



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL

Serie: Documentos para el Análisis y Discusión

Caso de Interconexión Eléctrica América Central

Octubre de 2012

Informe del Grupo de Trabajo CIER 08 Regulación del Sector Eléctrico

Coordinación Internacional del Área Corporativa



Actividades realizadas por el Grupo CIER 08

- III Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2012
- III Congreso Internacional de Regulación Eléctrica – Octubre 2011.
- Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico- Generación, Transmisión y Distribución – Ediciones 2008, 2009, 2010 y 2011.
- II Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2010
- II Encuentro Internacional de Regulación Eléctrica – Lima, Perú – Setiembre 2009.
- 1º Congreso Internacional Supervisión del Servicio Eléctrico – Setiembre 2008, Lima -Perú
- Señales Regulatorias para la Inversión en Generación y Transmisión – Noviembre 2007.
- Seminario Internacional: Subastas Reguladas de Energía en Mercados Eléctricos. Una nueva fórmula de estimular la inversión – 2007, San Salvador - El Salvador.
- Regulación de la Transmisión y el Transporte de Interconexión – Documento de Análisis y Discusión – Noviembre 2006.
- Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Documento de Análisis y Discusión – Setiembre 2005
- Foro Internacional: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional - Julio, 13-15/ 2005, Lima – Perú.
- Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica: Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas - Documento de Análisis y Discusión – 2004.
- Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2003.
- Foros Virtuales en varios temas – 2003.
Complementado la actividad que se llevó a cabo en el 2003, se realizaron foros virtuales vía Web en diversos temas.
- Conferencia: La Crisis en el Sector Eléctrico Sudamericano (transmisión en vivo, vía Web, con el apoyo de la Universidad Internacional de Florida - FIU) - 2003, Uruguay
Conferencia Virtual en vivo y en transmisión simultánea vía Web. La conferencia se llevó a cabo utilizando una tecnología informática de vanguardia y con la participación de la Universidad Internacional de Florida (FIU) – Centro para la Energía y Tecnología de las Américas (CETA).
- Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2002.
Presenta los puntos trascendentes de la regulación que incentiva la expansión de los sistemas.
- II Seminario Internacional: Regulación, Acceso al Mercado y Competencia - 2002, Asunción - Paraguay
Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001
Primer trabajo del Grupo CIER 08 con lo cual se realiza un relevamiento completo del marco legal y reglamentario del sector para los países de la CIER y España.
- I Seminario Internacional: Regulación, Acceso a los Mercados y Competencia en el Sector Eléctrico Sudamericano - 2001, Santiago - Chile
Fueron tratados temas tales como: desempeño de los Mercados Mayoristas, la competencia por clientes servidos desde redes de distribución, la seguridad y calidad de servicio, el caso California, la protección del medio ambiente, la protección de la competencia y la coyuntura del sector eléctrico brasileño.
- Integración y constitución del Grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" - 2000



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

Autoridades de la CIER

1^{do} Vicepresidente
Ing. Francisco VERGARA
Ecuador

Presidente
Ing. Hermes CHIPP
Brasil

2^{er} Vicepresidente
Ernesto MORENO
Colombia

Director Ejecutivo
Ing. Juan José CARRASCO

The screenshot shows the homepage of the Comisión de Integración Energética Regional (CIER). The website features a header with the CIER logo and name, followed by a navigation menu with options like 'Inicio', 'Generación', 'Transmisión', 'Distribución', 'Comercialización', 'Área Corporativa', and 'Medio Ambiente'. The main content area is divided into sections for 'Noticias Institucionales' and 'Destacamos', both containing news articles with titles and brief descriptions. A sidebar on the left includes links to 'Productos', 'Servicios', 'Precios', 'Formulario de Pago', 'Intranet', and 'Enlaces'. The bottom of the page has a footer with the text 'Listo' and 'Internet'.

La CIER está integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica y un Comité Regional CIER para Centroamérica y El Caribe. Participan también con carácter de Miembros Asociados: UNESA (España), y como Entidades Vinculadas CNEE de Guatemala, CRE de México, ASEP de Panamá, ARESEP Costa Rica, ADME y URSEA de Uruguay.

PRESENTACIÓN

Este documento, junto a otros cuatro **casos** que presentamos, describe las **interconexiones eléctricas regionales existentes más relevantes** en operación, construcción o estudio de Brasil-Argentina (2000 MW Rincón–Garabi), Uruguay-Brasil (500 MW Melo-Presidente Médici), Colombia-Ecuador (Pasto (Co) – Quito (Ec) 250 MW y Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec) 250 MW), Colombia-Panamá (300 MW en su primera etapa) y SIEPAC. En cada interconexión abordamos las condiciones de importación y exportación internacional de electricidad, razones que motivaron o motivan el comercio de energía, el marco institucional y legal del comercio de energía, aspectos del mercado para la importación o exportación, planeamiento y coordinación energética intercomunitaria, aspectos operativos y determinación del precio de la energía.^{1 2}

Los estudios realizados por CIER, desde siempre, indican que la integración energética vía interconexiones transnacionales y/o transacciones de energía internacionales generan beneficios muy ventajosos de diferente tipo, como ser, permite reducir los costos de compra de la electricidad, lograr ahorros significativos en inversiones para la expansión de los sistemas, estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos, eficiencias a partir de sinergias, beneficios ambientales significativos de reducciones de emisiones de gases efecto invernadero – Cambio Climático. La razones para que existan dichos beneficios son diversas: complementariedades de fuentes de energía primaria entre países; costos marginales diferentes; complementariedad por estacionalidad, usos horarios, matriz hidro-térmica, cuencas y embalses distribuidos geográficamente que diversifica el riesgo de sequías y sinergias entre embalses y fuentes renovables no convencionales.

