



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL

Serie: Documentos para el Análisis y Discusión

Caso de Interconexión Eléctrica Ecuador - Colombia

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 listing member countries: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay, Venezuela, and CEACACIER. The main content area is divided into several sections: 'Inicio' (Home), 'Noticias Institucionales' (Institutional News), 'Destacamos' (Highlights), and 'Congresos' (Congresses). The 'Noticias Institucionales' section includes articles such as 'NUEVO: TARIFAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN - Informe trimestral de tendencias', 'Informe trimestral n° 1 - marzo/2010', and 'Curso Presencial: "Tarifas y Costos en Distribución y Comercialización"'. The 'Destacamos' section features 'Taller Internacional para una Propuesta de Agenda de Trabajo en la CIER sobre Cambio Climático' and 'FORUM Latino-Americano de Smart Grid'. The 'Congresos' section lists 'Proyectos', 'Grupos de Trabajo', 'Capacitación', and 'Info Estadística'. The footer includes 'Observatorio Ambiental', 'Revista CIER', and 'BIBLIOTECA de trabajos técnicos'.

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 HACER 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.

Interconexiones Eléctricas Internacionales

Descripción de Caso de Transacciones Eléctricas

Intercambio de Electricidad Experiencia Ecuador – Colombia

Texto redactado por gentileza del CONELEC

1 Descripción de la interconexión física para la importación/exportación de electricidad entre Ecuador y Colombia

A nivel de 138 kV, las subestaciones Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia se conectaron a través de una línea de transmisión 138 kV circuito simple con conductor calibre 477 MCM ACSR, de 15.49 km de longitud, de los cuales 5.61 km (Tulcán – frontera) los construyó Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) en 1999.

En el año 2003, ingresó en operación la Interconexión con Colombia, a través de la construcción de una línea de transmisión de 212.6 km de longitud, tipo ACAR de calibre 1200 a 230 kV, en doble circuito Pomasqui en Quito - Jamondino en Pasto, permitiendo la transferencia de hasta 250 MW.

La interconexión requirió la implementación de infraestructura adicional como es: la construcción de un patio de 230 kV en la Subestación Pomasqui, donde se implementó un sistema de doble barra principal, con cuatro posiciones de líneas de transmisión (dos para Jamondino y dos para la Subestación Santa Rosa), además de una posición de transformador y otra para la de acoplamiento de barras. Adicionalmente se instaló un transformador 230/138/13.8 kV de 300 MVA para suministro de energía a la Empresa Eléctrica Quito. Con el fin de evacuar la energía transferida a través de la interconexión entre Ecuador y Colombia hacia el Sistema Nacional de Transmisión, se construyó una línea de transmisión 230 kV Pomasqui – Santa Rosa doble circuito de 46 km de longitud.

La segunda línea de interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia de doble circuito entró en operación en el 2008, tiene características técnicas similares a la primera. Para la implementación de esta segunda interconexión, la empresa de encargada de la transmisión, amplió dos posiciones de línea en la Subestación Pomasqui, así también planificó la construcción de instalaciones adicionales en el sistema de transmisión. Esta segunda interconexión, permite el incremento de la transferencia de potencia hasta 500 MW entre los dos sistemas, para lo cual en Colombia también efectuó reforzamientos en el sistema de transmisión y paralelamente los operadores de ambos países efectuaron las gestiones necesarias para la implementación de los equipos de supervisión, control y medición necesarios para la

operación confiable de estas instalaciones, logrando así la instalación de los sistemas para el control de los intercambios comerciales de energía (AGC) entre los dos sistemas ecuatoriano y colombiano.

2 Razones que motivan el comercio de energía

Las altas autoridades del sector energético de Colombia, Ecuador y Perú, en reunión mantenida en Cartagena de Indias el 22 de setiembre de 2001, suscribieron el “Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”, todo esto, guiado por los principios de cooperación internacional e integración económica regional, en el marco del Acuerdo de Cartagena, del Acuerdo Amplio de Integración Fronteriza Ecuador-Perú, del Acuerdo de Integración Fronteriza Colombo-Ecuatoriano y la Declaración de México.

