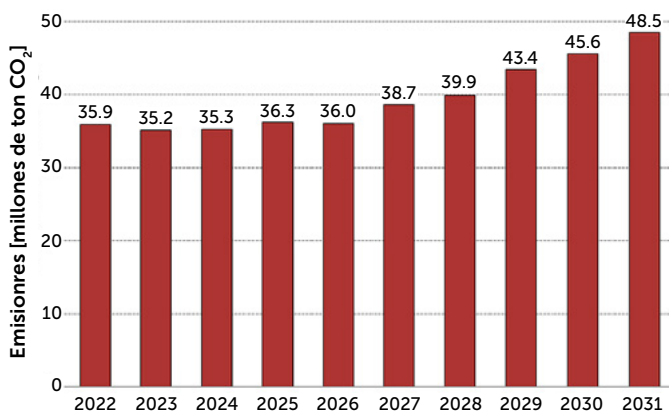


Figura 23. Emisiones de CO<sub>2</sub> – Argentina y Uruguay.



Se observa en la figura que las emisiones del sistema argentino son relativamente constantes hasta 2026, debido a la grande inserción de fuente eólica en el plan de expansión. Posterior a este período se observa un crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> que acompaña el crecimiento de la demanda pues la principal tecnología de expansión de largo plazo es el Gas Natural. Las emisiones totales en el sistema uruguayo son bastante menores y no son significativas.

La tabla en la secuencia presenta los principales resultados económicos para el sistema interconectado Argentina-Uruguay.

Descripción	Millones de USD Argentina - Uruguay
Costo de inversión en generación	6,057
Costo de inversión en transmisión	86
Costo de operación	41,827
<b>Costo total</b>	<b>47,970</b>

Tabla 6. Sumario de costos de inversión y operación – Argentina – Uruguay.

De la tabla se observa que el costo de inversión (valores en 2017) es de 6 mil millones de dólares para el sistema de generación y de 86 millones para el sistema de transmisión. La estimativa del para el costo operativo al largo del horizonte de planificación (2017-2031) es de 41.8 mil millones de dólares.

**Sistema brasileño** – La figura 24 ilustra el plan de expansión para el sistema de generación desarrollado por PSR.

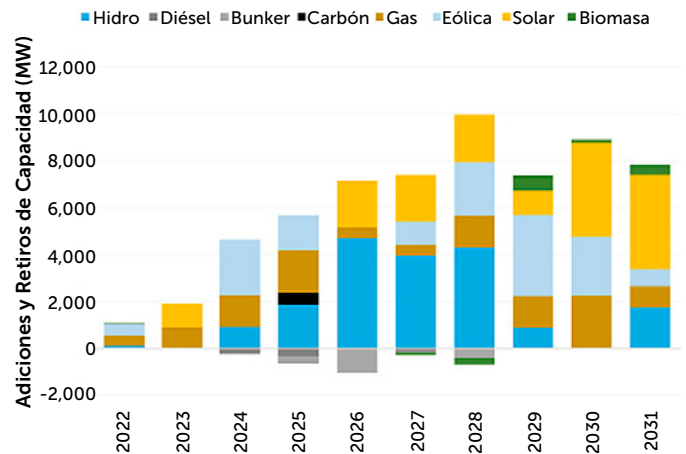


Figura 24. Adiciones y retiros de capacidad en MW– Brasil – largo plazo.

Para el sistema de Brasil se observan tres tecnologías que se destacan, hidro, eólicas y solares. Estas tres tecnologías/fuentes contribuyen con más de 75% de la expansión prevista para los próximos años en Brasil.

La figura 25 ilustra los resultados para el balance potencia instalada x demanda de punta del sistema brasileño. La potencia instalada se diferencia por tecnología para que sea posible caracterizar la matriz eléctrica de generación del sistema de Brasil.

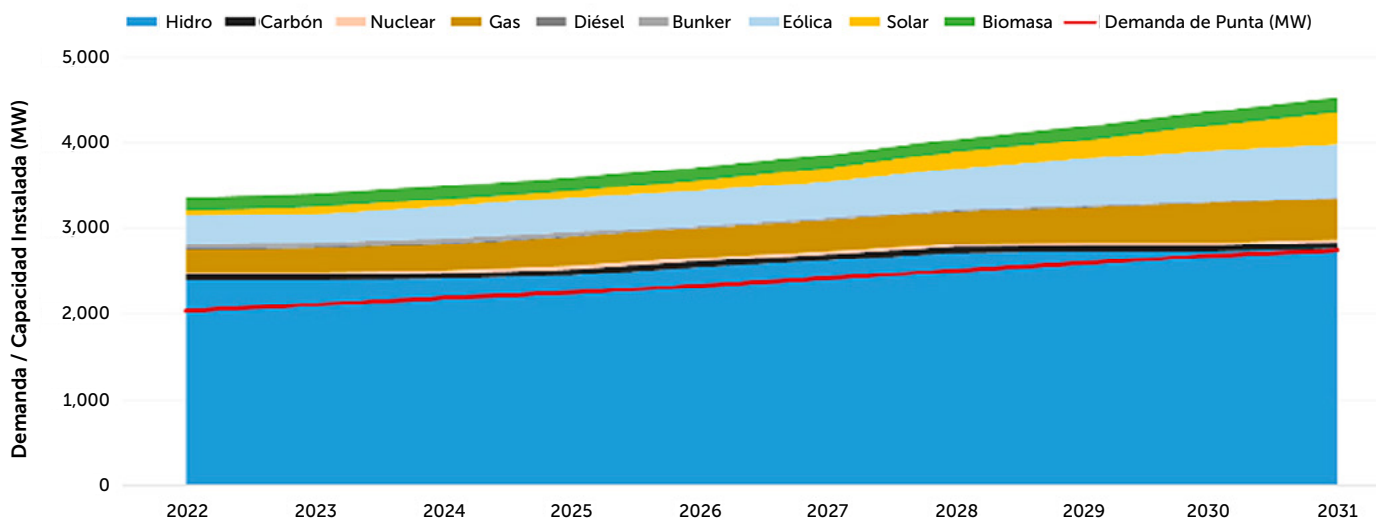


Figura 25. Capacidad instalada por tecnología x demanda de punta – Brasil.

Por los resultados presentados se observa la fuerte penetración de las fuentes renovables no convencionales (eólica, solar y biomasa) en el sistema brasileiro para el horizonte de 2022 a 2031, estimada en 25% en 2031, como ilustrado en la figura a continuación.

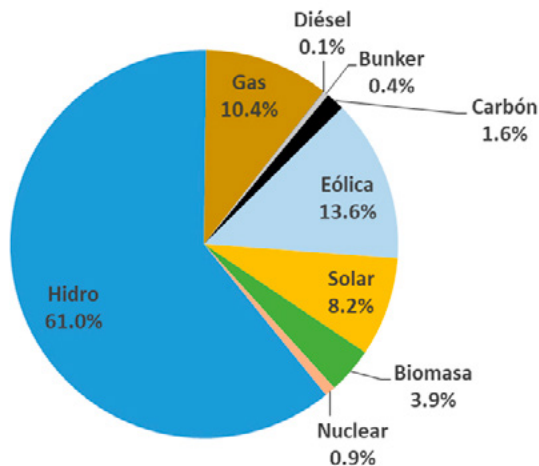


Figura 26. Participación en la matriz del sector eléctrico (por tecnología/fuente) – Brasil.

Otro resultado interesante, con respecto a la matriz eléctrica es la reducción de la participación hidro, que en 2016 corresponde a 75% y en 2031 a 61% de la matriz.

**Resultados operativos** – La figura 27 presenta las estimativas para el valor promedio mensual del costo marginal de operación del sistema brasileiro, mínimos y máximos.

Los resultados indican un valor promedio anual en 50 US\$/MWh. La figura 28 presenta las estimativas para las emisiones de CO<sub>2</sub> en Brasil (totales y por unidad de generación), para el período 2022 a 2031.

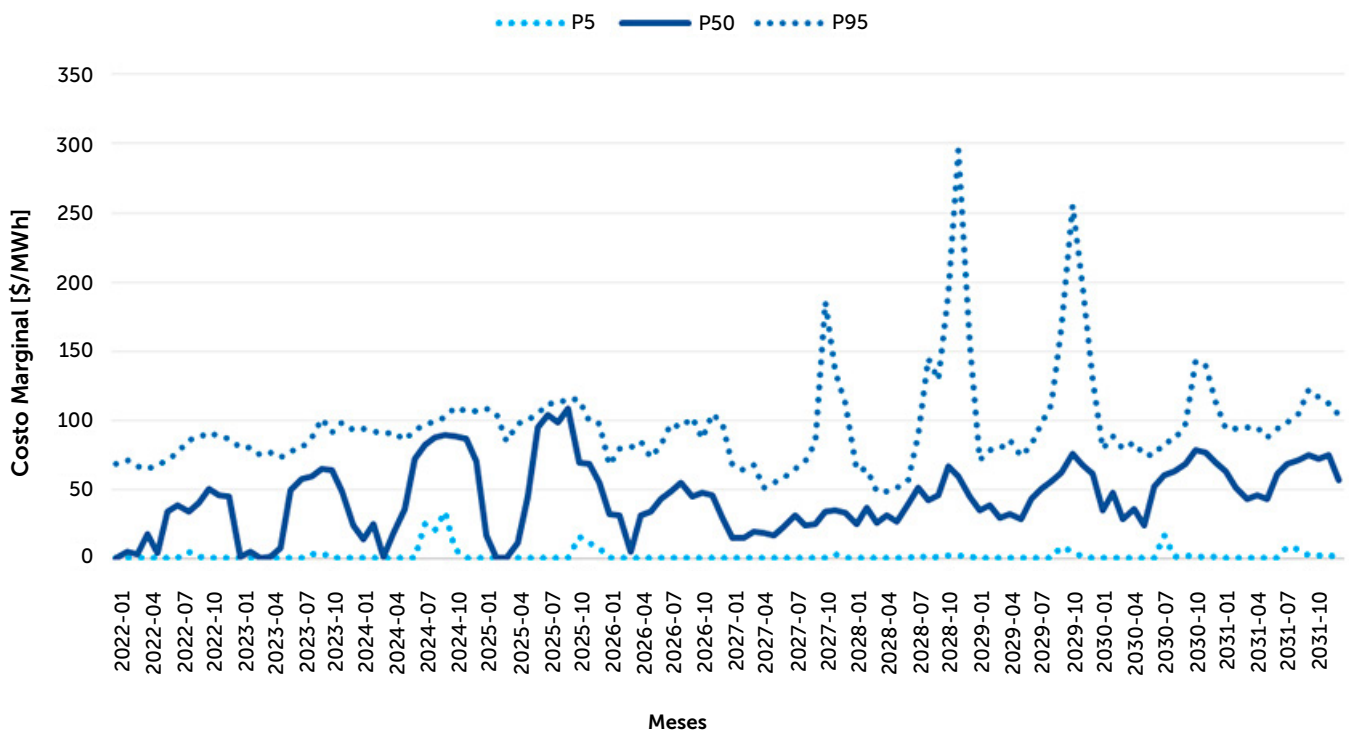


Figura 27. Costos marginales de demanda – Brasil.

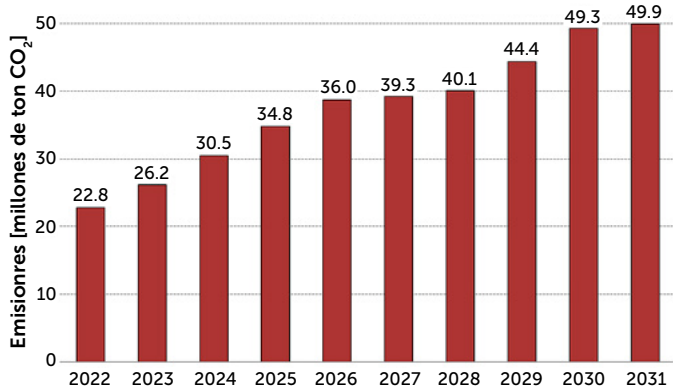


Figura 28. Emisiones de CO<sub>2</sub> – Brasil.

Los resultados de las emisiones totales (figura anterior) evidencia, una vez más, la grande penetración de fuentes renovables en la producción de energía en Brasil, una vez que no se verifican aumentos en la misma tasa de crecimiento de la demanda de Brasil. La tabla a continuación presenta los resultados para las estimativas de costos de inversión y operación en el sistema de Brasil.

Descripción	Millones de USD Brasil
Costo de inversión en generación	19,448
Costo de inversión en transmisión	N/A
Costo de operación	19,883
<b>Costo total</b>	<b>39,331</b>

Tabla 7. Sumario de costos de inversión y operación – Brasil.