Queda claro de los diversos estudios realizados por la CIER que los beneficios y ahorros económicos derivados de la integración energética son muy significativos, y que permitiría a los países, entre otras muy diversos programas y acciones de políticas públicas, perseguir objetivos de más alto nivel como lo es el crecimiento económico con equidad social y en equilibrio con el ecosistema.

Con tantos beneficios y ventajas potenciales de la integración, cabe la pregunta ¿porqué los procesos de integración energética subregionales llevan tiempo y muchas veces no logran concretarse? ¿Hay alternativas para acelerar este proceso? ¿Cuál es el camino óptimo? La experiencia indica que no hay una respuesta única hoy y que las subregiones o proyectos deben ser viabilizados políticamente en forma particular con un mínimo necesario de compatibilidad regulatoria intercomunitaria. Depende del contexto económico, político y social, y sus circunstancias, que llevan, o no, a traducirse en voluntades y acuerdos políticos capaces de viabilizar los sistemas integrados de energía. En este sentido, antes que nada, vemos necesario que exista una voluntad política intercomunitaria firme para viabilizar los intercambios transnacionales. También es importante que esta voluntad política se traduzca luego en reglas claras en lo comercial, operativo y regulatorio para que los agentes participen en un plano donde las condiciones sean objetivas, predecibles y transparentes, con riesgos delimitados en su cuantía y responsabilidad.

Ahora bien, en un hilo con lo anterior, presentamos las experiencias y lecciones aprendidas de las interconexiones anteriormente mencionadas de mano de los agentes que participan. Se intenta focalizar el análisis en el plano **regulatorio** pero también trata otros aspectos que hacen factible el negocio. En cada uno de los ejemplos los autores sintetizan su visión sobre puntos centrales que puedan servir de *guía* para futuros esfuerzos de integración.

¹ [CIER](#) 15 Fase II seminário de 15 de abril 2010 – Acessado em 26 de junho de 2011

² <http://www.cnea.gov.ar/> – Síntese MEM CNEA dezembro de 2011

RESUMEN DE ASPECTOS GENERALES IMPORTANTES A TENER EN CUENTA PARA HACIER FACTIBLE LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA³

- Voluntad política de los gobiernos e instituciones de tener dentro de su agenda energética los intercambios de energía internacionales como una alternativa para la seguridad de suministro y optimización de recursos.
- Respaldo gubernamental a partir de *Acuerdos* entre los países involucrados.
- Desarrollo de normas mínimas que viabilicen los intercambios de energía y reglamenten los esquemas comerciales y operativos, el comercio transfronterizo-aranceles y las situaciones excepcionales.
- Se considera que inicialmente es más efectivo para viabilizar los intercambios desarrollar acuerdos bilaterales adaptados a las características de cada proyecto.
- Robustez y flexibilidad - las soluciones adoptadas deben funcionar en países con organizaciones sectoriales heterogéneas, las que deben incluir desde el inicio provisiones para la revisión de los acuerdos.
- Estabilidad – Lo aconsejable es que las interconexiones deben estar asociadas a contratos de largo plazo y otros instrumentos que aseguren estabilidad y previsibilidad de los ingresos y de los compromisos contractuales.
- Evaluación de costos y beneficios integrales así como esquemas equitativos y justos para la repartición de los costos y de los beneficios para garantizar estabilidad y permanencia en el tiempo de los intercambios de energía.
- En particular, se sugiere compartir las rentas de congestión entre los países y un esquema de cálculo de precios de corto plazo que garantice que los consumidores de ambos los países siempre sean beneficiados.
- Análisis de esquemas y mecanismos para la repartición de los beneficios entre los consumidores de ambos países y del desarrollo de instrumentos financieros y legales que contribuyan para la confianza de los países involucrados.
- Análisis de riesgos integrales del proyecto incluyendo los operativos, financieros, de mercado-comerciales y las alternativas de cubrimiento.
- Esquemas de remuneración equitativos y que garanticen la inversión en el desarrollo de las interconexiones y refuerzos de la transmisiones nacionales para permitir transito de energía entre terceros.
- La planificación centralizada gas-electricidad en los países debe incorporar la visión regional, que puede resultar en una reducción en los costos para alcanzar los objetivos elegidos.

³ Extraído de CIER 15 Fase II, comentarios de la Coordinación Internacional de Transmisión de la CIER y aportes del estudio de casos que presentamos en este informe.