En este contexto, la principal motivación para brindar el primer paso a la integración fue que la interconexión de los sistemas eléctricos y los intercambios comerciales, de energía entre países, en condiciones de eficiencia, brindan importantes beneficios en términos económicos, de utilización óptima de recursos energéticos, de seguridad y de confiabilidad para el suministro eléctrico; para el efecto las altas autoridades se comprometieron a:

- Asegurar condiciones competitivas del mercado de energía eléctrica, que reflejen costos económicos eficientes y que eviten prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante con relación a los agentes del mercado.
- Permitir la libre contratación entre los agentes del mercado de energía eléctrica de los países, respetar los contratos suscritos de conformidad con la legislación y Marco regulatorio vigentes en cada país, y no establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos del mercado interno.
- Permitir los intercambios de oportunidad (mercado spot).

3 Marco institucional y legal del comercio de energía

En el ámbito de la integración eléctrica, los Gobiernos

que conforman la Comunidad Andina (CAN), han realizado significantes esfuerzos, dando como resultado la expedición de la Decisión CAN 536, promulgada en diciembre de 2002, misma que fue consecuencia de un trabajo intenso, coordinado y consensuado entre representantes de los países miembros de la CAN, y que tuvo como sus hitos relevantes, la reunión sostenida en Cartagena de Indias, Colombia, el 22 de septiembre de 2001, en la cual se suscribió el “Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”, la preparación de la “Propuesta de Armonización de Marcos Normativos – noviembre 2001” por parte de los Organismos Reguladores de los países miembros; las reuniones de Quito, Ecuador (diciembre de 2001) y Caracas, Venezuela (enero 2002), donde se acuerdan principios normativos necesarios para armonizar los marcos legales y regulatorios; y, posteriormente, en Quito, el 19 de abril de 2002, se suscribió el Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, donde se acordaron principios generales para la integración eléctrica entre los países suscriptores.

A través de la Decisión CAN 536, se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), como órgano encargado de velar por la aplicación de la propia Decisión 536 en la región.

En este mismo sentido, en marzo de 2003, se creó el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR), una instancia conformada por representantes de los organismos reguladores, a quienes se les encargó analizar y elaborar propuestas conducentes a la armonización regulatoria para aplicar la Decisión 536.

Bajo el marco general establecido en la Decisión 536, se ha realizado los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia por aproximadamente 7 años, el 11 de mayo de 2009, en la XI reunión del CANREL, los delegados de los Países Miembros, considerando que es necesario analizar y modificar los lineamientos establecidos en la norma supranacional para que pueda desarrollarse efectivamente un mercado regional de energía eléctrica, mostraron interés en la revisión de la Decisión 536, por lo cual propusieron suspender la Decisión 536 transitoriamente por un período de hasta 2 años; para el efecto se consideró necesario definir un régimen transitorio que sea aplicable a las transacciones existentes entre Ecuador y Colombia.

La Comisión de la Comunidad Andina, en Reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 4 de noviembre de 2009, aprobó la Decisión 720, que se refiere a la vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de

Electricidad”, misma que fue publicada, el 5 de noviembre de 2009, en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, la cual establece, como sus principales ajustes los siguientes: un tratamiento discriminatorio de precios para la oferta de electricidad de cada país, la asignación equitativa de las rentas de congestión y la suspensión de la Decisión 536 hasta por un período de dos años.

Como consecuencia de los análisis efectuados al interior del GTOR y considerando la existencia de una nueva realidad del sector eléctrico al interior de los Países Miembros, en la XXIII Reunión de GTOR, realizada el 9 de diciembre de 2010, los delegados acordaron solicitar a CANREL extender a Perú las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador en el artículo 23 del ANEXO de la Decisión 720 para permitirle suscribir acuerdos con otros países de la región con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos y el intercambio internacional de energía; y, en paralelo, continuar con el análisis de los principios de la Decisión 536 para avanzar en la definición de un sistema que contemple la aplicación de diversos modelos para realizar en el futuro interconexiones de los sistemas eléctricos en la subregión e intercambios intracomunitarios de electricidad.

El Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), en su XIII Reunión Ordinaria, realizada el 11 de agosto de 2011, recomendó prorrogar el plazo de suspensión, revisar la Decisión 536 y aprobar los regímenes transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú; por lo expuesto, la Comisión de la Comunidad Andina, en Reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 22 de agosto de 2011, aprobó y se publicó en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena la Decisión 757, que se refiere a la vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, la cual establece dos anexos transitorios para los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador; y, Ecuador y Perú; adicionalmente también se mantiene la suspensión de la Decisión 536 hasta por un período de dos años.

