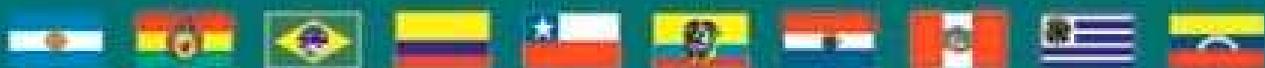
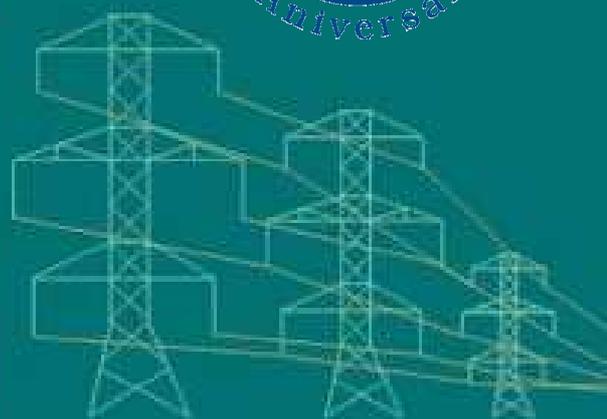


SERIE:
DOCUMENTOS
DE ANALISIS Y
DISCUSION

INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS REGIONALES DE SUDAMÉRICA

Marco Legal y Comercial, Resultados
y Lecciones Aprendidas

DICIEMBRE 2004



INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO CIER 08
"REGULACION DE LOS MERCADOS ELECTRICOS"

SECRETARÍA EJECUTIVA
MONTEVIDEO - URUGUAY



Servicios del Área Corporativa a disposición de empresas y organismos del Sector

Área Corporativa en la CIER

A partir del año 2000 el Área Corporativa de la CIER ha trabajado con el objetivo de proveer servicios de valor agregado a empresas eléctricas y organismos del sector. Foco de atención en dirección y gestión estratégica de los procesos corporativos, regulación y medio ambiente.

Servicios a disposición de las empresas y entidades CIER:

- Facilitador de proyectos de Benchmarking de procesos corporativos.
- Facilitador de proyectos con potencial de acceso al Mercado del Carbono.
- Cursos para Ejecutivos en Finanzas, Estrategia Corporativa y Regulación.
- Cursos a medida para empresas u organismos.
- Acceso a estudios en temas regulatorios.
- Acceso a la red de profesionales del área.
- Consulta y contacto con especialistas en temas regulatorios.
- Acceso a estudios y documentos técnicos sobre experiencias aprendidas.
- Servicio de Foro Virtual en temas de interés – a requerimiento de las empresas.
- Acceso al banco de datos de información sectorial a través del Comité Nacional.
- Organización de seminarios y reuniones en temas del área.
- Facilitador de proyectos a través de Grupos de Trabajo – solicitud de empresas.

En todos estos servicios la CIER participa como una entidad sin fines de lucro, independiente, abocada al apoyo de la gestión de las empresas y mejoramiento de la competitividad y promover la integración de los mercados energéticos.

Apoyo continuo y permanente

Más información se puede obtener en nuestro sitio web: www.cier.org.uy
Consulte al Coordinador Nacional de su país o al Coordinador Internacional. Nombres y direcciones en la web. Montevideo-Uruguay Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611, E-mail: secier@cier.org.uy