ASPECTOS IMPORTANTES DE INTEGRACIÓN IDENTIFICADOS EN PROYECTOS ESPECÍFICOS⁴

Es básico preservar la Autonomía de cada país.

Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único. Mínimo de reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa. Cada país decide de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía; prioridad para el suministro local. En el caso de contratos firmes, compartir los riesgos.

Para formación de precios se debe acordar curvas de oferta de disposición a exportar (precio por cantidad) e importar con un esquema de precios “locales” y “para exportación”.

Estas curvas pueden ser diferentes, pues un país puede tener políticas internas de subsidios a los precios de combustible, u otros esquemas locales, que no deben ser “exportados” La energía máxima ofertada en la curva de exportación refleja las políticas de seguridad operativa.

Remuneración de las interconexiones - Subasta para la construcción con licencia ambiental previa.

La remuneración asegurada de las interconexiones internacionales, esto es, que no depende de ingresos variables como rentas por congestión, reduce los riesgos de las mismas. Las rentas por congestión deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.

Seguridad Financiera

Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador. El “hedge” de los riesgos cambiarios es de la responsabilidad de los agentes. En el caso de los contratos de mediano y largo plazo, las reglas son acordadas directamente entre los agentes.

⁴ Extraído de CIER 15 Fase II.

Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)

Texto redactado por gentileza de Energuate - Guatemala

Las interconexiones de electricidad en Centroamérica se empezaron a concretar a partir de 1976, cuando entró en servicio el enlace entre Honduras y Nicaragua mediante una línea de 230 kV. Posteriormente, entró en operación la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua y en 1986 tanto la de Costa Rica-Panamá, como la de El Salvador-Guatemala, formando de esta manera dos subsistemas interconectados. La construcción del enlace faltante entre El Salvador-Honduras para completar una interconexión sencilla a 230 kV, uniendo a los seis países se realizó posteriormente. Estas interconexiones existentes entre cada par de países fueron enlaces sencillos, con capacidad limitada de transferencias y se concretaron para conectar subestaciones fronterizas cuando los sistemas eléctricos nacionales se fueron expandiendo.

Estas interconexiones fueron muy útiles para apoyo mutuo en emergencias y para intercambiar excedentes de energía; sin embargo, los límites de transferencia fueron reducidos (unos 50 MW firmes) ya que la salida imprevista del enlace deja a un sistema deficitario y muy posiblemente sujeto a apagones.

La capacidad limitada de estas líneas de interconexión impedía que se pudieran concertar transacciones de compra-venta de electricidad de carácter firme que justifican la instalación de plantas generadoras de mayor tamaño que el necesario para atender el mercado de cada país.

Ante las deficiencias anotadas y con la perspectiva de aprovechar las ventajas de un mercado eléctrico con alcance regional, los países del Istmo impulsaron el proyecto SIEPAC, apoyado en la creación de un mercado eléctrico regional y en la construcción de la línea de transmisión de alta capacidad que interconecte los países de la Región. El sistema de transmisión regional incluye las instalaciones dirigidas a reforzar los sistemas eléctricos existentes, la construcción de la línea de interconexión a 230 kV desde Guatemala hasta

Panamá, y las ampliaciones de las subestaciones asociadas.

El Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC)

1 Marco Conceptual General

Tomando en consideración las proyecciones de crecimiento económico para la región, se espera que el tamaño del mercado eléctrico tenga crecimientos, ya en 2011 el Istmo Centroamericano tiene una demanda máxima de 7,094 MW y requerimientos de energía eléctrica por 34,900 Gigavatios hora (GWh). Por considerar que ese mercado ya presentará un tamaño más atractivo para la construcción de plantas de mayor tamaño que las construidas hasta ahora, y con el propósito de atraer generadores privados a precios y condiciones operacionales más razonables que las logradas a la fecha y para impulsar la integración regional de los mercados de electricidad, los países decidieron la formación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y la construcción de una nueva línea de interconexión eléctrica regional.

Para el logro de la creación del Mercado y la infraestructura necesaria del proyecto SIEPAC, los países del Istmo suscribieron en diciembre de 1996 el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (el Tratado), el cual fue ratificado por los Poderes Legislativos de los seis países y está vigente a partir de diciembre de 1998. El Tratado es la base jurídica sobre la cual se sustenta la creación de un Mercado Eléctrico Regional competitivo. El Tratado abre los mercados nacionales de los países al regional, tanto en el acceso abierto a la transmisión eléctrica, como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países. En base a este marco legal general, los países han avanzado en el diseño general del MER y en la definición de las instituciones regionales que le darán sustento.

El proyecto se desarrolló de manera paralela con una fuerte tendencia internacional hacia la creación de mercados eléctricos regionales o supranacionales para mejorar la eficiencia económica del proceso completo de suministro eléctrico, a través de la creación de mercados competitivos de un tamaño suficiente como para aprovechar plenamente los efectos de las economías de escala y de la diversidad en los medios de producción. Esta tendencia es también relevante en el caso de América Central, en

donde el tamaño reducido de los sistemas eléctricos nacionales no permite una implantación efectiva de las medidas liberalizadoras que se vienen impulsando a nivel de cada país, ni tampoco aprovechar las economías de escala que existen a nivel regional.