Los resultados se ilustran en valor presente en 2017 de los costos (inversión y operación al largo del horizonte de planificación, 2017-2031).

Tal como se mencionó anteriormente, la metodología para evaluación de los beneficios de interconexiones será ilustrada para las siguientes líneas de interconexión: (i) Argentina – Brasil (AR-BR); y, (ii) Brasil – Uruguay (BR-UY). Para tal, serán considerados cuatro casos de simulación probabilística entre los sistemas mencionados:

- Caso 0: “BR // AR-UY” – Brasil aislado y Argentina y Uruguay interconectados;
- Caso 1: “BR-(AR-UY)” – Brasil interconectado con el sistema Argentina-Uruguay a través de la interconexión AR-BR;
- Caso 2: “(AR-UY)-BR” – Brasil interconectado con el sistema Argentina-Uruguay a través de la interconexión BR-UY;
- Caso 3: “AR-BR-UY” – Brasil interconectado con el sistema Argentina-Uruguay a través de las dos líneas de interconexión, AR-BR y BR-UY.

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones para la evaluación de los beneficios de las interconexiones, inicialmente el beneficio por reducción de los costos operativos:

Interconexión	Millones de dólares	
	Costos Oper.	Ben.
Caso 0: BR // AR-UY	61,859	
Caso 1: BR-(AR-UY)	55,209	6,651
Caso 2: (AR-UY)-BR	59,990	1,869
Caso 3: AR-BR-UY	53,967	7,892

Tabla 8. Beneficios por reducción de los costos operativos.

De los resultados ilustrados, se estima una reducción de los costos operativos de 6.6 mil millones de dólares (valor presente neto en 2017) cuando se utiliza la línea de interconexión entre los sistemas de Argentina y Brasil (2,000 MW de capacidad) por diferencias de costos marginales entre los sistemas. Para la interconexión Brasil-Uruguay, los beneficios estimados bajo el mismo concepto serían de 1.8 mil millones de dólares, y de 7.8 mil millones de dólares cuando ambas las interconexiones están en operación.

Los valores presentados en la tabla anterior corresponden al valor presente en 2017 de la reducción de los costos operativos durante el horizonte de planificación. La tabla siguiente presenta las reducciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> considerando la operación de las interconexiones.

Interconexión	[millón de ton CO <sub>2</sub> ]	
	Emisiones	Ben.
Caso 0: BR // AR-UY	1,069	
Caso 1: BR-(AR-UY)	1,006	63
Caso 2: (AR-UY)-BR	1,051	18
Caso 3: AR-BR-UY	995	74

Tabla 9. Beneficios por reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

De los valores presentados en la tabla anterior, se estiman los beneficios en términos de reducciones en las estimativas de emisiones de CO<sub>2</sub> para la interconexión Argentina-Brasil en casi 6% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>. Para la interconexión Brasil-Uruguay se estiman las reducciones en las emisiones en 1.5% y de 7% de las emisiones totales cuando ambas las líneas de interconexión.

La tabla en secuencia ilustra los beneficios por aumento de capacidad firme para el año de 2030. Se eligió en año 2030 para ilustrar los resultados para las estimativas de los beneficios en términos del aumento de la “capacidad firme” para establecer una perspectiva de largo plazo.

Interconexión	[MW-Prom]	
	“Cp-Firme”	Ben.
Caso 0: BR // AR-UY	177,991	
Caso 1: BR-(AR-UY)	178,219	227
Caso 2: (AR-UY)-BR	178,187	195
Caso 3: AR-BR-UY	178,184	192

Tabla 10. Beneficios capacidad “firme” de las interconexiones.

De los valores ilustrados en la tabla anterior, se estima el aumento de la capacidad firme de suministro de la demanda en los sistemas de Argentina, Brasil y Uruguay en 227 MW-Prom cuando la interconexión Argentina-Brasil está en operación; en 195 MW-Prom para la interconexión entre Brasil y Uruguay y de 192 MW-Prom cuando ambas las líneas están en operación.

Económicamente, se puede interpretar que este resultado indica que con las interconexiones en operación los sistemas de Argentina, Brasil y Uruguay cuentan con una capacidad adicional de 200 MW-Prom, que corresponde a una hidroeléctrica de 360 MW de capacidad instalada (factor de planta de 55%) – inversión estimada en 1.08 mil millones de dólares (costo de inversión de la hidro en 3,000 US\$/kW).

## Conclusiones

Este trabajo presenta una nueva metodología para evaluaciones de interconexiones internacionales con base en tres beneficios (a) beneficios económicos – expectativa de reducciones de los costos operativos entre los sistemas; (b) beneficios ambientales – expectativa de reducciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> en función de la optimización del uso de los recursos renovables; y (c) beneficios por capacidad firme – en función de aumentos de la capacidad de suministro de la demanda a un precio de referencia (expectativa del costo marginal de largo plazo de los sistemas).

Para ilustrar la metodología propuesta, se presenta un estudio de caso con los sistemas de Argentina, Brasil y Uruguay – para estimar los beneficios las interconexiones existentes de Brasil con Argentina (2,100 MW) y de Brasil con Uruguay (500 MW). Los resultados para las estimativas de los beneficios de las interconexiones se resumen en la tabla a continuación.

Interconexión	Beneficios Interconexiones		
	Costos Oper [mi US\$]	Emisiones [mi ton CO <sub>2</sub> ]	“Cp-Firme” [MW-Prom]
Caso 1: BR-(AR-UY)	6,651	63	227
Caso 2: (AR-UY)-BR	1,869	18	195
Caso 3: AR-BR-UY	7,892	74	192

Tabla 11. Sumario de los beneficios de las interconexiones.

Para ambas las líneas de interconexión, los resultados indicaron beneficios significativos, tanto en reducciones de los costos operativos durante el horizonte de 15 años (mas de 7.8 mil millones de dólares cuando ambas las interconexiones están en operación), igualmente para en emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>, 74 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, como también aumentos en la “capacidad firme” de los tres sistemas – Argentina, Brasil y Uruguay – de 192 MW para el año de 2030.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a los ingenieros Alessandro Soares, Camila Metello, y Guilherme Machado de PSR, por el valioso apoyo para la utilización de los modelos computacionales y sugerencias durante el desarrollo de este trabajo.

## Referencias

- [1] International Monetary Fund (IMF), <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/01/weodata/weoselco.aspx?g=2001&srg=All+countries>, diciembre 2016.
- [2] Cammesa – <http://portalweb.cammesa.com>.
- [3] Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), <http://portal.ute.com.uy>.
- [4] Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), <http://www.miem.gub.uy/>.
- [5] Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – <http://portal.ute.com.uy/>.
- [6] Informe de Energías Renovables Uruguay XXI, marzo 2016.
- [7] Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S. A. (Cammesa), “Informe Anual 2015” Disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Pages/Informes%20por%20Categor%C3%ADa%20Publico/Varios/anual.aspx>, accedido en junio 2017.
- [8] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponible en: [http://www.ons.org.br/download/biblioteca\\_virtual/publicacoes/DADOS\\_2015/html/2-6.html](http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/DADOS_2015/html/2-6.html), accedido en junio 2017.
- [9] SAE, S. de A. E. (2015). Projeto Brasil 2040: cenários e alternativas de adaptação à mudança do clima. Brasília. Recuperado a partir de <http://www.mma.gov.br/clima/adaptacao/plano-nacional-de-adaptacao/itemlist/category/160-adaptacao?start=14#saiba-mais>

## Anexos

### a. EL SIGER

Para los estudios de integración regional, la CIER ha desarrollado el SIGER – sistema gestor de datos para integración energética regional, una base de datos de energía eléctrica con un atlas geo-referenciado para 15 países latinoamericanos (Argentina, Brasil, Bolivia, Chile, Costa Rica, Colombia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay), centrada en estudios de integración energética entre los sistemas.

La arquitectura SIGER fue desarrollada para permitir que el usuario tenga acceso a datos de los sistemas eléctricos a partir de diferentes dispositivos. La **figura 29** muestra el flujo de

informaciones del SIGER y de su atlas geo-referenciado.

A través del SIGER, el usuario tiene acceso al sistema de planificación de PSR, el PSR-Core, que está disponible para estudios de planificación de la operación/expansión de los sistemas y estudios de integración regional. Básicamente, la sistemática para configurar y ejecutar un estudio de caso para la planeación de la expansión de sistemas eléctricos consiste en los siguientes pasos:

- El usuario crea un caso de expansión, seleccionando escenarios, configuraciones, restricciones y los parámetros específicos del caso de expansión (horizonte de planeación, tolerancias de convergencia etc.);
- Los datos de los sistemas seleccionados se exportan para los módulos de optimización de la expansión (OptGen y NetPlan);

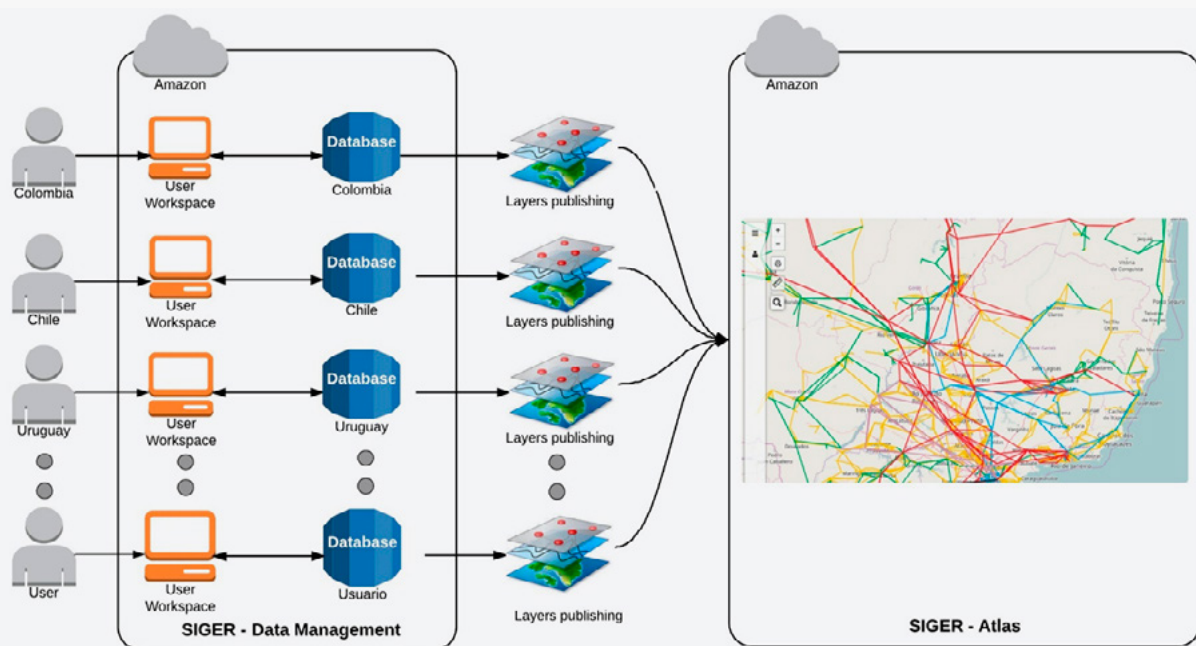


Figura 29. SIGER – Flujo de informaciones.



- El PSR-Core monitorea todo el proceso de solución y, al final, prevé al usuario acceso a las herramientas para análisis de los resultados de la expansión.

La **figura 30** ilustra este proceso de ejecución de un estudio de expansión del sistema de transmisión.

### Visualizador geo-referenciado

El atlas geo-referenciado del SIGER implementa la visualización de los componentes de los sistemas de potencia representados en la base de datos SIGER en una herramienta GIS, como ilustrado en la figura en la secuencia.

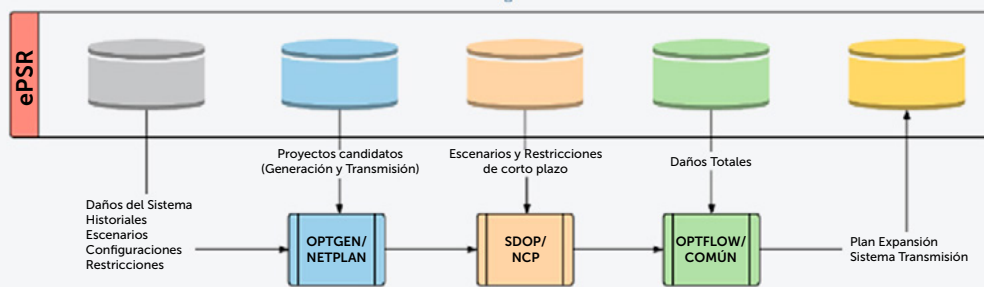


Figura 30. Flujo conceptual de información para un estudio de planeación.