4 Aspectos de mercado para la importación/exportación

En lo que respecta Colombia y Ecuador, las reglas para los intercambios de energía eléctrica están contenidas principalmente en las Resoluciones CREG 04 de 2003, CREG 096 de 2008 y CREG 160 de 2009, y en la Regulación CONELEC 004/10 expedida en el año 2010, las cuales se sustentan en la Decisión CAN 757 suscrita para el intercambio intracomunitario de electricidad y la interconexión subregional de los sistemas eléctricos entre los Países Miembros de la

Comunidad Andina por medio de las denominadas Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo (TIE). En este sentido, son los mercados los que transan la energía que, en el caso de Ecuador, esta actividad la lleva a cabo la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como operador y administrador del sistema nacional interconectado.

El intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador se efectúa conforme a las siguientes reglas fundamentales, contenidas en el Anexo I de la Decisión 757:

- No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos de cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda externa.
- Se garantiza 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.
- Colombia y Ecuador asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad con precios y tarifas que reflejan costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipulaciones en los contratos para los mercados nacionales. Colombia y Ecuador permitirán también la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países conforme a los marcos bilaterales contenidos en la presente Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la presente Decisión.

- Colombia y Ecuador permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
- Colombia y Ecuador promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
- Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora.
- 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.

5 Planificación y coordinación intercomunitaria (actual o previsto)

En relación a la planificación y coordinación intercomunitaria, la norma supranacional dispone que en los procesos de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión y los enlaces internacionales, cada País Miembro tomará en cuenta la información de los demás países, con el fin de coordinar la planificación con una visión de integración regional; para el efecto los países garantizarán un acceso libre, oportuno y transparente a la información que los organismos y agentes del mercado requieran para la planificación de construcción de enlaces internacionales, incluyendo datos de los recursos, oferta y demanda.

Para dar aplicación a lo antes expuesto, el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), como órgano encargado de velar por la aplicación de la propia Decisión 536 en la región, y en ejercicio de sus atribuciones, constituyó el Grupo de Trabajo Técnico de los Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la Comunidad Andina (GOPLAN), el cual tiene por objeto elaborar propuestas, realizar acciones de coordinación con las entidades energéticas y eléctricas de los países y lograr acuerdos para que se cumplan con los aspectos de acceso a la información

y planificación coordinada de proyectos, todo con visión regional.

Además, los organismos que conforman el GOPLAN, en sus respectivos países, tienen a su cargo la coordinación con las demás entidades encargadas de la planificación energética, del planeamiento operativo eléctrico, del despacho económico, de la administración del mercado mayorista; y, de los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica; sin perjuicio de la coordinación horizontal que pudiere darse entre organismos similares de los Países Miembros.

6 Aspectos operativos

Con el fin de determinar los aspectos operativos necesarios para el intercambio de electricidad entre Ecuador y Colombia, los Reguladores de cada país expidieron la normativa interna correspondiente, la cual dispone que los operadores y administradores de cada sistema serán responsables de la administración técnica de las Transacciones Internacionales de Electricidad, para lo cual deberán coordinar las acciones que correspondan tanto para importación como exportación. En tal sentido los operadores de ambos sistemas suscribieron el Acuerdo Operativo, el cual es un instrumento bilateral en el que se establecen las obligaciones y responsabilidades en la operación técnica de los sistemas, considerando los enlaces internacionales.

El Acuerdo Operativo contiene, entre los aspectos principales, los siguientes:

- Criterios de las partes en la planificación de la operación, mantenimiento y administración del sistema eléctrico dentro de cada país.
- Mantenimiento y Operación.
- Reglas operativas.
- Derecho de acceso a los enlaces internacionales de electricidad.
- Información y registros.
- Sistemas de Medición.
- Procedimiento para resolución de controversias.
- Responsabilidades e indemnizaciones.

En lo concerniente al Despacho Económico Coordinado, se dispone que las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, TIE, sean transacciones horarias entre los mercados de corto plazo de los países interconectados por uno o más enlaces internacionales. Las TIE son producto del despacho económico coordinado efectuado por

los operadores de los sistemas de los países interconectados, y se originan por las diferencias de precios entre los nodos terminales de los enlaces internacionales.