El proyecto SIEPAC se convertirá en un eje de desarrollo regional que logrará en el mediano y largo plazo la integración de los sistemas eléctricos de los seis países. Igualmente, el proyecto tendrá un rol catalítico significativo en el proceso de integración de la infraestructura regional, no solamente desde el punto de vista de mejorar la eficiencia, confiabilidad y competitividad del sector eléctrico, sino que además facilitará la convergencia con el futuro desarrollo de la industria del gas natural en la región. El proyecto promoverá la instalación de plantas de generación eléctrica con tecnologías avanzadas, con capacidad regional y utilizando combustibles sustitutos más eficientes (p.e. ciclos combinados a base de gas natural) creando los incentivos para la construcción de gasoductos y una integración energética más amplia con los países vecinos, como México y Colombia, como potenciales suministradores de gas natural a la región. La industria eléctrica sería el principal consumidor de gas natural, transformando sus actuales plantas termoeléctricas y la instalación de futuras utilizando este combustible, también se ha identificado un mercado industrial importante sustituyendo fuel oil y en menor escala el gas licuado de petróleo.

Igualmente, se consideró la opción de utilizar la infraestructura de la línea de interconexión del proyecto para fortalecer los sistemas de telecomunicaciones e informática, mediante la instalación de fibra óptica utilizando la ruta y torres de interconexión previstas en el proyecto, también con una visión regional.

Cabe mencionar también la interconexión acordada entre la Comisión Federal de Electricidad de México y el Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) realizada en 400 kV entre ambos países. Este proyecto une las subestaciones de Tapachula, al sur del estado de Chiapas, con la subestación los Brillantes en Guatemala. La extensión de este tramo de línea es de aproximadamente 90 kilómetros.

Este conjunto de iniciativas promovidas en cierto grado por el mismo proyecto SIEPAC, hacen de este proyecto un motor para impulsar la integración regional, no solamente desde el punto de vista de la integración eléctrica, ya que también dará un impulso decisivo a la introducción del gas natural y para promoverá la concreción de las inversiones en la generación de electricidad.

2 Descripción del proyecto

El Proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta

en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista de electricidad (el MER) y luego en el desarrollo de las obras de infraestructura de transmisión regional.

El Mercado es un espacio comercial de ámbito regional en el que los agentes habilitados para ello, puedan libremente realizar transacciones de compraventa de electricidad, ya sea dentro o fuera de su país, accediendo sin discriminación alguna a las redes de transmisión con el pago de un peaje. El Mercado evolucionará gradualmente y operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

Si bien actualmente el MER se encuentra operativo y con un reglamento ya desarrollado, las transacciones llevadas a cabo en la actualidad se realizan mediante un Reglamento Transitorio, implicando los siguientes retos principales:

a. Armonización de las regulaciones locales a la regulación regional.

Se cuenta con un diseño general del Mercado aprobado por los representantes de los países en el proyecto, así como con el Tratado Marco que es la base jurídica que sustenta el Mercado regional y sus instituciones. También se cuenta con el Reglamento (RMER) que se enfrenta la tarea de desarrollar toda la armonización de la regulación y normativa vigente en cada país y en forma coherente con la heterogeneidad que presentan las reformas que se han venido implantando de los subsectores eléctricos en cada país.

El gran desafío desde el punto de vista regulatorio, es el de asegurar que la regulación del mercado a nivel regional: sea consistente con las legislaciones nacionales; de fácil aplicación; que cuente con el respaldo político de los gobiernos y de los entes reguladores nacionales para hacer cumplir y acatar las decisiones del ente regulador regional; y esté acompañada de un procedimiento sencillo de resolución de disputas. En este sentido, y para facilitar la implantación de la regulación pertinente, los países participantes en el proyecto han decidido incorporar desde el inicio del diseño de la legislación regional a los miembros de las instituciones regionales del proyecto, es decir a la Comisión Regional de Interconexión (CRIE; así como, el Ente Operador Regional (EOR).

b. Establecimiento de Instituciones Regionales.

A fin de disponer de la institucionalidad que demandará el Mercado para su funcionamiento, el Tratado Marco dispone la creación de dos órganos regionales permanentes: La CRIE como ente regulador del Mercado, y el Ente Operador Regional

(EOR) organismo responsable de asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad y confiabilidad de los sistemas eléctricos.