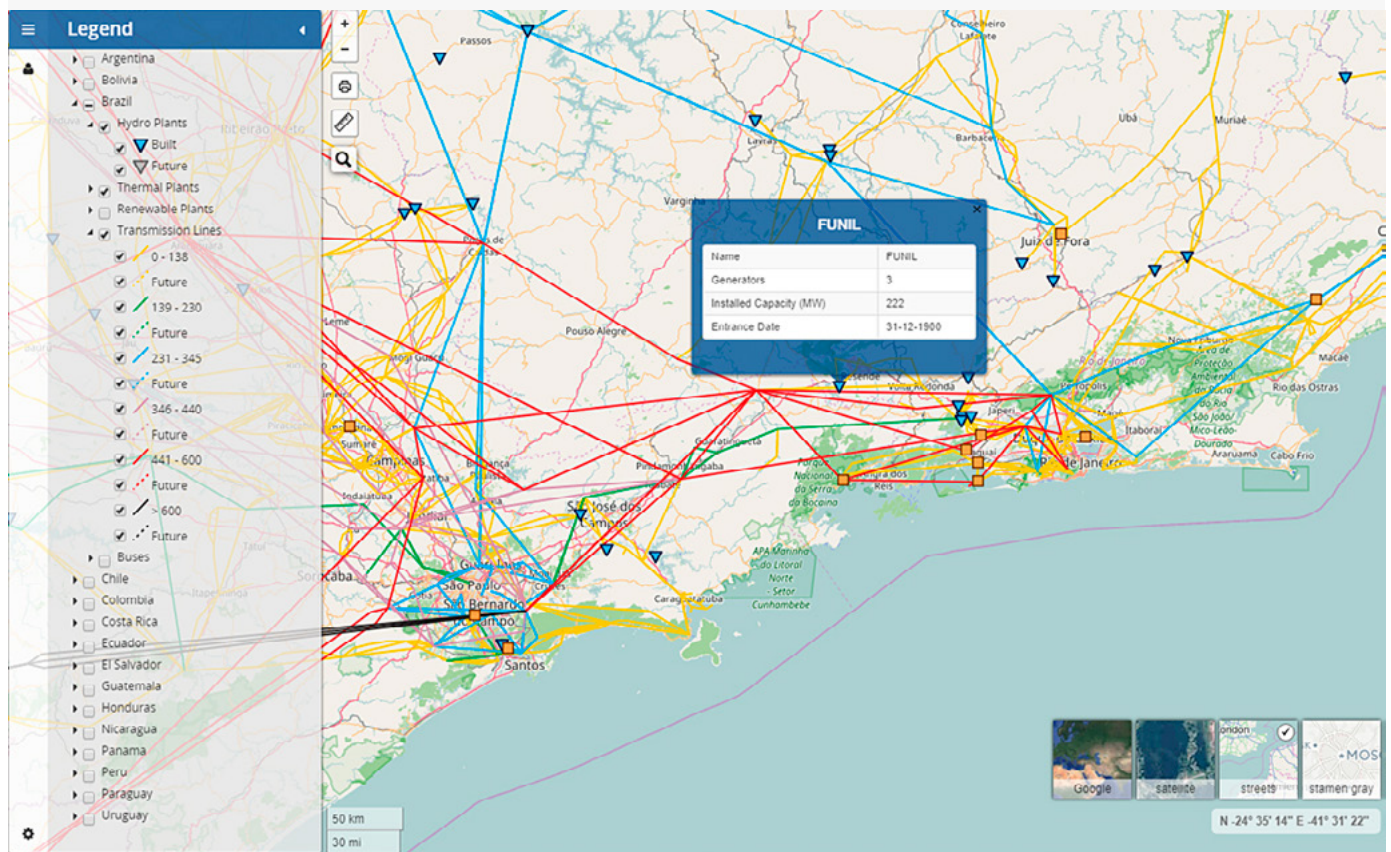


Figura 31. Atlas geo-referenciado del SIGER – parte del sistema de Brasil.

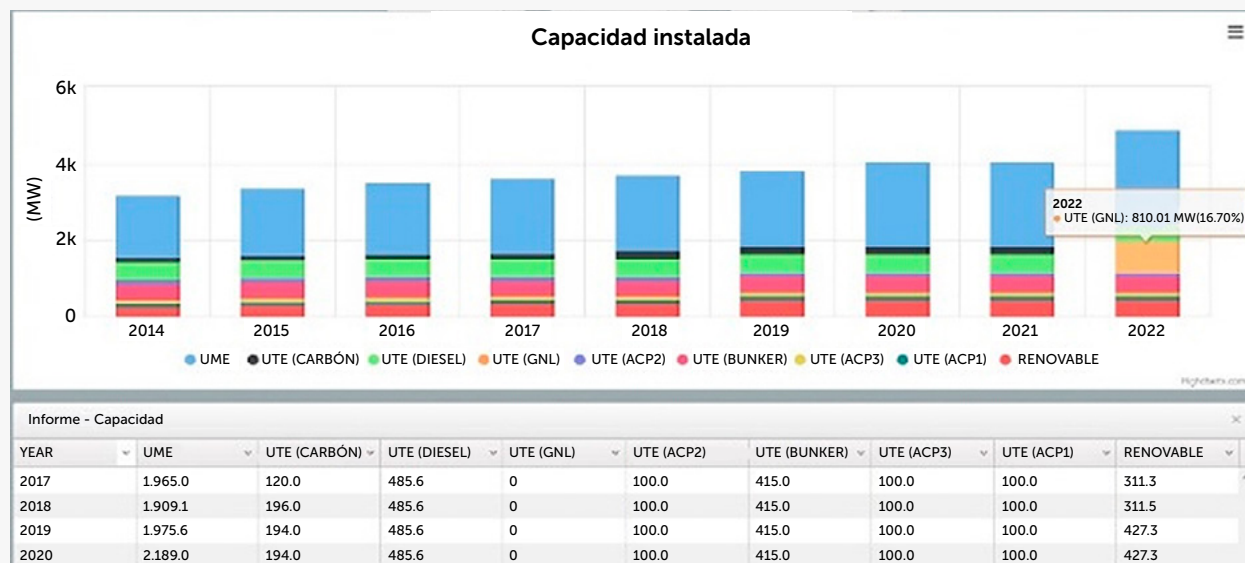


Figura 32. Sumario (capacidad instalada por tecnología) del sistema de Panamá.

El Atlas también suministra reportes y sumarios de los sistemas representados, utilizando automáticamente la información de la base de datos SIGER:

Se presenta a continuación una descripción para el sistema de planificación de PSR, el PSR Core.

## b. PSR Core – Co-Optimización de recursos energéticos

La **figura 33** muestra los principales componentes del sistema PSR Core (Co-Optimización de Recursos Energéticos) utilizado en el estudio.

Se presenta a continuación una descripción de los principales módulos computacionales del

PSR Core, agregados en tres grupos: (i) inventario de recursos renovables y preparación de escenarios, (ii) optimización y análisis de la expansión; y (iii) infraestructura informática.

## Inventario de recursos renovables

HERA y TSL son un conjunto de herramientas desarrollado por PSR para facilitar los estudios de planificación y operación que involucran energías renovables. Las herramientas incluyen: (a) identificación de proyectos renovables candidatos; (b) generación de escenarios renovables; y (c) cálculo de las reservas requeridas considerando la volatilidad de la producción de energía renovable más (opcionalmente) las interrupciones de carga y generación.

## HERA – inventario de recursos renovables –

La identificación de los proyectos candidatos es uno de los primeros pasos en un estudio de

Todos los modelos representan sistemas de energía complejos con renovables (hidro, eólica, solar etc.), generación térmica (gas, carbón, nuclear etc.), CHP, redes de transmisión, gaseoductos y almacenaje de combustible



PSR Cloud

ePSR: Ambiente de gestión de la información

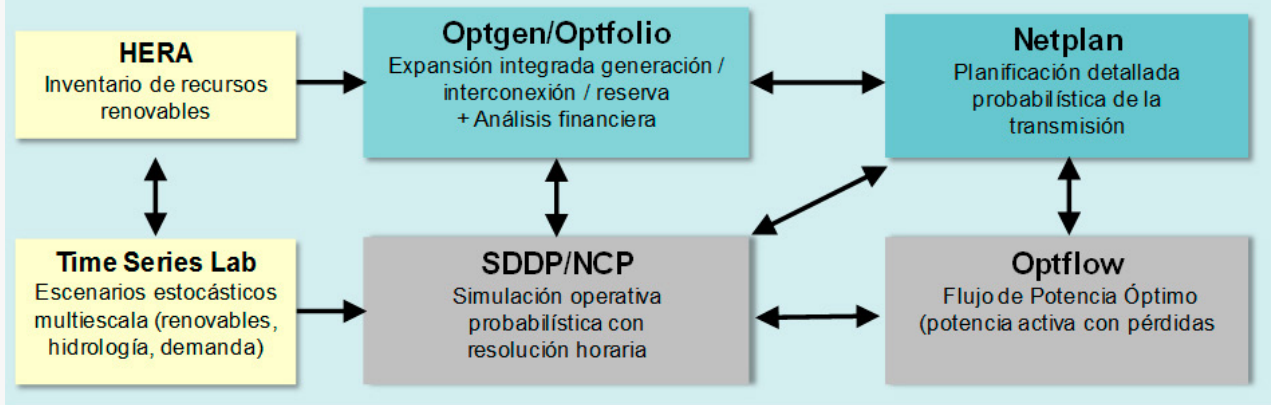


Figura 33. Sistema de planificación PSR Core utilizado en el estudio.

planificación de la expansión. Para caracterizar los proyectos renovables (eólicas y/o solares) es necesario representar escenarios de producción con discretización horaria (o menor).

Para estos casos, el módulo HERA tiene una interfaz de acceso a bases de datos públicas globales, por ejemplo, el Global Atlas (NCEP/NCAR), SWERA, IRENA Global Atlas y otros. El HERA también puede ser utilizado con bases de datos de cada país, pues los formatos de estas bases son estándar.

Por ejemplo, para el caso de la fuente eólica, el Global Atlas proporciona treinta años de datos históricos horarios asociados a regiones que pueden ser seleccionadas por el usuario. Estos

datos históricos no corresponden a registros medidos, pero a estimativas generadas a partir de modelos atmosféricos utilizando técnicas estadísticas de “reanálisis”. La calidad de los resultados es adecuada para utilización en estudios de planificación de la expansión.

Los pasos siguientes para el diseño de los proyectos candidatos son: (i) identificar los sitios más atractivos basados en el factor de capacidad y la ubicación que afecta los costos de conexión a la red de transmisión; (ii) transformar la serie de viento (o incidencia solar) en escenarios de producción de energía (considerando hipótesis de ingeniería – para el caso de las eólicas, la altura de la torre, distancia entre hileras de generadores, fabricante de turbinas, etc.