La coordinación de los despachos económicos entre países, interconectados a través de enlaces internacionales, tiene en cuenta la oferta disponible y la demanda internacional, en los extremos del enlace, para la programación de los recursos de generación y transmisión de cada país. El despacho de una Transacción Internacional de Electricidad de corto plazo, en el caso de una importación, será considerada como generación adicional, mientras que una exportación será considerada como demanda internacional.

En el caso de Intercambios por seguridad, para el caso de Colombia, en las TIE se realizan intercambios de electricidad para cubrir generación de seguridad doméstica en cualquiera de las siguientes condiciones:

- Cuando exista capacidad remanente en el Enlace Internacional.
- Cuando no se haya programado una TIE por el Enlace Internacional.

En todos los casos, la programación de una importación para suplir generación de seguridad, será la resultante de incluir en el Despacho Programado un recurso con precio de oferta igual al precio de oferta en el nodo frontera del país exportador, y con disponibilidad igual al menor valor entre la cantidad dispuesta para exportación por parte del país exportador y la capacidad remanente del enlace.

Mientras que en caso de que el sistema ecuatoriano requiera generación por seguridad, calidad de servicio o por emergencia, a través del enlace internacional, será posible realizar tal transferencia considerándola como un caso de excepción de una importación de electricidad.

En este último caso no se requerirá efectuar la comparación de precios en los nodos frontera, puesto que ingresará al Mercado Eléctrico Ecuatoriano como una generación forzada u obligada, aplicándole el concepto de lo establecido en la Regulación vigente sobre restricciones e inflexibilidades operativas y pagándose con el precio correspondiente a la oferta de esa generación de seguridad, por cada bloque de energía solicitado.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, las TIE's entre Colombia y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas en un principio en la Decisión CAN 536 y ahora plasmadas en la Decisión 757, la cual establece el marco de referencia para las transacciones internacionales de electricidad entre ambos países Andinos. En resumen, éstas consisten en

intercambios establecidos para el día siguiente e intercambios de emergencia, ambos realizado por los operadores de los mercados de los países, XM en Colombia y CENACE en Ecuador, con el objetivo de minimizar los costos operativos en ambos mercados sujeto a la restricción de capacidad de la interconexión. Los agentes individuales siguen operando en sus respectivos mercados y, hoy por hoy, no se permiten por el momento contrataciones internacionales de compraventa de energía entre los mismos.

En la siguiente figura se ilustra el marco general establecido para la operación de las TIE Colombia – Ecuador.

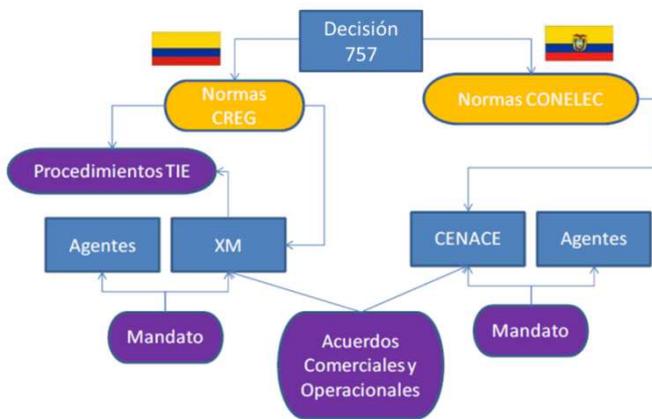


Fig. 1 Marco para la realización de las TIE Colombia – Ecuador.

7 Determinación del precio de energía de importación/exportación (formación del precio ofertado en el nodo frontera) y cargo por capacidad o confiabilidad, otros cargos. (actual o previsto)

a. Importación a Colombia desde Ecuador

Para efectuar las TIE entre Colombia y Ecuador, el Centro Nacional de Despacho (CND) de Colombia estima horariamente una curva escalonada de Precios de Oferta para cada Nodo Frontera para Exportación, Curva de escalones $PONE_{QX,i}$, la cual reflejará un precio por cada valor QX, igual al precio de bolsa que se obtiene al ejecutar el proceso de optimización para cubrir la energía adicional, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional. Cada escalón $PONE_{QX,i}$ de la curva deberá incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo frontera de exportación.