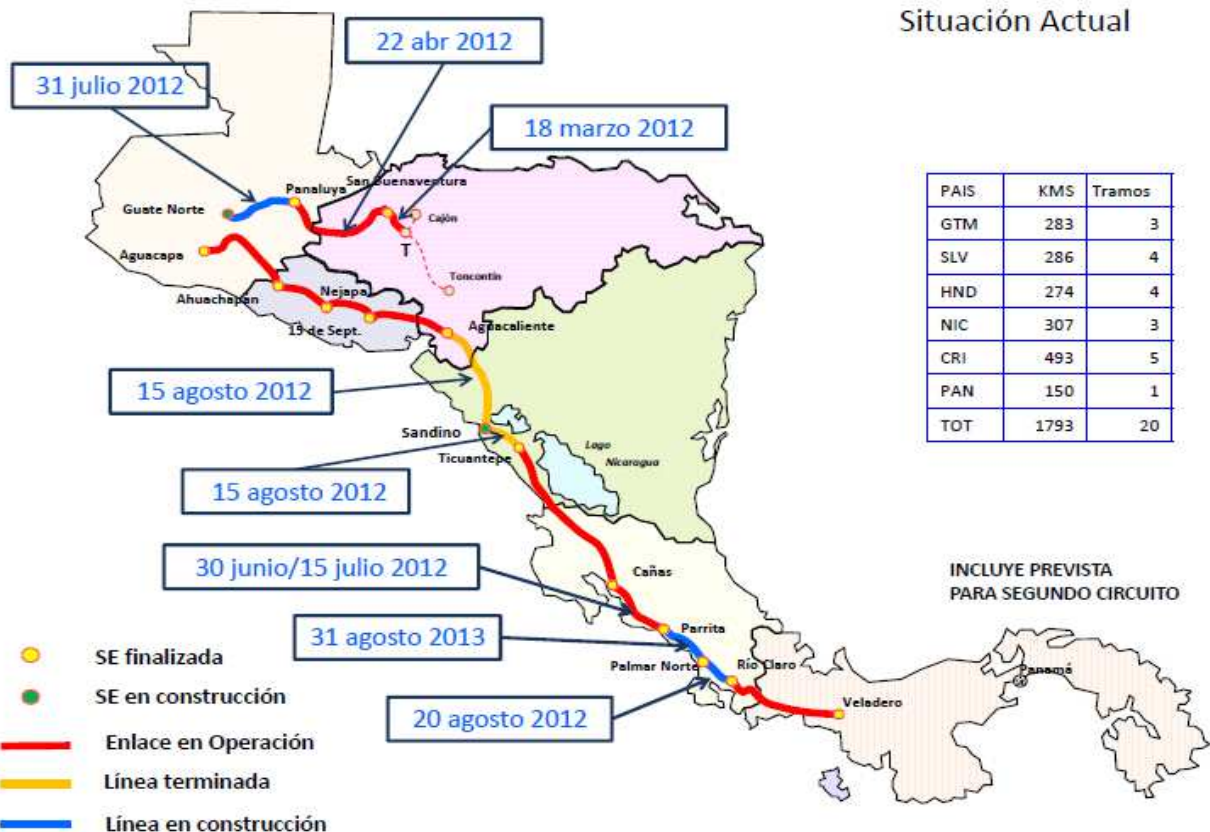
El principal desafío que enfrenta la CRIE es el de mantener la independencia que como ente regional le otorga el Tratado al constituirla como entidad regional, con personería jurídica propia y capacidad de derecho público internacional con independencia financiera a través de un cargo por regulación que cubren los agentes del mercado. Además, enfrenta el reto de hacer cumplir la regulación regional en coherencia con las leyes nacionales, y de mantener una estrecha coordinación y cooperación con los reguladores nacionales para facilitar la implantación de la normativa regional. El rol de los estados miembros del proyecto será clave en apoyar la autoridad y autonomía del Ente Regional para ejercer sus funciones.

En el caso del EOR, se cumple con el objetivo de

asegurar una representatividad adecuada de los agentes del mercado en la composición de la Junta Directiva de la institución, y de los operadores de los mercados nacionales para asegurar que la operación y el despacho regional de electricidad son realizados con criterios económicos y en condiciones de seguridad adecuados, minimizando potenciales conflictos de interés y posiciones dominantes de los agentes participantes.

c. Infraestructura regional de transmisión.

En base a los resultados técnicos económicos del proyecto, los representantes de los países decidieron llevar a cabo la ejecución del proyecto con una visión y alcance regional, con el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo, complementado con la construcción de la línea de transmisión de 230 kV, que inicia su recorrido en Guatemala y llega hasta Panamá, de una longitud de 1793 kilómetros distribuidos como se muestra a continuación, indicando el avance de los mismos al 30 de junio de 2012.



3 Costo y Financiamiento del Proyecto

El costo comprometido actual del proyecto asciende a cuatrocientos seis millones de dólares (US\$406 millones) con la siguiente estructura:

- Financiamiento del BID a la infraestructura del Proyecto.

Para contribuir al financiamiento del componente de infraestructura del Proyecto SIEPAC, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) suscribió dos contratos de préstamo con cada una de las seis empresas eléctricas estatales de la región centroamericana participantes, para un total de doce créditos, que totalizan doscientos cuarenta millones de dólares (US\$240 millones). Estos créditos cuentan

con la garantía estatal correspondiente.

- Financiamiento del BCIE para bahías y equipo de compensación.