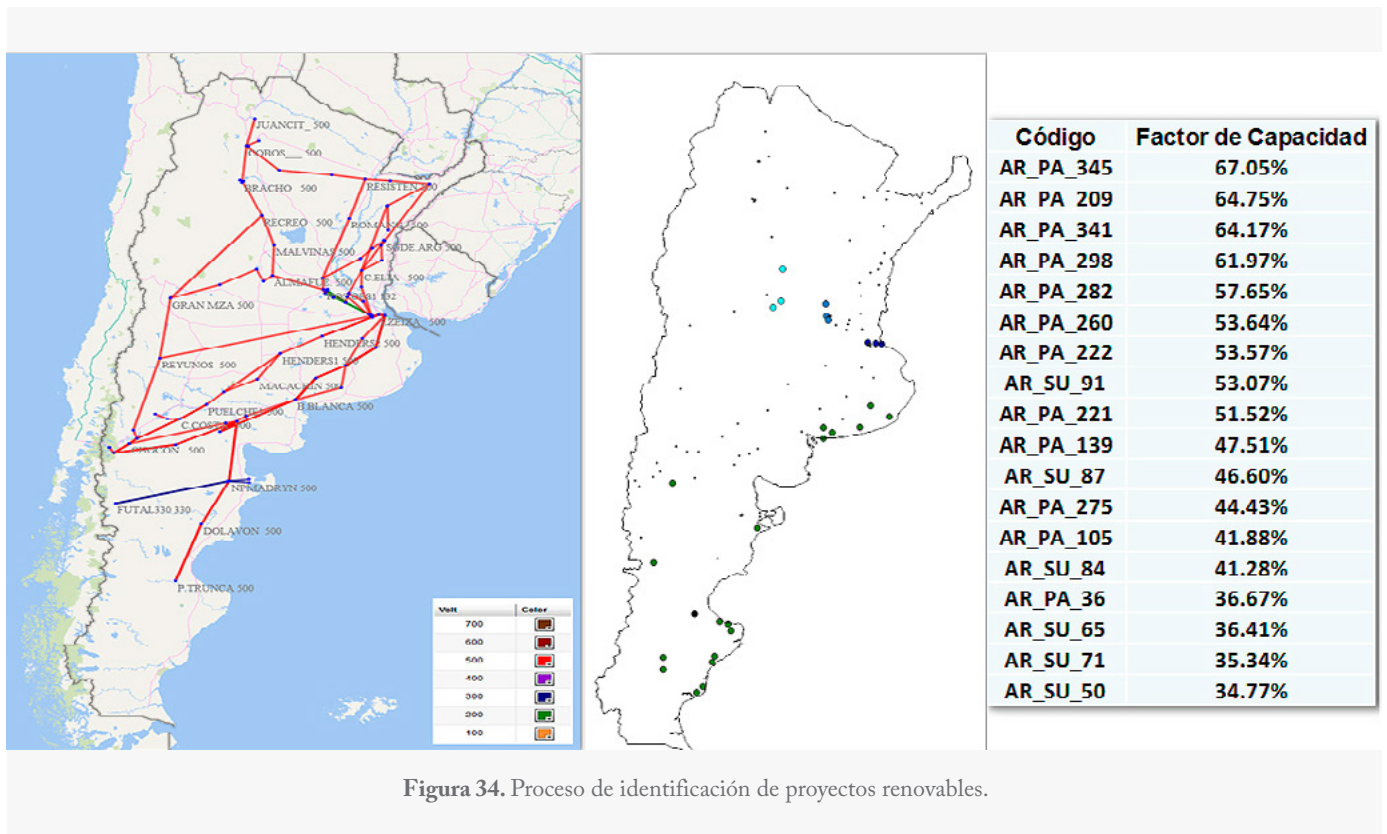


Figura 34. Proceso de identificación de proyectos renovables.

La **figura 34** muestra un ejemplo del proceso de identificación de proyectos eólicos candidatos en Argentina.

**Time Series Lab – Escenarios estocásticos multi-escala** – La representación de las fuentes de energías renovables en los estudios de planificación y operación debe considerar varios aspectos: (i) los conjuntos de datos históricos del viento/solar (mismo con reanálisis) son, en general, más cortos que los registros de aportes de caudales afluentes a las plantas hidroeléctricas; (ii) los escenarios de producción de las renovables debe ser representado en base horaria (para representar la incertidumbre en la producción), sin embargo, los aportes de caudales a las plantas hidroeléctricas es más preciso sobre una base semanal o mensual; (iii) las fuentes de energías renovables pueden tener diferentes patrones estacionales; (iv) en contraste con los

aportes de caudales (que se representan a través de una familia de distribución de probabilidad (lognormal), la representación de la producción de las centrales renovables requieren un conjunto más diverso de distribuciones de probabilidad. Por esta razón, el TSL representa distribuciones renovables mediante esquemas de núcleos no paramétricos; (v) el viento puede tener una compleja dependencia espacial con otros sitios, así como con los aportes de caudales, como se ilustra en la **figura 35**.

El TSL modela las dependencias espaciales entre eólicas y las series de aporte de caudales a través de una red Bayesiana, que determina un conjunto de “anchor” nodos, que representan el viento y los aportes de caudales (también se puede representar la dependencia con el consumo de electricidad) y, para cada sitio, el conjunto de nodos dependientes.

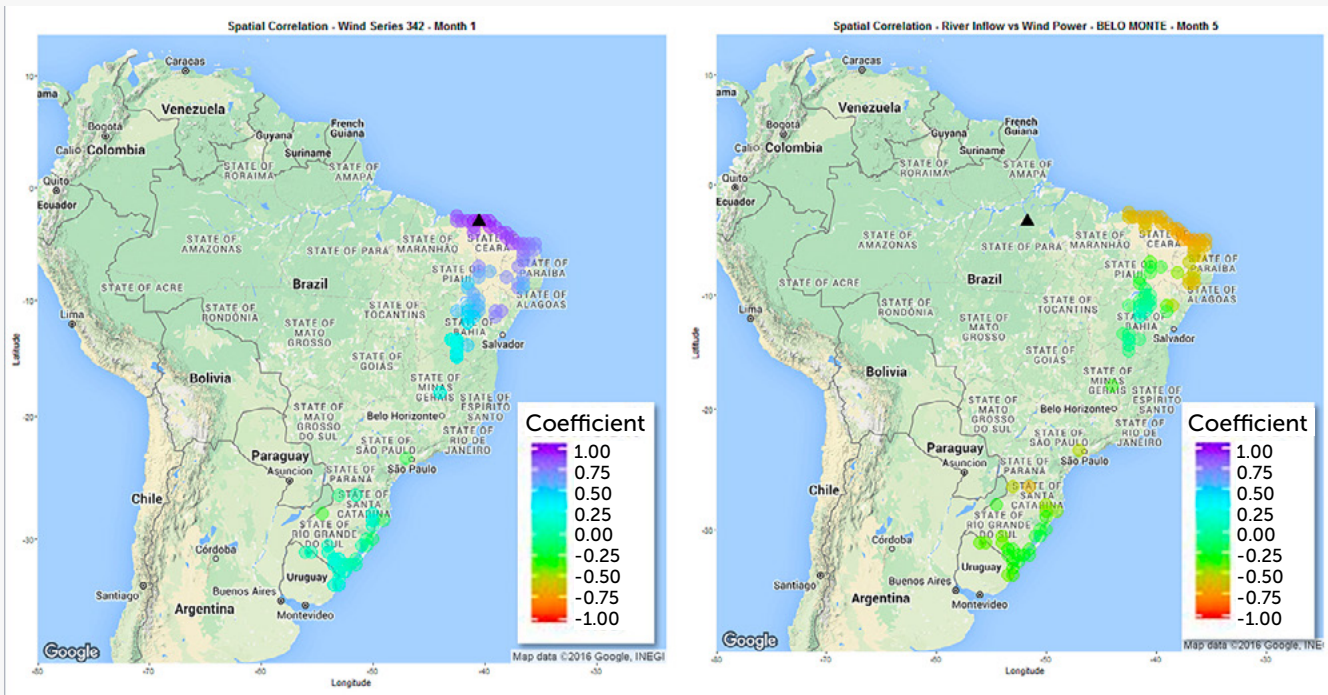


Figura 35. Correlación espacial viento × caudales.

La generación de los escenarios de producción se hace en dos pasos: generar escenarios semanales o mensuales por un modelo auto regresivo periódico (PAR-p). Posteriormente, se generan escenarios horarios para la producción eólica/solar condicionados al “anchor” caudales (semanal/mensual) y a otros nodos renovables.

El resultado final es un conjunto de escenarios probabilísticos para los aportes de caudales y renovables coherentes y que pueden ser utilizados tanto para el cálculo de la política de operación estocástica como para las simulaciones detalladas por hora.

**TSL – Cálculo de las reservas de generación**  
– Este módulo TSL también puede ser utilizado para establecer los requisitos de reserva en función de las fluctuaciones observadas en

los históricos de producción de las centrales renovables (eólicas y solares). De forma simplificada, la reserva se estima de la siguiente manera. Sea  $e_{\tau}^s$  la producción de energía renovable en la hora  $\tau$  del escenario  $s$ . Por ejemplo,  $\tau$  podría indexar las horas de una semana,  $\tau=1, \dots, 168$ , y el número total de escenarios podría ser  $s = 1, \dots, S$ .

El primer paso es calcular la variación horaria (aumento/disminución) para cada etapa y escenario:

$$\delta_{\tau}^s = |e_{\tau}^s - e_{\tau-1}^s|, \text{ para } \tau = 2, \dots, 168; s = 1, \dots, S.$$

A continuación, calculamos la variación máxima a lo largo de las horas de cada escenario:

$$\bar{\delta}^s = \max_{\tau} \{\delta_{\tau}^s\}; \text{ para } s = 1, \dots, S$$

Finalmente, ordenamos el conjunto  $\{\bar{\delta}^s\}$  aumentando los valores y definiendo la reserva de generación como el cuartil superior  $\alpha$  (por ejemplo, 1%) del conjunto. Esto puede interpretarse como un criterio de valor en riesgo (VaR), donde  $\alpha$  es el riesgo de no tener suficiente reserva de generación al largo del período. El procedimiento de cálculo de reserva anterior se utiliza para cada etapa, escenario y hora de SDDP/NCP, permitiendo así el modelado de las reservas relacionadas con la volatilidad.

Finalmente, también es posible extender el procedimiento para representar proyectos candidatos renovables. Básicamente, las producciones de energía del proyecto  $\{e_t^S\}$  se multiplican por la variable binaria que representa

la decisión de inversión (ver la descripción de OptGen). Debido a que el proceso de cálculo sigue siendo un conjunto de operaciones lineales, esto significa que es posible resolver un problema óptimo de expansión de generación con un ajuste dinámico de los requerimientos de reservas que depende de la decisión de invertir en energías renovables. En consecuencia, podemos tener una optimización global de todos los componentes del sistema: capacidad de generación, reserva, costos de operación y confiabilidad del suministro.

**Integración del TSL con los modelos de optimización** – La integración de los datos estimados para las renovables y los modelos del PSR Core a través del TSL se ilustra en la **figura 36** (ejemplo para el sistema de chileno).

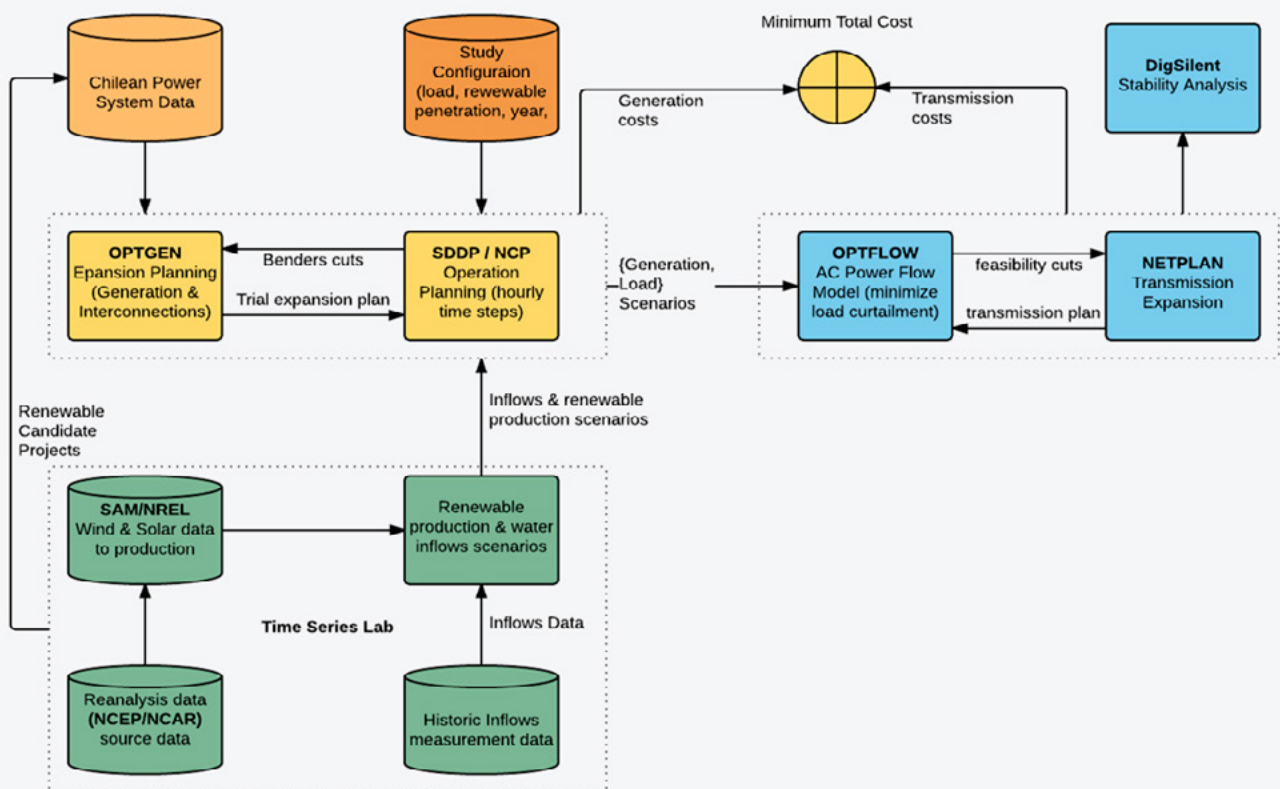


Figura 36. Integración de los datos a los módulos de optimización/simulación.