Mediante un procedimiento automático se determina la activación o no de una Transacción Internacional de Electricidad de Corto Plazo –TIE-, comparando el Precio Máximo para Importación y la Curva de

Precios de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación de cada uno de los Enlaces Internacionales suministrados por cada país, adicionando a cada uno de éstos los cargos asociados con la generación aplicables en el mercado colombiano y el correspondiente Costo Equivalente en Energía (CEE).

La expresión utilizada es la siguiente:

$$\frac{PI_{KI} - (PONE_{QX,EI} + CEE + Cargos G)}{PONE_{QX,EI} + CEE + Cargos G} * 100 \geq Umbral$$

Donde:

PI_{KI} Precio Máximo de Importación Colombiano para la hora k.

$PONE_{QX,EI}$: Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del enlace internacional i, en el segmento QXE, del otro país; el cual deberá incluir todos los costos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera.

CEE: Costo Equivalente en Energía.

Cargos G: Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia.

Umbral: Porcentaje para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el Precio Máximo de Importación, que se utilizará para decidir una importación a través de las TIE.

Para iniciar la operación de las TIE por un Enlace Internacional, se establece un Umbral igual al 8%.

b. Importación a Ecuador desde Colombia

La comparación de precios para decidir una importación de electricidad mediante una transacción internacional de corto plazo, debe ser realizada en los nodos del sistema que compraría electricidad.

La comparación de precios debe ser realizada en un único nodo del enlace internacional, para lo cual se considerarán las pérdidas asociadas a dicho enlace, para llevar el precio a un solo nodo frontera, que en este caso será el nodo frontera del país importador.

La decisión se tomará con base a lo siguiente:

$$\text{Si: } |POI - P_{Umbral}| > POE$$

Donde:

POI: Precio de oferta del Ecuador para importar.

POE: Precio de oferta del otro país para exportar.

P_{Umbral} : Precio umbral.

Entonces se programa una importación por parte del Ecuador.

Este análisis debe ser realizado en los nodos frontera de los dos países. Si de la comparación efectuada en cada nodo, el resultado indica que las transacciones se activan en los dos países en sentidos contrarios, es la señal para que los intercambios no se realicen.

El sistema importador, en función de la comparación de precios efectuada previamente, realizará el

despacho económico programado con la oferta disponible en el enlace internacional, determina las cantidades a importar y las comunica al sistema exportador, de manera que este a su vez realice su programación considerando las cantidades a exportar.

El mecanismo que da origen a las transacciones TIE se ilustra en el esquema siguiente:

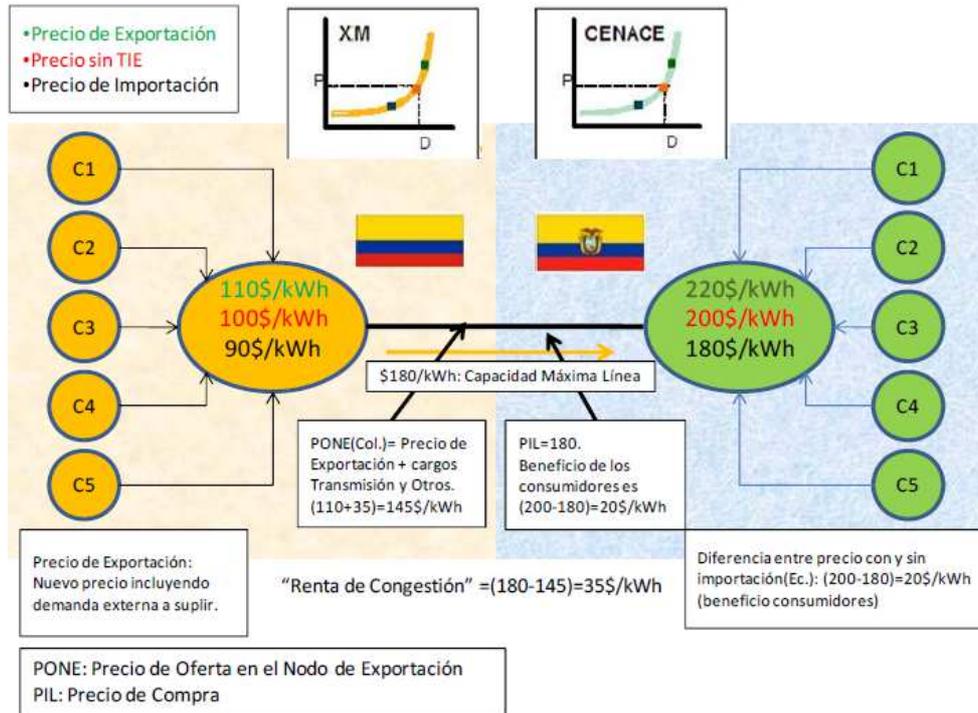


Fig. 2 Mecanismo para los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia⁵

En el ejemplo incluido en el gráfico, el precio de exportación en Colombia, \$110/kWh, es el resultado de un despacho económico con la demanda interna y considerando la discriminación de precios a la demanda de la exportación. Semejantemente, el precio de importación en Ecuador, \$180/kWh, es más bajo que el precio que prevalece sin las importaciones, \$200/kWh, y representa una transferencia de \$20/kWh del productor a los consumidores. El precio de oferta en el nodo de la exportación en Colombia, \$145/kWh es la suma del precio de exportación, \$110/kWh, más cargos de transmisión y otros en Colombia de \$35/kWh.

En este ejemplo la capacidad de la interconexión Colombia -Ecuador se utiliza completamente mientras que el precio de importación en Ecuador (\$180/kWh) es más alto que precio de exportación en Colombia (US\$ 145/MWh), lo cual origina una renta de

congestión de \$35/kWh. Ésta es asignada de forma equitativa al exportador e importador; y es equivalente a la diferencia entre el precio de importación en Ecuador y el precio de oferta en el nudo exportador de Colombia (180-145= US\$35/kWh).

8 Marco conceptual sobre el acceso y uso de las líneas de interconexión internacionales

Para el caso de Colombia, la resolución CREG 04 de 2003 menciona que el principio de libre acceso, aplicable a la red Nacional de Interconexión, es extensivo a los Enlaces Internacionales. También indica que el libre acceso a Enlaces Internacionales por parte de terceros, debe garantizarse cuando técnica y económicamente sea factible, sin que aún no exista la reglamentación correspondiente. Así mismo, para el caso de Ecuador, la Regulación No. CONELEC 004/10 de 2010 menciona que el principio de libre acceso y su aplicación es definida a través de la normativa interna expedida para el efecto.

9 Rentas de congestión

Las rentas económicas originadas por la diferencia entre el Precio de oferta del mercado exportador y el

⁵ Ejemplo mostrado en el Estudio para análisis de Prefactibilidad técnico económico de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, preparado por Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

Precio de mercado de corto plazo del mercado importador en los extremos de cada enlace internacional son las llamadas Rentas de Congestión y de conformidad con lo establecido en la Decisión CAN 757 dichas rentas serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador.

En el caso de Colombia, cuando el mercado colombiano realice exportaciones los recursos de las rentas que correspondan sistema importador serán considerados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). La demanda internacional de Despacho Económico Coordinado participará de esta asignación, en proporción a la energía importada por el sistema eléctrico que la representa a través de los enlaces internacionales. El ASIC considerará estos recursos como un saldo a favor del sistema importador.

De las rentas que correspondan al mercado colombiano, producto de las exportaciones de electricidad a Ecuador, el ochenta por ciento (80%) serán destinadas al Fondo de Energía Social que administra el Ministerio de Minas y Energía de, conformidad con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007. El saldo de los recursos que correspondan el mercado colombiano se verá reflejado en un menor costo de restricciones. Para el efecto, el ASIC trasladará estas rentas a los comercializadores conforme con la regulación vigente, como un menor valor de restricciones.

Por otra parte, en el caso de una exportación desde el mercado ecuatoriano, el 50% de las rentas de congestión, correspondiente a la demanda nacional servirá para cubrir el pago correspondiente a las garantías semanales por concepto de importación y, el 50 % que le corresponde a la demanda internacional será descontado por el CENACE al mercado importador en la respectiva factura.

En el caso de una importación del mercado ecuatoriano, las rentas de congestión que correspondan al mercado importador, serán asignadas a los distribuidores en forma proporcional a su demanda comercial del período al que corresponden esas rentas de congestión y servirán para cubrir futuros pagos correspondientes a las garantías semanales por importación de electricidad.