El 30 de septiembre del 2005, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) suscribió un Contrato de Préstamo (No. 1690), con la Empresa Propietaria de la Red (EPR), Sucursal Costa Rica, por cuarenta millones de dólares (US\$40 millones) con garantía de ENDESA Internacional S.A., para contribuir al financiamiento del componente de infraestructura del Proyecto denominado Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). La fuente de recursos que utilizó el BCIE para este préstamo corresponde al Banco Europeo de Inversiones (BEI), por lo cual EPR, en su contrato de préstamo con el BCIE, ha reconocido y aceptado las condiciones y estipulaciones pactadas entre ambos bancos en mayo del 2003.

- Financiamiento complementario del BCIE con garantía de ISA.

La incorporación de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. de Colombia (ISA), como accionista de EPR estuvo ligada al compromiso, al igual que los demás socios, a otorgar o gestionar la consecución de un préstamo para la EPR por el monto de cuarenta millones de dólares de los Estados Unidos de América (US\$ 40 millones), complementaria y equivalente a la garantizada por el resto de los socios. Tanto por EPR como por ISA, realizaron diversas gestiones de indagatoria para un crédito de ese orden, dada la necesidad de respaldar la adjudicación de los contratos de la construcción llave en mano de las líneas de transmisión, concluyéndose que el BCIE

era la opción más conveniente financieramente y de más rápida maduración, debido al crédito ya otorgado a la EPR y citado anteriormente. Se suscribió el contrato de préstamo correspondiente el 29 de junio del año 2007.

- Financiamiento complementario del BCIE con garantía de EPR.

Los dos créditos anteriores del BCIE poseen cargos financieros durante la etapa de ejecución del proyecto, que implican un incremento en los costos del proyecto, para lo cual se ha autorizado por el Banco otro crédito por diez millones de dólares (US\$ 10 millones) con garantía de EPR para financiar principalmente estos costos financieros.

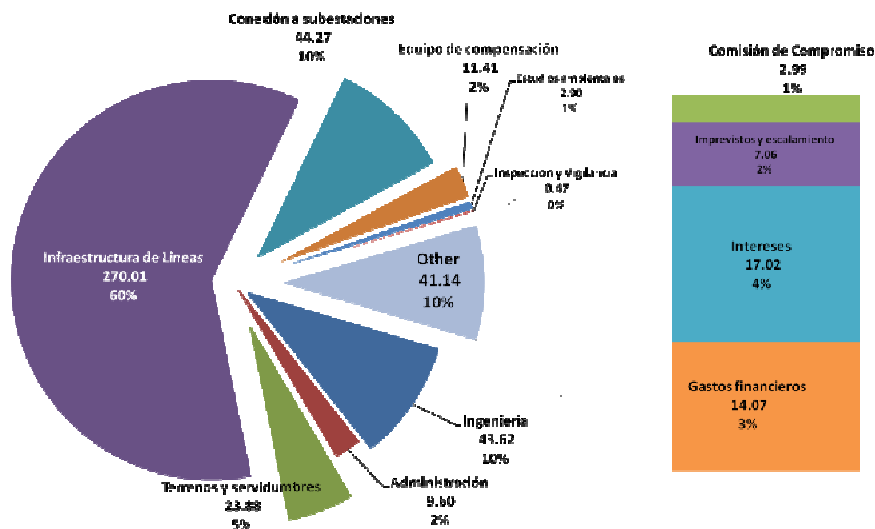
- Financiamiento complementario de la CAF con garantía de EPR.

La CAF ha aprobado la suscripción de un crédito con EPR hasta por dieciséis millones setecientos mil dólares (US\$16.7 millones).

- Financiamiento complementario con garantía de CFE.

CFE, garantizará un crédito de hasta por cuarenta millones de dólares (US\$40 millones), al igual que los demás accionistas de la EPR.

El costo total para el desarrollo y construcción de la línea de interconexión y subestaciones del proyecto fue de US \$ 406.15 millones. En adición se cuenta con una Cooperación Técnica para la implantación del Mercado y las instituciones regionales, con un costo total estimado en US\$16.4 millones. El desglose de la inversión se muestra en el siguiente gráfico:



4 Beneficios del SIEPAC.

La evaluación económica del proyecto y los estudios de factibilidad demostraron la bondad del proyecto estimado los beneficios por país valorizando los

costos de servir la demanda de cada país con base en el concepto de costos marginales, (incluyendo los ahorros en costos de inversión y los ahorros en costos de explotación de las plantas de generación). En base a la diferencia entre lo que paga la demanda de cada país en los escenarios de referencia y lo que paga en los escenarios coordinados se calcularon los ahorros que para la demanda de un país implica la construcción de la línea de interconexión del SIEPAC.