## Optimización y análisis de la expansión

**SDDP/NCP (simulación operativa probabilística con resolución horaria)** – El modelo de simulación probabilística generación/transmisión SDDP tiene pasos de tiempo (etapas) semanales o mensuales para horizontes de 40 años, o más. Dentro de cada etapa, se puede representar desde bloques de carga (por ejemplo, 21 bloques en la semana, que representarían 3 valores por día) hasta la discretización horaria (esta representación horaria en el SDDP es conocida por NCP, pues es el nombre del modelo PSR que también se utiliza para la operación “day ahead” o “week ahead”).

El SDDP tiene un modelado detallado de todos los elementos del sistema: (i) generación térmica (gas, petróleo, nuclear, etc.), hidroeléctrica, las nuevas fuentes renovables (hidroeléctrica, eólica, biomasa, solar) etc.; (ii) almacenamiento: hidroeléctricas, bombeo, baterías etc.; (iii) respuesta de la demanda por barra y por región; y (iii) transmisión: interconexiones (modelo de transporte), modelo de flujo de potencia activa (DC) con pérdidas cuadráticas; modelo de flujo de potencia óptimo AC completo, incluyendo dispositivos FACTS (OptFlow).

Las principales características de los módulos de simulación SDDP/NCP son:

- Permite estudios de largo plazo (+40 años);
- Discretización semanal o mensual (simulación horaria);

- Operación individualizada de plantas hidroeléctricas, térmicas y renovables;
- Restricciones específicas para hidroeléctricas: límites de almacenamiento (mínimo y máximo), alerta, control de crecidas, riego, límites de defluencia, límites de turbinamiento, caudal ambiental etc.
- Para simulaciones horarias, representación del tiempo de viaje del agua entre plantas en cascada, commitment, rampas, minimum uptime and down-time etc.;
- Restricciones de reserva y de generación;
- Representación de redes de transmisión (modelo de flujo de potencia lineal) y acoplamiento automático con el modelo de flujo de potencia óptimo OptFlow que permite la representación de la red de transmisión por el modelo de flujo de potencia completo (AC);
- Representación de redes de transporte de gas natural, demandas no eléctricas y fuentes de producción;
- Representación de incertidumbres como:
  - Aportes de caudales se representan automáticamente por un modelo estocástico auto-regresivo multi-variado. Los parámetros del modelo estocástico se ajustan con base en los registros históricos. Escenarios sintéticos de caudales se generan por un procedimiento Monte Carlo, permitiendo

incluir efectos macro-climáticos como el fenómeno El Niño.

- Fallas de equipos de generación y transmisión por un esquema de simulación Monte Carlo;
- Variabilidad de la demanda por una distribución de probabilidad normal.

El algoritmo SDDP (que se puede interpretar como una descomposición de Benders estocástica para múltiples etapas) es reconocido mundialmente como uno de los esquemas más eficientes para la solución de problemas reales de este tipo y es el tema de múltiples artículos de investigación por universidades en todo el mundo. Por ejemplo, en el International Congress on Stochastic Optimization (ICSP) de 2016, que es el principal evento académico de esta área, 10% de los artículos presentados tenían como tema el algoritmo SDDP.

**OptGen (Expansión integrada generación/interconexión)** – El OptGen determina los refuerzos óptimos (mínimo costo de inversión + operación) para la generación y para los troncales principales del sistema de transmisión a lo largo del periodo de estudio. Las principales características del OptGen son:

- Representa como opciones de expansión fuentes renovables (eólica, solar, biomasa, etc.), generación hidroeléctrica, térmica y otros.
- Permite estudios de largo plazo (+40 años);

- Pasos de tiempo para las decisiones de inversión ajustables – anuales, semestrales, trimensuales, mensuales;
- Datos financieros detallados – costos de inversión, esquemas de pago de los proyectos, vida útil, tiempo de construcción, etc.;
- Datos específicos de la decisión de inversión – proyectos opcionales u obligatorios, variables de decisión entera o continua, fechas mínima y máxima para la entrada en operación de los proyectos candidatos, cronograma para entrada en operación para las unidades generadoras, otras;
- Restricciones adicionales – energía firme, potencia firme, exclusividad, asociación, precedencia entre proyectos, mínima/máxima capacidad adicional;

**Metodología de solución** – El objetivo de la planificación de la expansión es minimizar la suma de los costos de inversión (equipos de generación y transmisión) y del valor esperado de los costos variables: costos operativos de las plantas térmicas más penalidades por las fallas en el suministro. La **figura 37** muestra la metodología de solución del problema, conocida como descomposición de Benders.

**Descomposición de Benders** – PSR ha sido pionera a nivel mundial en el desarrollo y aplicación del esquema de descomposición de Benders a los problemas de planeación. Este esquema separa el problema de optimización estocástico/entero en dos módulos de optimi-



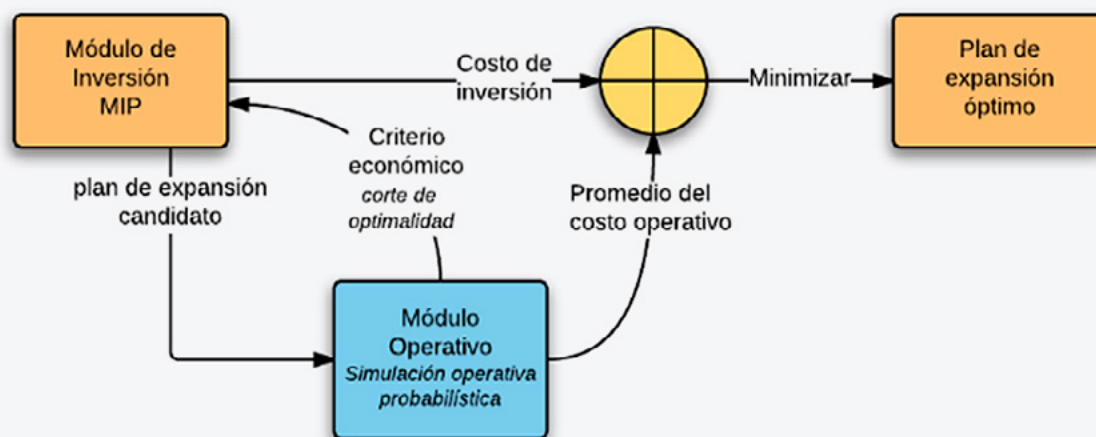


Figura 37. Metodología de solución del OptGen (descomposición de Benders).

zación, que se resuelven iterativamente hasta llegar a la solución óptima global: (i) el llamado módulo de inversión, donde se determina un plan de expansión candidato a través de la solución de un modelo de programación lineal entera (MILP); y (ii) el módulo operativo, que calcula el promedio de los costos operativos resultantes del plan candidato producido por el módulo de inversión, a través de la solución de un problema de optimización. La figura a continuación ilustra el esquema de descomposición de Benders.

**Módulo de inversión** – En la planeación integrada (co-optimización de la expansión de la generación y transmisión) el módulo de inversión representa los generadores y circuitos candidatos como variables de decisión binarias a lo largo del horizonte del estudio. El problema de optimización es minimizar la suma del valor presente de los costos de inversión y de una aproximación del valor esperado del costo operativo resultante del plan. Como se describe a continuación, esta aproximación

es una función lineal por partes producida por el módulo operativo.

**Módulo operativo** – El módulo operativo calcula la política estocástica que minimiza el promedio de los costos operativos a lo largo del horizonte del estudio, tomando en cuenta las incertidumbres en los caudales, producción de las renovables, fallas en los equipos, etc. Este problema se resuelve a través del algoritmo de programación dinámica estocástica dual.

**Enlace del módulo operativo para el módulo de inversión** – Este enlace (ver figura anterior) es una restricción lineal, conocida como corte de Benders, que se añade al problema del módulo de inversión. El corte de Benders se puede interpretar como una aproximación lineal del valor esperado del costo operativo con respecto a diferentes decisiones de inversión en el plan de expansión, calculado alrededor del plan candidato suministrado por el módulo de inversión. Esto significa que, a cada iteración del esquema [módulo de inversión, módulo de

operación], se mejora la representación aproximada del costo operativo en el módulo de inversión. Con esto, se tiene el criterio de convergencia para el esquema de descomposición, presentado a continuación.

**Criterio de convergencia de la descomposición de Benders** – El valor óptimo de la solución del módulo de inversión a cada iteración es un límite inferior para la solución óptima global (la razón es que la representación lineal por partes del costo operativo es una aproximación “por abajo” del verdadero costo). A su vez, la suma del costo de inversión del plan candidato y del costo operativo “real” (calculado por el módulo operativo) es un límite superior para el óptimo global (la razón es que el plan candidato producido por el módulo de expansión no es necesariamente el plan óptimo).

Dado que, como mencionado, el corte de Benders hace que, a cada iteración, el módulo de inversión tenga una representación mejor del costo operativo, el esquema de Benders aumenta progresivamente el límite inferior (y reduce el superior, pues los planes candidatos son cada vez mejores) hasta que ambos coinciden (para una precisión especificada por el usuario).

**NetPlan (planificación detallada de la transmisión)** – El NetPlan optimiza el sistema de transmisión en todos los niveles: refuerzos en los circuitos, transformadores y fuentes reactivas. Para la planificación de la transmisión se utiliza un esquema de optimización jerárquico, ilustrado en la **figura 38**.

*Planificación integrada de la generación/interconexiones* – se aplica el esquema de descomposi-

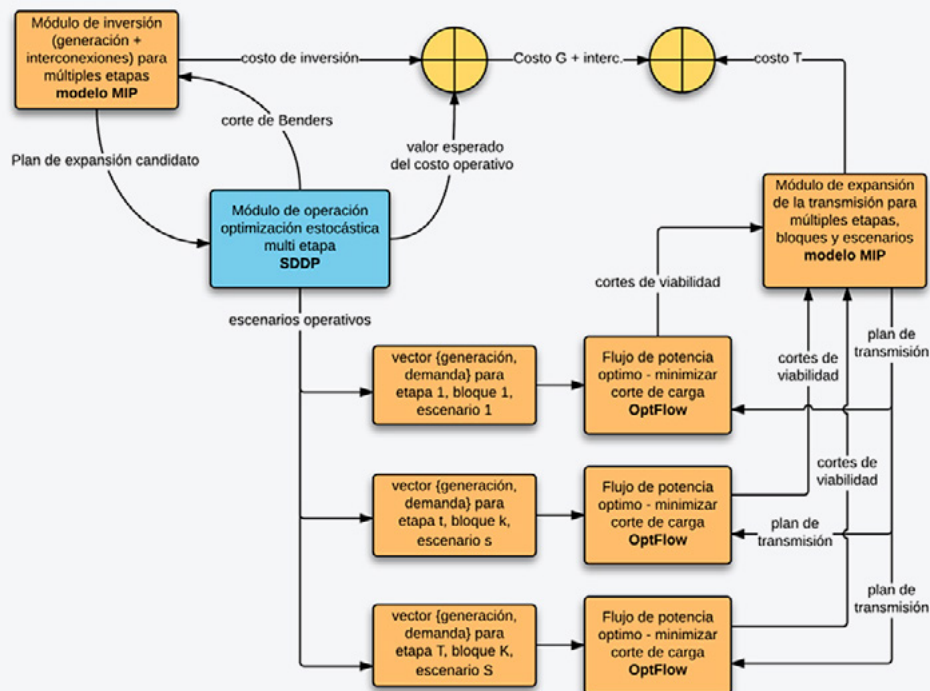


Figura 38. NetPlan: esquema jerárquico de planificación.

ción OptGen + SDDP/NCP, presentado en la sección anterior, hasta la convergencia.

*Simulación estocástica de la operación del sistema* con el plan de expansión óptimo de generación para producir escenarios de generación y demanda para cada etapa; bloco de demanda; y escenario estocástico (caudales, generación renovable, etc.). Cada escenario de generación y demanda producido en este paso se representa como un vector de inyecciones en las respectivas barras de generación (inyección positiva) y demanda (negativa) de la red de transmisión.

*Planificación del sistema de transmisión como un problema de optimización robusta*, donde el objetivo es minimizar el costo de inversión en transmisión que elimine las sobrecargas para todos los escenarios producidos en el paso (iii).

El algoritmo de solución para la planeación de la transmisión jerárquica tiene como base el algoritmo de descomposición de Benders.

**OptFlow/Coral (análisis de la red de transmisión)** – El último componente del conjunto de modelos incluye: (i) el OptFlow, que determina la optimización operativa del sistema tomando en cuenta el modelado más completo de la red (flujo de potencia AC); y (ii) el modelo de confiabilidad de suministro generación/transmisión Coral, que representa las fallas aleatorias de los equipos de generación y transmisión, la variabilidad de la producción renovable, de la demanda y determina los índices de confiabilidad de suministro tales como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), el pro-

medio de la energía no suministrada (EENS) entre otros.