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

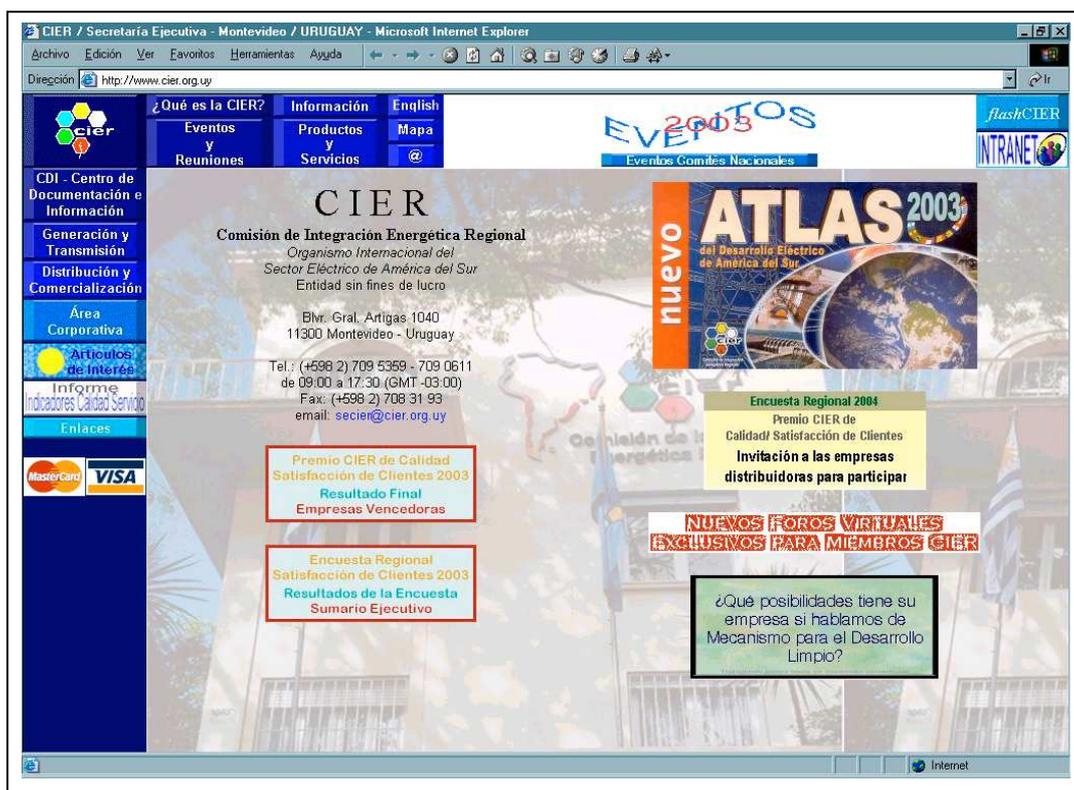
AUTORIDADES DE LA CIER

1^{er} Vicepresidente
Dr. José Antonio Vargas Lleras
Colombia

Presidente
Ing. Angel María Recalde
Paraguay

2^{do} Vicepresidente
Ing. Ivan La Rosa Alzamora
Perú

Director Ejecutivo
Ing. Juan Carlos Álvarez Salomón
Paraguay



La CIER esta integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica Ibérica en Calidad de Miembros plenos.

Participan también con carácter de Miembros Asociados: UNESA (España), TransÉnergie HQ inc. (Canadá).

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay
Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611 – Fax: (+598-2) 7083193
E-mail: secier@cier.org.uy – Internet: www.cier.org.uy





INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS REGIONALES DE SUDAMÉRICA

Marco Legal y Comercial, Resultados
y Lecciones Aprendidas

DOCUMENTO DE ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

DICIEMBRE 2004





EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) es una organización internacional sin fines de lucro que agrupa a empresa e instituciones del área de la energía eléctrica, cuyo objetivo principal es promover y estimular la integración del sector energético de América del Sur, satisfaciendo las necesidades de sus miembros en relación con la integración, intercambio y comercialización de bienes y servicios, a través del desarrollo de proyectos, eventos y productos de información.

La CIER atiende las necesidades del sector y sus Miembros a través de una organización por áreas típicas: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y procesos del Área Corporativa, todo ello para mantener la CIER como:

- Una organización de gran prestigio en la región, útil para apoyar el desarrollo del Sector y la competitividad empresarial.
- Un Organismo con una presencia internacional, reconocido tanto por las organizaciones de tipo similar, entidades financieras y de promoción de inversiones. Por ello se mantiene una activa presencia en eventos de relevancia internacional, con contactos institucionales tales como el Banco Mundial, la Corporación Andina de Fomento (CAF), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Eurelectric de la Unión Europea, el departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de América, IEA, WEC, CIGRE, CIRED y otros.
- Un Organismo dispuesto a brindar información sobre noticias, oportunidades y actividades del Sector Eléctrico, siempre dispuesto a servir a sus miembros a través de sus bancos de datos, Internet y foros de discusión.

La Comisión se estructura en Comités Nacionales, que agrupan a las empresas y organismos del Sector eléctrico en sus respectivas naciones abarcando a los 10 países de raíces ibéricas en la América del Sur, más los Miembros Asociados.

El órgano de máxima decisión de la CIER es el Comité Central, donde participan las autoridades de los Comités Nacionales. El Presidente conduce la organización durante un período de dos años con el apoyo de dos Vicepresidentes con quienes constituye la Mesa Directiva.

El mercado eléctrico de la CIER

Países:	10
Población:	353.558.000 hab.
Superficie:	17.347.150 km ²
Energía Generada:	707.603 GWh
Potencia Instalada:	175.222 MW
Clientes	89.799.000
Energía por habitante:	2.001 kWh/hab.