La reducción del costo del suministro eléctrico para los consumidores de la región, es factible en base a los beneficios del proyecto y se deriva de dos factores fundamentales que el Mercado posibilitará mediante la introducción de competencia efectiva a nivel regional; los ahorros en costos de inversión y operativos que resultan del aprovechamiento de economías de escala de ámbito regional, la reducción de márgenes de operación y la coordinación económica regional de los medios de producción. La dimensión regional puede asimismo hacer viables grandes proyectos de suministro energético, como los

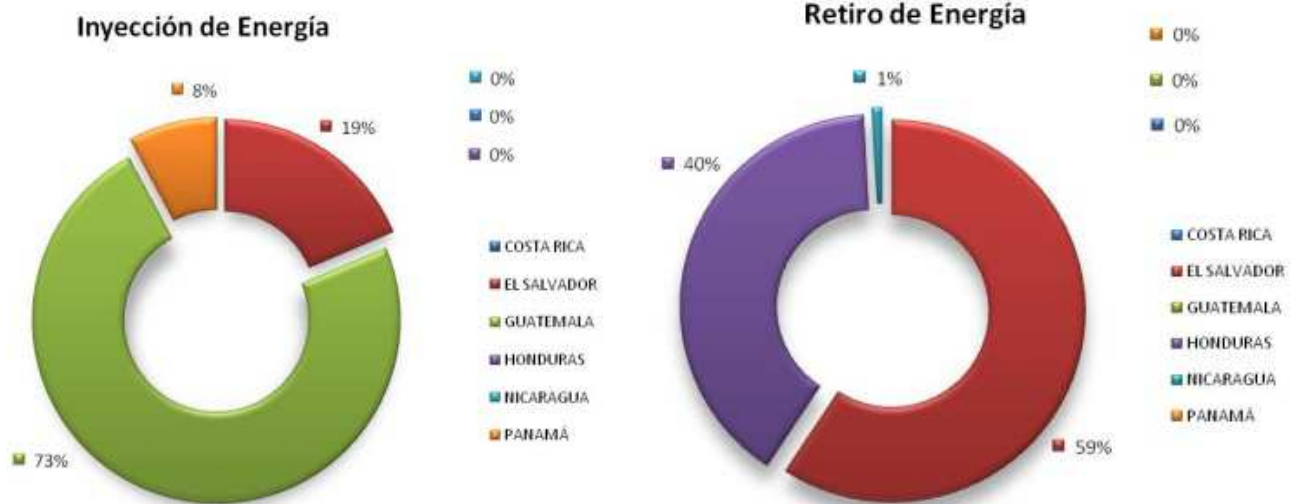
gasoductos para proveer de gas natural a la región, teniendo en cuenta que el subsector eléctrico sería el principal consumidor

5 Volumen de transacciones realizadas en agosto de 2012:

Las transacciones de energía realizadas en el MER son insipientes, dado que recién se están incorporando tramos de red de red a la operación del mercado y no se han originado transacciones de largo plazo como está previsto en un futuro cercano. Una posibilidad de contratación firme de potencia y energía de largo plazo para transacciones regionales la está ofreciendo Guatemala mediante licitaciones con adjudicación de contratos de hasta 15 años con las empresas de distribución local.

Las transacciones realizadas en el MER durante agosto de 2012 son las siguientes:

PAÍS	CONTRATO (MWH)		OPORTUNIDAD (MWH)		TOTAL GENERAL (MWH)		TOTAL NETO (MWH)	
	INY	RET	INY	RET	INY	RET	INY	RET
COSTA RICA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EL SALVADOR	3.190,0	9.976,0	103,8	508,7	3.293,8	10.484,7	0,0	7.190,9
GUATEMALA	12.762,2	0,0	244,4	0,0	13.006,6	0,0	13.006,6	0,0
HONDURAS	0,0	6.442,8	0,0	611,6	0,0	7.054,4	0,0	7.054,4
NICARAGUA	0,0	150,0	0,0	0,0	0,0	150,0	0,0	150,0
PANAMÁ	616,6	0,0	772,1	0,0	1.388,7	0,0	1.388,7	0,0
TOTAL	16.568,8	16.568,8	1.120,3	1.120,3	17.689,1	17.689,1	14.395,3	14.395,3



Flujos Netos mensuales en la red de transmisión:

Guatemala	Flujo Neto	El Salvador
	→	
13,006.6 MVAh	13,006.6 MVAh	
El Salvador	Flujo Neto	Honduras
	→	
7,190.9 MVAh	5,815.6 MVAh	
Honduras	Flujo Neto	Nicaragua
	←	
7,054.4 MVAh	1,238.7 MVAh	
Nicaragua	Flujo Neto	Costa Rica
	←	
150.0 MVAh	1,388.7 MVAh	
Costa Rica	Flujo Neto	Panamá
	←	
0.0 MVAh	2,176.0 MVAh	1,388.7 MVAh

6 Desafíos y Oportunidades del proyecto.

Como resumen de los aspectos tratados en este documento surgen, entre otros, los siguientes aspectos principales sobre los cuales debiera enfocarse la acción y el rol de los gobiernos y las autoridades del proyecto para facilitar y promover decisiones institucionales y de política energética tendientes a acelerar la realización de transacciones en el MER y potencializar el uso de la interconexión eléctrica regional. Los principales desafíos a enfrentar en el corto plazo son:

- Desde el punto de vista regulatorio e institucional, asegurar que el acople del marco regulatorio regional con las regulaciones nacionales, de fácil aplicación, creíble y sustentable.
- Otro reto que enfrenta el proyecto es el de superar las dificultades que enfrentan algunos de los países para otorgar las servidumbres para finalizar la construcción de los tramos de línea que quedan pendientes de concluir por estas razones.
- Definición justa de tarifas de peaje y costos de congestión de red.
- Adecuar los órganos actuales de gestión del proyecto, especialmente el Grupo Director, para facilitar la toma de decisiones.