10 Lecciones aprendidas

De las lecciones aprendidas se desprenden aspectos positivos ya que la optimización de los recursos energéticos de ambos países han producido beneficios positivos en el ámbito de abastecimiento, considerando que también se ha realizado un uso intensivo de los enlaces por el despacho económico coordinado; además, con el proceso de armonización

normativa entre Ecuador y Colombia, se ha conseguido un alto grado de especialización en procesos operativos y comerciales.

Sin embargo, por otro lado, han existido barreras notorias para que el proceso de integración se realice completa y efectivamente. Estas radican en aspectos políticos, normativos, en el tratamiento de los aspectos técnicos y comerciales como se muestra a continuación:

- Barrera Políticas producidas por: falta de decisión en los gobiernos hacia la instrumentación de procedimientos pro activos a los procesos de integración; diferentes visiones que, a nivel de cada uno de los países de la región, conducen su acción en relación a sus objetivos y estrategias nacionales; y, el diferente grado de avance en los procesos de transformación de la institucionalidad estatal en dichos países.
- Barreras Normativas derivadas de la coexistencia de diferentes marcos normativos que regulan el sector energético en cada uno de los países, dando lugar a asimetrías normativas en los ámbitos: técnico, jurídico y ambiental. Consecuentemente, no se han conseguido obtener procedimientos rápidos y eficaces entre organismos comunitarios.
- Barreras Técnicas por la falta de una planificación integral de la expansión de los sistemas de transporte necesarios para las interconexiones entre los sistemas nacionales. Estas barreras surgen también por la falta de acuerdo en el tratamiento de parámetros sobre aspectos de seguridad, pérdidas, niveles de tensión, frecuencia, transporte de energía, etc.
- Barreras Comerciales fundamentadas en la falta de acuerdo en el tratamientos de aspectos tales como: a) asignación de rentas de congestión; b) aplicación de subsidios que inciden en precios de interconexión; c) limitaciones a la libre contratación entre oferentes y demandantes; d) Determinación de cargos para el transporte; e) tratamiento comercial para la remuneración a países en tránsito; f) Transacciones de corto plazo (TIE) y largo plazo (contratos).

Considerando lo expuesto, se observa la necesidad de mantener un continuo e intenso trabajo al interno de los grupos para poder hallar una solución a las barreras antes citadas, y obtener así un marco normativo que sustente a largo plazo los intercambios de electricidad a nivel regional y no solo limitarse a países vecinos (bilateralmente).

11 Conclusiones

Los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia han brindado importante beneficios en el ámbito de técnico; entre los principales, se citan los

siguientes: reducción de costos operativos considerando la diversidad de condiciones hidrológicas, curvas de demanda y variaciones estacionales; optimización de márgenes de reserva de los sistemas eléctricos de ambos países; robustez a los sistemas interconectados, permitiendo soportar eventos inesperados bajo condiciones aisladas; abastecimiento de la demanda en condiciones de estiaje, evitando así los racionamientos de energía; ahorro a la demanda por la disminución del costo horario de la energía; y, mejora en la calidad y seguridad de servicio.

Para el Ecuador, la importación de electricidad desde Colombia ha significado un importante desplazamiento de la generación térmica ineficiente y costosa en el sector eléctrico ecuatoriano, lo cual conlleva a una minimización uso de combustibles fósiles y por ende a una reducción a las emisiones de gases de efecto invernadero.

Para el desarrollo de una integración entre mercados

de energía, se requiere la formación de pilares que permitan llevar adelante el proceso de integración regional y su soporte, en el futuro, depende de un objetivo en común, cual es lograr eficacia y optimización regional en beneficio de los países.

Con el objeto de promover las interconexiones eléctricas, es de suma importancia determinar los lineamientos y criterios a cada uno de los componentes que conformarían un mercado regional de electricidad, entre los aspectos que resaltan se pueden citar: el tratamiento especial para los agentes participantes en las transacciones internacionales dentro del mercado regional, tratamiento para el país en tránsito y el desarrollo de esquemas comerciales para promover el intercambio de electricidad (contratos o intercambios de oportunidad) considerando la no inclusión de subsidios o aranceles aplicables a las exportaciones o importaciones de electricidad.



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