De manera análoga al manejo de los componentes de inversión, integrado o jerárquico, el OptFlow y el Coral se pueden ejecutar en conjunto con el SDDP/NCP o después de un estudio con estos componentes. Como mencionado, el manejo del sistema bajo el punto de vista del usuario es siempre integrado, pues los resultados de un estudio se transfieren automáticamente para el siguiente.

La tarea básica de cada uno de los modelos del sistema de planeación es la solución de un problema (o conjunto de problemas) de optimización bastante complejo. Se presenta a continuación una descripción de los algoritmos de solución adoptados por PSR.

## Infraestructura – gerencia de datos y computación de alto-desempeño

**ePSR: Módulo para gerencia de la base de datos y estudios** – La base de datos, módulos del sistema de planeación y el control y manejo de los estudios de planeación de la expansión y operación de sistemas eléctricos se manejan de forma integrada a través del módulo para la gerencia de estudios de casos y base de datos – el ePSR – que implementa un ambiente integrado y colaborativo para el desarrollo de estudios de planeación de la expansión y operación de sistemas eléctricos. La **figura 39** ilustra la arquitectura conceptual del módulo para gerencia de la base de datos y estudios.

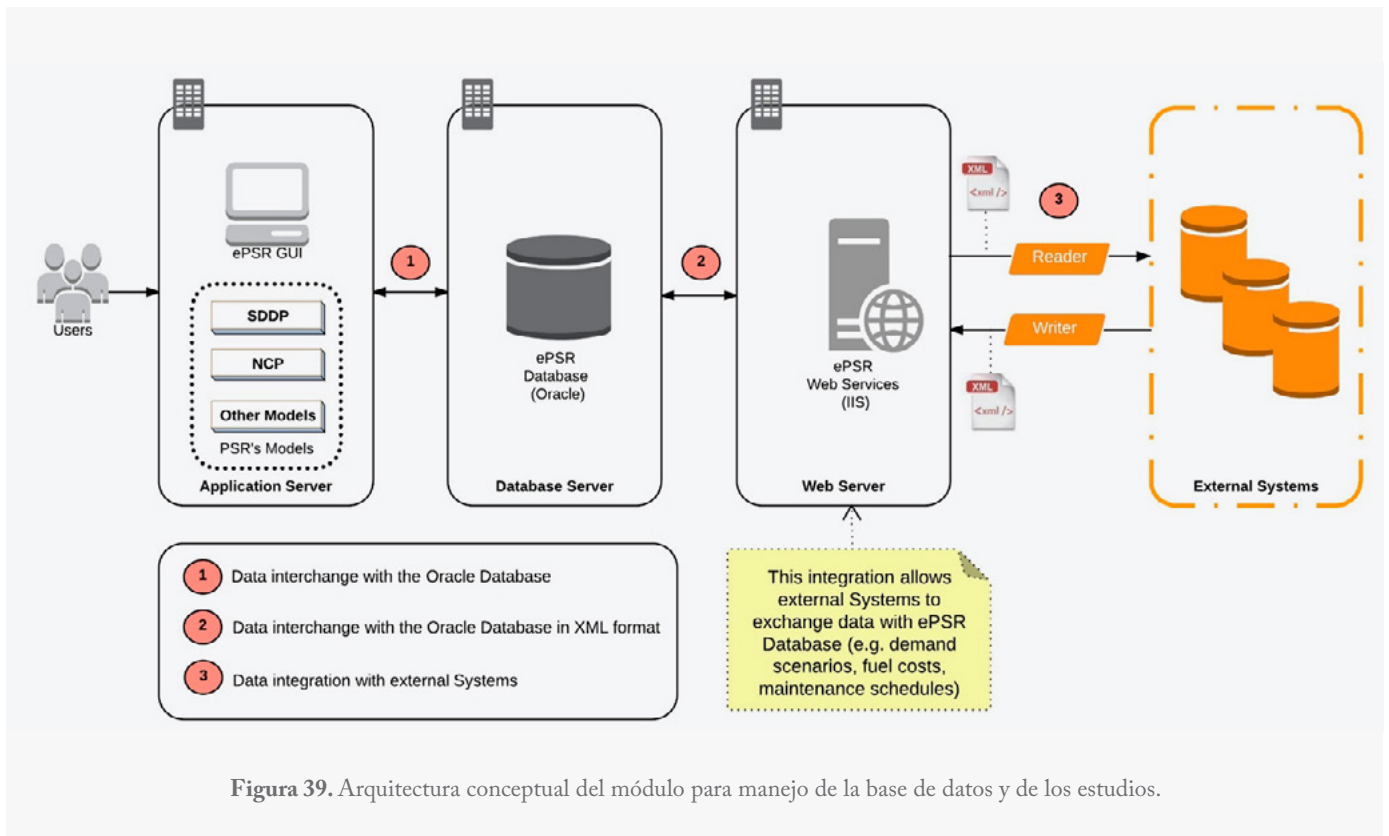


Figura 39. Arquitectura conceptual del módulo para manejo de la base de datos y de los estudios.

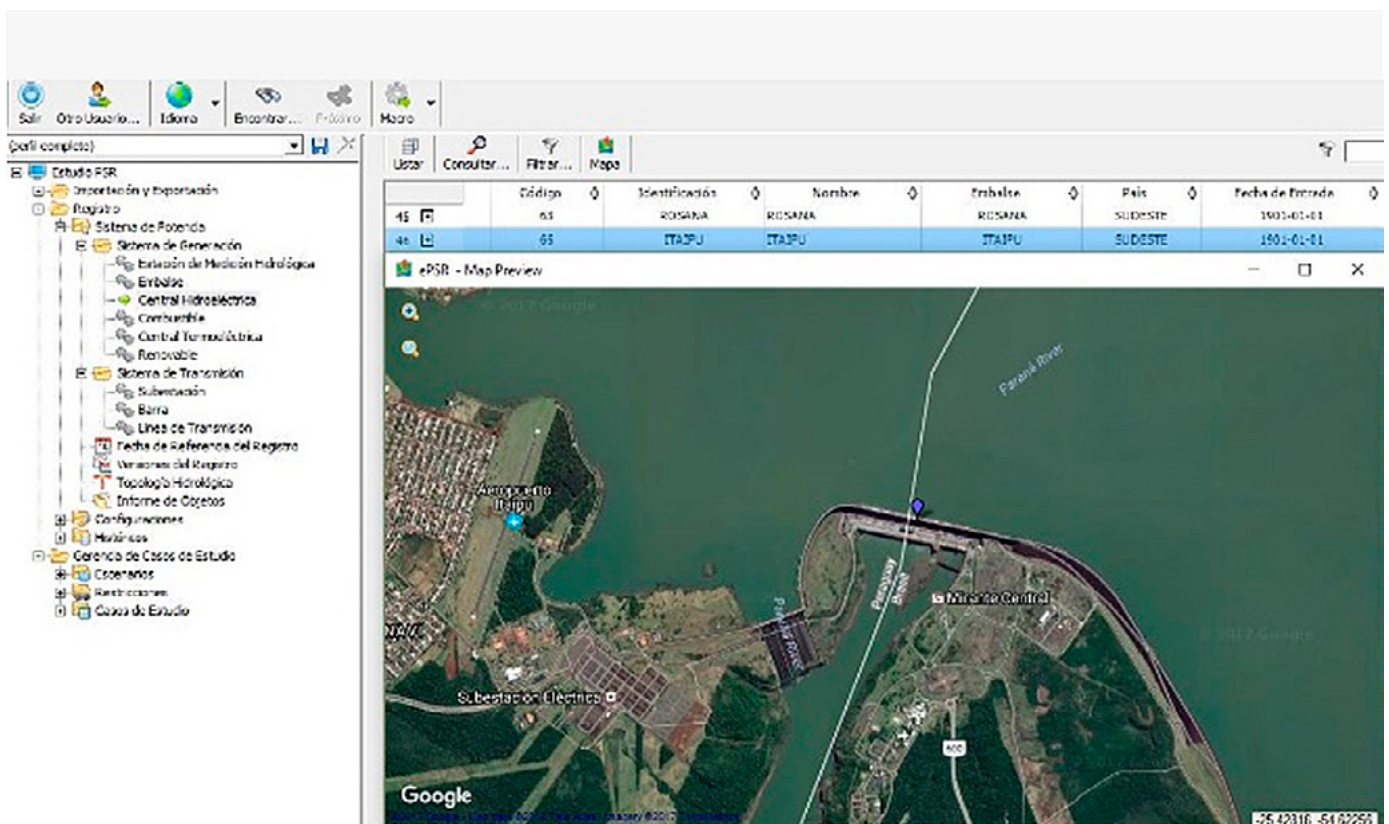


Figura 40. Pantalla principal del ambiente ePSR – datos de centrales hidroeléctricas.

El ambiente ePSR se compone de una base de datos Oracle, una interfaz gráfica para la gestión de la información y funcionalidades para la verificación de la consistencia de la información, seguridad, registro de versiones etc. y un visualizador geo-referenciado de los componentes del sistema de potencia.

La **figura 40** muestra la pantalla principal del ePSR, ilustrando la central Itaipu y su ubicación.

**Organización de las informaciones** – Las informaciones en la base de datos del ePSR se agrupan en cinco diferentes categorías, de acuerdo con su naturaleza. Estas categorías están descriptas a continuación:

Componentes del sistema de potencia (catastro) – componentes del sistema (centrales, embalses, líneas de transmisión, subestaciones, barras, transformadores de potencia etc.) se describen a través de sus especificaciones técnicas (variables eléctricas, energéticas, económicas, ambientales etc.). Algunas variables son constantes en el tiempo y otras pueden cambiar o ser representadas por funciones. Las actualizaciones de los datos de los componentes del sistema de potencia se administran de forma versionada, de forma que a cualquier momento el usuario del sistema puede recuperar una versión antigua de la base de datos, garantizando que estudios criados a partir de la base de datos puedan ser reproducidos a cualquier momento.

Configuraciones del sistema de potencia – definen organizaciones abstractas de los componentes del sistema eléctrico a través de subconjuntos interrelacionados, áreas eléctricas y áreas de control eléctrico, etc.

Series temporales – datos históricos y escenarios futuros tales como aportes de caudales de las hidroeléctricas, nivel de almacenamiento de los embalses, históricos de generación y demanda, precios de combustibles, variables macro-climáticas, pronósticos de demanda, etc.

Restricciones: reglas operativas que, en general, restringen el despacho de energía, por ejemplo: restricciones operativas de los embalses, límites de generación, reserva rodante, restricciones de “unit commitment”, restricciones de seguridad de transmisión y muchas otras.

Estudios de caso: un estudio de caso se define seleccionando una versión del catastro (componentes del sistema de potencia), una configuración, datos históricos, escenarios y restricciones, previamente definidos en la base de datos. Adicionalmente, se definen parámetros adicionales que dependen del estudio que será realizado (por ejemplo, el horizonte de estudio).

Una vez definido, un estudio de caso se ejecuta a través del módulo de optimización/simulación directamente a través de la interfaz del ePSR. El ePSR automáticamente carga y ejecuta el módulo de optimización/simulación seleccionado, generando los datos específicos del módulo, gerenciando el proceso de solución y suministrando los elementos para el análisis de los resultados.

Uno de los aspectos más importantes del ambiente para la gerencia de estudios de casos es su capacidad para gerenciar la información de los estudios. Los usuarios pueden realizar cambios y/o adiciones a la base de datos que, de esta forma, quedan disponibles para todos

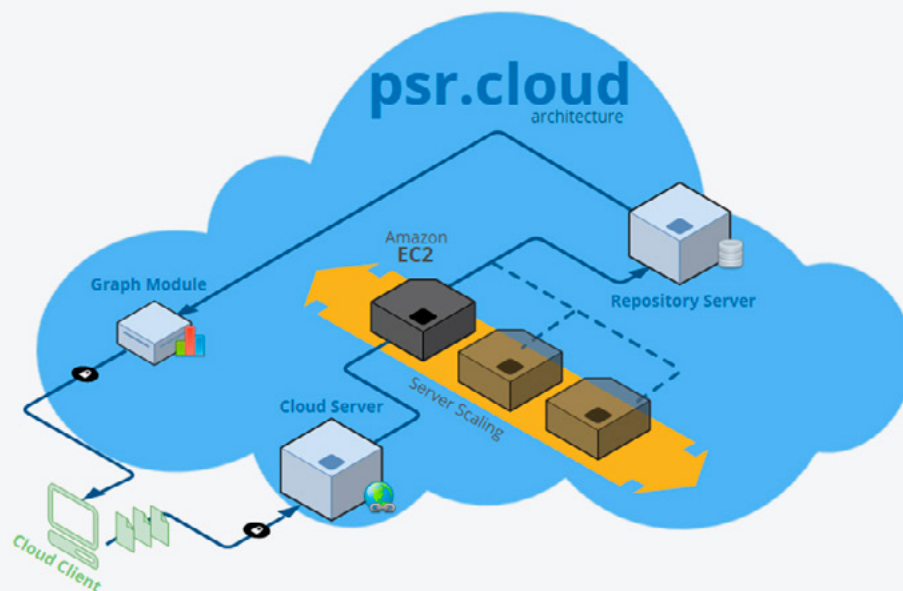
los usuarios con acceso al ambiente ePSR. Además de integrar la base de datos, escenarios y estudios de planeación, el ePSR también provee facilidades para integrar otros componentes, como sistemas ERP (“Enterprise Resource Planning”).