Tipo de Transacciones



7 Oportunidades

La puesta en operación del proyecto SIEPAC le ha convertido en un motor para impulsar la integración regional, no solamente desde el punto de vista de la integración eléctrica, sino que:

- Promoverá la concreción de la instalación de plantas de generación eléctrica con capacidad regional para cubrir las inversiones necesarias en generación de electricidad que enfrenta la región en la próxima década, al facilitar la apertura efectiva a una inversión privada de calidad, con dimensión regional y asumiendo los riesgos de participar en un mercado que ofrece las suficientes garantías regulatorias e institucionales.
- Dará un impulso decisivo a la introducción del gas natural, si se tiene en cuenta que a industria eléctrica sería el principal consumidor de gas natural, transformando sus actuales plantas termoeléctricas y la instalación de futuras utilizando este combustible. Este impulso se reflejaría también en el uso del gas natural en otros mercados en donde se ha identificado un mercado industrial importante sustituyendo fuel oil, y en menor escala el gas licuado de petróleo, con los beneficios ambientales correspondientes.
- Posibilidad de realización de transacciones mediante la interconexión eléctrica entre México y Guatemala, que pueden hacerse extensivas al propio proyecto SIEPAC.



Actividades realizadas por el Grupo CIER 08

- III Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2012
- III Congreso Internacional de Regulación Eléctrica – Octubre 2011.
- Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico- Generación, Transmisión y Distribución – ediciones 2008, 2009, 2010, 2011.
- II Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2010
- II Encuentro Internacional de Regulación Eléctrica – Lima, Perú – Setiembre 2009.
- 1º Congreso Internacional Supervisión del Servicio Eléctrico – Setiembre 2008, Lima -Perú
- Señales Regulatorias para la Inversión en Generación y Transmisión – Noviembre 2007.
- Seminario Internacional: Subastas Reguladas de Energía en Mercados Eléctricos. Una nueva fórmula de estimular la inversión – 2007, San Salvador - El Salvador.
- Regulación de la Transmisión y el Transporte de Interconexión – Documento de Análisis y Discusión – Noviembre 2006.
- Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Documento de Análisis y Discusión – Setiembre 2005
- Foro Internacional: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional - Julio, 13-15/ 2005, Lima – Perú. Foro con presencia de Reguladores, Delegados Empresariales, Especialistas, Inversores, Agentes del Mercado y público en general.
- Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica: Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas - Documento de Análisis y Discusión – 2004.
El documento describe las principales interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica: sus aspectos técnicos, razones que dieron motivo a su concreción, marco legal y comercial, derechos y responsabilidades de los inversores, resultados de la interconexión, lecciones aprendidas y recomendaciones para futuros proyectos.
- Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2003.
Presenta los puntos relevantes de la normativa con impacto en la rentabilidad del negocio de distribución
- Foros Virtuales en varios temas – 2003.
Complementado la actividad que se llevó a cabo en el 2003, se realizaron foros virtuales vía Web en diversos temas.
- Conferencia: La Crisis en el Sector Eléctrico Sudamericano (transmisión en vivo, vía Web, con el apoyo de la Universidad Internacional de Florida - FIU) - 2003, Uruguay
Conferencia Virtual en vivo y en transmisión simultánea vía Web. La conferencia se llevó a cabo utilizando una tecnología informática de vanguardia y con la participación de la Universidad Internacional de Florida (FIU) – Centro para la Energía y Tecnología de las Américas (CETA).
- Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2002.
Presenta los puntos trascendentes de la regulación que incentiva la expansión de los sistemas.
- II Seminario Internacional: Regulación, Acceso al Mercado y Competencia - 2002, Asunción - Paraguay
Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001
Primer trabajo del Grupo CIER 08 con lo cual se realiza un relevamiento completo del marco legal y reglamentario del sector para los países de la CIER y España.
- I Seminario Internacional: Regulación, Acceso a los Mercados y Competencia en el Sector Eléctrico Sudamericano - 2001, Santiago - Chile
Fueron tratados temas tales como: desempeño de los Mercados Mayoristas, la competencia por clientes servidos desde redes de distribución, la seguridad y calidad de servicio, el caso California, la protección del medio ambiente, la protección de la competencia y la coyuntura del sector eléctrico brasileño.
- Integración y constitución del Grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" - 2000



secier@cier.org.uy
Blvr. Gral. Artigas 1040
CP: 11300 - Montevideo, Uruguay
Tel.: (+598) 2709 0611
Fax: (+598) 2708 3193