**Aplicaciones del ePSR** – El ePSR se ha utilizado en una amplia gama de aplicaciones, incluyendo: (i) operación a corto plazo en centros de control; (ii) estudios operacionales integrados con el sistema de información corporativa de las empresas (gestión integral de riesgos); (iii) servicios de proyección de precios de mercado (por ejemplo, el NordPool, con Thomson Reuters); (iv) estudios de planificación de los países; (v) estudios de planificación energética

integrados (electricidad, hidrocarburos, etc.) (por Ministerio de energía de Chile); y (vi) estudios de interconexión regional.

**PSR Cloud: Módulo para acceso a computación de alto desempeño** – Los modelos para la planeación de sistemas eléctricos desarrollados por PSR han estado funcionando en las redes de computadora desde 2001 y con la creación del servicio en nube de Amazon (AWS), se desarrolló una herramienta para el control y gerencia de la ejecución de los modelos de planeación de PSR en la nube de Amazon – el PSR Cloud.

La siguiente figura ilustra su funcionamiento de forma conceptual.



- (1) El usuario informa a la carpeta de datos de entrada de estudio y al número de procesadores deseado;
- (2) Cuando el usuario inicia la ejecución del caso, el cliente de nube carga los datos de entrada del estudio en el servidor de nube;
- (3) El servidor de nube asigna el número requerido de servidores para cumplir el número solicitado de procesadores;
- (4) Una vez finalizada la ejecución, el usuario puede graficar los resultados, utilizando el módulo Graph;
- (5) Los resultados también se pueden descargar en el equipo local del usuario.

Figura 41. Funcionamiento del servicio PSR Cloud.

# Actividades de la CIER para la promoción de la integración regional

## Autor

Juan José Carrasco, Secretario Ejecutivo de la CIER

## Introducción

En el discurso de cierre del Primer Congreso de Integración Eléctrica Regional, hace ya 53 años, se decía:

- *“Las plantas generadoras y la red de alta tensión alcanzaron la importancia suficiente como para que futuras expansiones de sus instalaciones, deban realizarse teniendo en cuenta la posibilidad de intercambiar energía con los países vecinos.”*
- *“Consecuentemente con ello, las futuras instalaciones de centrales y líneas de interconexión, no solo deberían obedecer a las condiciones económicas de país, sino que también referirse a los planes de economía regional dentro del Continente.”*
- *“Cuando la importancia del sistema hace pensar en la necesidad de franquear fronteras, la economía regional debe ser un factor importante en la determinación de las soluciones más convenientes.”*

- *“La integración eléctrica regional no es solo un problema de la interconexión o de la energía que se pueda intercambiar, es fundamentalmente un **problema de cómo nos vamos a entender, dialogar, y superar nuestros prejuicios y estrecheces.**”*

La CIER desde hace 53 años viene trabajando, en forma muchas veces imperceptible, en el desarrollo del sector eléctrico en la región, sabiendo que los procesos son de largo plazo. Si bien esta característica es conocida por los grupos de interés involucrados, muchas veces, las exigencias del día a día nos vuelven impacientes, nos crean dudas o dan señales de desaliento. A pesar de esto, son bien conocidos los beneficios de aumentar el grado de integración, tales como lograr escala con mercados internos mayores que nos permita insertarnos en el mundo, aprovechar las complementariedades de los importantes recursos humanos, optimizar los esfuerzos por mejorar las relaciones costo-beneficio, y liberar recursos de capital para mejorar la calidad de sectores fundamentales como salud, educación u otras infraestructuras.

Resulta fundamental, al momento de evaluar las acciones de la CIER, recordar:

- Nuestra **Misión** como organización es la de promover e impulsar la integración del Sector Energético Regional con énfasis en la interconexión de los sistemas, la integración de los mercados, la coopera-

ción mutua entre sus asociados, la gestión del conocimiento y la promoción de negocios sustentables.

Por lo cual nuestra tarea es la de planificar, desarrollar y ejecutar actividades, con la participación de distintos grupos de interés, en forma abierta y plural, que actúen como catalizador para el desarrollo de ideas y relaciones que colaboren en generar condiciones favorables para que los propios grupos desarrollen la integración y los negocios vinculados a la misma.

- Nuestros **Valores** son las creencias sobre las que desarrollamos las actividades que nos permiten cumplir con la misión organizacional y entre ellos destacamos:
  - Cooperación solidaria
  - Compromiso
  - Pluralidad
  - Confianza y confiabilidad
  - Trabajo colaborativo

## Historia reciente de las actividades realizadas por la CIER sobre integración

En los últimos 20 años, la CIER ha producido un importante número de estudios, talleres y seminarios de divulgación, con contenido de calidad, que han sido tomados como referencia y que siguen siendo mencionados dentro de distintos foros y por distintos organismos. Estas actividades fueron desarrolladas por los grupos de trabajo de operadores y planificadores de sistemas, a los cuales aprovechamos para agradecerles sus aportes.

Los proyectos de CIER también han sido diseñados por estos grupos en respuesta a necesidades y visiones realistas de los mismos, resultantes de numerosas reuniones presenciales y virtuales que se realizan de forma sistemática. Los grupos de trabajo de CIER en la materia han generado una cultura de trabajo colaborativo, sistémico y voluntario entre los operadores, planificadores y otros especialistas de la región.

Debemos resaltar que los proyectos que se mencionan a continuación, se han realizado con la colaboración de los grupos de trabajo CIER y la dirección de profesionales con amplia experiencia, propios o de otras organizaciones asociadas. Estos trabajos se destacan por estar ajustados a la realidad, por la calidad de su información, por la profundidad del análisis y por el conceso técnico de los posibles implicados en la aplicación de los resultados. Todo esto asegura que dichos proyectos sean de gran utilidad para los usuarios principales, y particularmente para los mismos administradores de mercado y las empresas del sector.

A continuación, expondremos los proyectos que CIER lleva adelante sobre integración. Los mismos recogen la posición de CIER la cual ha variado adaptándose a situaciones del entorno geopolítico, económico, regulatorio y tecnológico.

### CIER 01: Estudio de las complementariedades de las cuencas hidrográficas de la región sudamericana

Este proyecto tuvo por objeto analizar el grado de complementariedad hidrológica anual representada por series pluviométricas de las principales cuencas hidrográficas de América del Sur, considerando las interconexiones de



los sistemas eléctricos de los diferentes países del continente.

Alta complementariedad de las cuencas del Magdalena/Cauca; Orinoco/Caroni; Marañón/Solimoes; Trombetas; Xingú; Tocantins/Araguaia; San Francisco; Paraná/Paraguay.

### CIER 02: Mercados mayoristas y factibilidad de las interconexiones

Tuvo por objeto promover una mayor integración eléctrica subcontinental, definiendo la conveniencia de interconexiones físicas y los corredores de interconexiones eléctricas internacionales, mediante un estudio sistemático del conjunto para la región sudamericana, con alcance a largo plazo. Igualmente construye una base de datos para consulta dirigida principalmente a la gestión gubernamental (reglamento, barreras, políticas) y para la gestión privada (oportunidades de inversión y beneficios).

Los ahorros en inversiones a partir de los proyectos definidos confirman las enormes ventajas económicas de la integración.

### CIER 03: Interconexiones regionales de mercados eléctricos en Sudamérica. Estudio de las barreras técnicas, económicas y regulatorias, y propuestas para superarlas

Análisis crítico de los aspectos técnicos, comerciales y regulatorios para la integración energética en América del Sur con la finalidad de dar recomendaciones sobre normas, regula-

ción y operaciones que faciliten la institución de un Mercado Regional de Electricidad a través de las interconexiones actuales y otras en construcción.

Fueron analizadas las principales barreras y las propuestas de solución en cada caso.

### CIER 07: Coordinación y manejo del mercado regional de América del Sur

Se realizó un estudio y análisis interdisciplinario y sistemático del marco legal y regulatorio del sector eléctrico en Sudamérica, Centroamérica y República Dominicana. Ver la evolución y situación del sector en cada país. Relevar la normativa que tiene mayor impacto en la inversión y rentabilidad de las empresas.

2007 - 2016 - Marco normativo y regulatorio. Aspectos relevantes para la rentabilidad y la inversión en el sector eléctrico.

2006 - Remuneración de la transmisión y regulación en la transmisión de interconexiones.

2005 - Remuneración de generación en los mercados mayoristas de América del Sur y España.

2004 - Interconexiones regionales del sector eléctrico de América del Sur: estructuración legal y comercial. Resultados y lecciones aprendidas.

2003 - Marco normativo de la remuneración del negocio de la distribución. Estructura de las

instituciones regionales. Regulador, operador y administrador regional.

### CIER 15: Estudio de transacciones de energía entre las regiones de América Central, Andina y Cono Sur

El objeto de este proyecto fue el de analizar, bajo los aspectos técnico, comercial, regulatorio y operativo, la factibilidad de implantación o el aumento de las transacciones de energía eléctrica entre las regiones de América Central, Andina y del Mercosur. Se espera así, contribuir para la toma de decisiones y acciones entre los participantes públicos y privados relacionados a la integración de los referidos mercados. Se pretende igualmente avanzar en el desarrollo conceptual de los elementos clave para la evaluación de potenciales interconexiones de mercados.

**Países participantes:** Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay.

#### FASE I del CIER 15:

- La elaboración del análisis histórico y crítico de las interconexiones existentes (gas y energía eléctrica) y su evolución en la Comunidad Andina, en América Central y en el Mercosur a partir del punto de vista de la operación técnica y comercial;
- El análisis de la evolución regulatoria e institucional de los mercados eléctricos y de gas en cada región;

- La definición de escenarios para el desarrollo de los estudios de la Fase II.

Como resultado de esas actividades fueron determinados y caracterizados los estudios energéticos de beneficios y riesgos asociados a las interconexiones de energía que podrían ser implantadas entre países y que escenarios evaluar para los mismos.

#### FASE II del CIER 15:

- Elaboración de estudios energéticos de demanda y suministro de las regiones Andina, América Central y Mercosur, incluyendo gas y energía eléctrica en el horizonte de 10 años con el objetivo de determinar los beneficios y oportunidades para diferentes escenarios regulatorios;
- Análisis y evolución de beneficios y costos de las integraciones, criterios y establecimiento para su adecuada atribución;
- Análisis de adecuados esquemas regulatorios y/o comerciales aplicables a las regiones Andina, América Central y Mercosur, para la remuneración de las interconexiones y redes regionales que permitan una expansión acorde con las necesidades de la integración.

Cabe mencionar que este estudio, es uno de los más importantes estudios sobre integración de los últimos 10 años, en el cual se incluyen importantes aspectos conceptuales sobre las barreras y qué tener en cuenta para que las interconexiones resulten exitosas, como se puede observar esquemáticamente en las **figuras 1 y 2**.

*Luego de 20 años de un proceso de integración que ha tenido avances y retrocesos, la “Comisión de Integración Eléctrica Regional” ha extraído una lista de puntos que de la experiencia de los análisis de los proyectos se pueden extraer algunos lecciones aprendidas*

### ASPECTOS BILATERALES

<b>Autonomía de cada país</b>	✓ <i>las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único y sí reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa</i>
<b>Respaldo institucional</b>	✓ <i>los acuerdos de interconexión deben siempre estar respaldados por un Tratado entre los países involucrados</i>
<b>Seguridad operativa</b>	✓ <i>cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En casos de dificultades de suministro, la prioridad debería ser el suministro local a excepción de los contratos firmes de exportación compartir juntos la restricción</i>
<b>Fijación de precios</b>	✓ <i>cada país debe ofertas a cada etapa una curva de disposición a exportar y otra curva de disposición a importar. Esquema de precios locales y para exportación</i>

Figura 1

## Lecciones aprendidas sobre Integración

*Estas lecciones pueden ser divididas entre diseño institucional y diseño operacional, las primeras hacen a la gobernanza del proyecto y relación bilateral entre los países y la segundo a la previsión para que cuestiones operativas no afecten la relación bilateral.*

### ASPECTOS OPERACIONALES

<b>Equidad en el intercambio:</b>	✓ <i>los CMCP deben calcularse en 2 pasos. De esta forma, la interconexión sólo podría reducir o mantener estables los precios de corto plazo de cada país. Tiene que ver con los aumentos de costos a la demanda exportadora</i>
<b>Remuneración de las interconexiones</b>	✓ <i>debería ser asegurada, no depender de ingresos variables no MWh y flujos</i>
<b>Rentas por cogestión</b>	✓ <i>deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión</i>
<b>Riesgo de retraso en la construcción</b>	✓ <i>el contrato de construcción debe hacerse por subasta donde el inversionista oferta el pago fijo deseado, pagadero sólo con la entrada en operación de la interconexión, en lo posible bajo un único responsable</i>
<b>Seguridad financiera para las transacciones</b>	✓ <i>los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras</i>

Figura 2

## Actividades realizadas por la CIER a partir del CIER 15

Para lograr el objetivo enunciado en nuestra Misión y a partir del proyecto CIER 15, se replantea cual sería la hoja de ruta de actividades que colaboren con los distintos grupos de interés y en particular con aquellos que están vinculados a la Planificación, Operación y Administración de los Sistemas Eléctricos, así como con los organismos de decisión política.

En este sentido, CIER define acciones a partir del contacto con los distintos grupos de interés que contribuyan a:

- Generar voluntad política a través del acceso a información confiable, transparente y oportuna, así

como relacionamiento permanente en trabajos colaborativos de los distintos grupos interés.

- Desarrollar una cultura de trabajo colaborativo.
- Desarrollar conocimiento técnico y soluciones en forma participativa.
- Facilitar la realización de estudio por países.

Dicha estrategia se encuentra resumida en la figura 3, y tiene como objetivo de mediano plazo avanzar hacia una planificación regional de forma que se cumpla aquel principio fundacional en cuanto, la expansión de los sistemas eléctricos nacionales tenga en cuenta la posibilidad de intercambios bilaterales y multilaterales de energía, sobre todo en un nuevo escenario marcado por la alta penetración de energías renovables variables.

## Hacia una Planificación Energética Regional



Figura 3

## Construcción de un sistema de información común: CIER-20 (SIGER-ATLAS), CIER-19 (PORTAL DE MERCADOS) y CIER-21

Para CIER el SIGER-ATLAS, conjuntamente con el portal de mercados, es una etapa más en la construcción de un sistema de información común que permite realizar estudios de planificación por cualquier grupo de interés y generar confianza en los mismos, a través de la transparencia y accesibilidad a la información regional.

### CIER 20, proyecto SIGER-ATLAS

Este proyecto constituye un sistema de información energética: generación, transmisión, hidrología, combustibles y otros temas, de los países de la región geográfica que cubre la CIER.

El SIGER permitirá la consulta y exportación de los datos en formato estándar e independiente de tecnología y modelo de simulación. Adicionalmente a esto, este proyecto incorpora un ATLAS Energético Regional con base en el desarrollo de un sistema de visualización geográfica de los componentes eléctricos de los sistemas electro-energéticos, representados en la base de información del SIGER. Estos dos componentes dan origen al nombre del proyecto: SIGER-ATLAS.

Esta base es una herramienta fundamental de consulta sobre las infraestructuras de generación y transmisión existentes, así como para la realización de estudios de planificación.

Por último, nos alegra comunicar que en el mes de setiembre se ha liberado para su uso la base SIGER y el ATLAS Energético Regional.

**Países participantes:** Argentina, Brasil, Bolivia, Chile, Colombia, Uruguay, Ecuador, Paraguay, Perú, Costa Rica, El Salvador, Panamá, República Dominicana, México, Nicaragua, Honduras y Guatemala.

### CIER 19, Portal de Mercados

Este proyecto se encuentra en fase de desarrollo con la colaboración financiera del BID.

#### Etapa 1: Mercados de Energía

- a. Estudiar y documentar los Mercados de la Región, a fin de crear un repositorio de información, que sea descargable en una variedad de formatos, con base en modelos probados de otras regiones, e incorporando las particularidades de nuestra región:
  - Modelo de mercado de energía de los países de Sudamérica
  - Modelo de mercado de energía de América Central, del Caribe y México
  - Esquemas de intercambio de energía entre los países
- b. Recopilar y documentar los mercados más importantes a nivel internacional, que puedan servir como modelo al portal de mercados, objeto de este trabajo:

- Países nórdicos NORDPOOL
- Ibérico-MIBEL
- PJM de Estados Unidos.
- Nueva Zelanda y Australia

**Etapa 2: Análisis de la información básica y de la información variable de cada Modelo de Mercado de la Región, a fin de crear reportes y estadísticas que indiquen el progreso**

- a. Analizar la información básica:
  - Características del Mercado
  - Esquema del Mercado
  - Organizaciones del Mercado
- b. Analizar la información variable propuesta, para darle valor agregado y para brindarle la determinación de los parámetros significativos que caractericen los mercados. La misma, debe ser relevante desde el punto de vista de los mismos y de la toma de decisiones sobre proyectos de interconexión e integración.
- c. Parámetros a analizar. Realizar un inventario de los parámetros de mercado que se encuentran disponibles en la página web del operador del mercado en estudio, establecer parámetros estándar para cada uno de ellos y homologación de definiciones y cálculo.
  - d. Establecer un conjunto de parámetros estadísticos a visualizar en el portal.
  - e. Definir los criterios por los cuales se establecieron dichos parámetros y el glosario de términos.
  - f. Diseño de visualización para desplegar toda la información en la página web de la BID-CIER y darle valor agregado a través de distintos medios (boletines, resúmenes, etc.).
  - g. Los países que tendrán sus sectores eléctricos representados en el Portal Mercado de Energía son los siguientes:
    - América del Sur: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú y Uruguay
    - América Central y del Caribe: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Panamá, Nicaragua, Honduras, República Dominicana y México

**CIER 21: Integración y sostenibilidad eléctrica regional, considerando la penetración de fuentes de energía renovable y los nuevos escenarios de cambio climático, bajo el dominio de las redes inteligentes**

El objetivo general de este proyecto es el de estudiar, analizar y evaluar la sostenibilidad de los sectores eléctricos de los países de América del Sur y América Central, en un escenario de

integración, teniendo en cuenta el desarrollo y penetración de nuevas fuentes de energías renovables en la región, el impacto del cambio climático y la volatilidad de la demanda (por la integración de recursos energéticos distribuidos y las nuevas opciones de provisión y consumo de energía en los sistemas de distribución, bajo el dominio de las redes inteligentes).

Para el desarrollo de este estudio se utilizará la base de datos electro energética del SIGER-ATLAS de CIER, estructurada como resultado del proyecto CIER 20.

En cuanto a sus objetivos específicos destacamos:

- a. Analizar de manera integral la situación del sector eléctrico en cada país de la región y su expectativa de evolución hacia un escenario de sostenibilidad, considerando el impacto del cambio climático, los compromisos COP 21 y las políticas energéticas, regulatorias y ambientales aplicables.
- b. Analizar y evaluar el potencial de energías renovables en la región teniendo en cuenta su capacidad, expectativa de desarrollo y energía disponible, con base en criterios que permitan priorizar soluciones.
- c. Evaluar el efecto de la integración bajo diferentes escenarios de penetración de energía renovable (considerando los planes de expansión que reporten los países con las diferentes fuentes de generación existentes y en desarrollo, y las propuestas del consultor).

- d. Identificar los elementos claves de la política energética, criterios de planificación de los países, aspectos regulatorios nacionales y regionales que deben ser considerados para lograr una mayor integración.
- e. Promover el consenso regional en torno a políticas que impulsen una mayor sostenibilidad e integración regional.

## Actividades de la CIER para los próximos años

Para CIER resulta crucial mantener el trabajo colaborativo entre los grupos de interés a efectos de lograr consensos técnicos en metodologías, criterios y normas para realizar estudios de planificación, análisis de costo-beneficio estandarizados para los proyectos, y la implementación de códigos de redes convergentes y de procedimientos que permitan en un futuro realizar ejercicios de planificación regional. Y en particular identificar aquellas infraestructuras nacionales o internacionales de interés común.

Asimismo, es importante que se logre una regulación mínima común que favorezca los intercambios en forma sistémica sin tener que tomar decisiones caso a caso.

## La “voluntad política”: un factor que siempre se menciona

Así como el rol de la CIER no es el de desarrollar negocios, tampoco es su rol decirle a los gobiernos y Estados cuál debe ser su posición soberana respecto al tema.

En el tema de la integración poseen un enorme peso las políticas de Estado regionales. Cuando mencionamos políticas de Estado, estamos apelando a una visión geopolítica de largo plazo que asegure a los gobiernos las condiciones necesarias para avanzar en la integración.

Si bien, las autoridades de los gobiernos en su periodo de mandato tienen un rol y liderazgo indiscutido sobre el tema, es de suma importancia que el resto de los grupos de interés contribuyan al desarrollo y mantenimiento de esa “voluntad política” a lo largo del tiempo.

En este sentido CIER entiende que, a través del trabajo colaborativo los grupos de interés indirectamente generan ámbitos que favorecen el desarrollo de esa voluntad política.

Finalmente, y volviendo al discurso de 1964 que expresaba:

*“La integración eléctrica regional no es solo un problema de la interconexión o de la energía que se pueda intercambiar, es fundamentalmente un **problema de cómo nos vamos a entender, dialogar, y superar nuestros prejuicios y estrecheces.**”*

Destacamos algunas cuestiones para reflexionar:

- La llamada soberanía o autosuficiencia energética tiene un costo económico, social y ambiental.
- La integración del sector energético tiene externalidades en otros sectores como el comercio y la integración de cadenas productivas y del conocimiento.
- Los Estados y la Banca de Desarrollo Multilateral deberían redoblar los esfuerzos en el uso de las infraestructuras existentes, así como generar los mecanismos para el desarrollo de una nueva infraestructura común.



## Junto al mercado energético Uruguayo Siempre

ABB ha sido pionera en muchas de las innovaciones presentes en las industrias y compañías eléctricas, tales como la corriente continua en alta tensión, los accionamientos de velocidad variable, o los robots industriales. Sus tecnologías se emplean a lo largo de toda la cadena de valor de la energía, desde la extracción de los recursos y su transformación en electricidad, la licuefacción del gas natural, o el refinamiento de los derivados del petróleo, a su uso eficiente en la industria, el transporte y los edificios. ABB ayuda a las industrias y las compañías de servicios públicos a mejorar su eficiencia energética.

Conocé más sobre ABB: [www.abb.com.uy](http://www.abb.com.uy)  
Tel. +598 2400 8844 - Fax. +598 2402 4847 - [abb.uruguay@uy.abb.com](mailto:abb.uruguay@uy.abb.com)



# Catálogo de cursos cortos y programas de perfeccionamiento 2018



Podrás elegir entre más de 40 cursos cortos a distancia dictados por docentes calificados. Contemplamos las diferentes áreas del rubro energético:

**ÁREA CORPORATIVA**  
**ÁREA DE DISTRIBUCIÓN**  
**ÁREA DE GENERACIÓN**  
**ÁREA DE TRANSMISIÓN**  
**ÁREA DE COMERCIALIZACIÓN**

También podrás optar por alguno de nuestros 5 programas avanzados de perfeccionamiento con alta calidad técnica.

**PROGRAMA AVANZADO EN GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Inicio en febrero

**PROGRAMA DE PERFECCIONAMIENTO EN LA GESTIÓN DEL NEGOCIO DE LA TRANSMISIÓN DEL SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA**

Inicio en febrero

**PROGRAMA AVANZADO EN MOVILIDAD Y SMART CITIES**

Inicio en abril

**PROGRAMA AVANZADO EN REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Inicio en abril

**PROGRAMA DE PERFECCIONAMIENTO EN LA GESTIÓN DEL NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA**

Inicio en marzo

Conocé nuestro catálogo en [www.cier.org](http://www.cier.org)

**¡Reserve con tiempo su lugar y acceda a capacitaciones y especialistas de alto nivel en el sector energético!**

Por más información: [fvazquez@cier.org](mailto:fvazquez@cier.org)



**SIEMENS**

*Ingenio para la vida*



La energía eléctrica hace mover al mundo.

Sin importar cuál sea su origen o rumbo, aseguramos cada paso del camino para que llegue a su destino.

**Energy Management**

[siemens.com.uy](http://siemens.com.uy)