INDICE

INTRODUCCIÓN	11
AGRADECIMIENTOS	13
PRESENTACIÓN	17
RESUMEN EJECUTIVO Y PERSPECTIVAS	19
1 INTERCONEXIÓN ARGENTINA - BRASIL	25
2 INTERCONEXIÓN CHILE - ARGENTINA	31
3 INTERCONEXIÓN URUGUAY - ARGENTINA	33
4 INTERCONEXIÓN URUGUAY - BRASIL	39
5 INTERCONEXIÓN ECUADOR - COLOMBIA.....	45
6 INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ (en estudio)	53
7 INTERCONEXIÓN COLOMBIA - VENEZUELA	61
8 INTERCONEXIÓN BOLIVIA – PERÚ (en estudio)	67
9 INTERCONEXIÓN PARAGUAY - ARGENTINA.....	74
10 INTERCONEXIÓN VENEZUELA - BRASIL.....	78
11 INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ (en estudio)	85





INTRODUCCIÓN

El documento que presentamos a continuación describe las principales interconexiones eléctricas regionales en Sudamérica. El propósito central fue exponer a ejecutivos y empresas no familiarizados con la temática de integración eléctrica los principales aspectos técnicos de las interconexiones estudiadas, razones que dieron motivo a su concreción, marco legal y comercial, derechos y responsabilidades de los inversores, resultados de la interconexión, y enumeración de lecciones aprendidas y recomendaciones para futuros proyectos.

La estrategia del Grupo de trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" es continuar desarrollando Documentos de Análisis y Discusión en temas específicos regulatorios, con formato *ejecutivo* y de fácil lectura, así como también, en la medida que sea pertinente, participar activamente en las reuniones y proyectos internacionales de la CIER.

El tema que aborda este documento es el cuarto de una serie de trabajos ya realizados y forma parte del análisis regulatorio de los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización.

- Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano – Agosto 2001.
- Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica – Octubre 2002.
- Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución – Noviembre 2003.

La CIER cuenta con estudios realizados a partir de varios proyectos, por lo que es altamente recomendable referirse a otros documentos que amplían y profundizan el conocimiento en la materia, como ser: Grupo de Trabajo CIER 02 "Mercados Mayoristas y Factibilidad de Interconexiones", Grupo de Trabajo CIER 06 "Calidad del Servicio de Distribución", Grupo de Trabajo CIER 03 "Interconexiones regionales de los Mercados Eléctricos" en sus Fases I y II.





AGRADECIMIENTOS

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) agradece a los Delegados y Representantes Invitados que integran el grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos", y autores de informes que se incluyen en este documento, por el tiempo, conocimientos y talento profesional que en forma voluntaria han dedicado para elaborar el presente Documento de Análisis y Discusión. El aporte intelectual de los profesionales que indicamos en la siguiente página, nos ha permitido ofrecer al lector ésta información considerada de interés relevante para las empresas, organismos e instituciones. También agradecemos a las empresas, organismos e instituciones por la generosidad en asignar el tiempo de dichos profesionales para desarrollar este importante trabajo.





GRUPO DE TRABAJO – CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos"

Coordinador Internacional - Área Corporativa: Cr. Juan Carlos Belza
Especialista Técnico – Ing. Mario Ibarburu
Edición del Documento – Sra. Jacquelin Branca

COORDINADORES DEL GRUPO DE TRABAJO

Coordinador Principal:

Ing. Helio Mitsuo SUGAI
Planeamiento de la Expansión de la Generación - COPEL

Integrante del Equipo:

Dra. Silvana do Rocio OLIVEIRA
Asesora Directorio Relaciones Institucionales - COPEL

DELEGADOS

Argentina

Lic. Marcelo BIACH
ENRE

Bolivia

Ing. Eddy IPORRE DURÁN
Intendente - S.E.

Brasil

Dr. Luiz Geremias DE AVIZ
Gerente Coord. Jurídica - COPEL

Chile

Dr. Rodrigo PÉREZ STIEPOVIC
PPL Global, LLC - EMEL

Colombia

Ing. Omar SERRANO RUEDA
Gerente de Regulación - CODENSA S.A.

Ecuador

Ing. Juan Vicente SAAVEDRA MERA
Gerente de Producción – HIDRONACION

Ing. Eduardo CAZCO CASTELLI
Director de Regulación - CONELEC

Miembro Asociado UNESA - España

Dr. Alberto BAÑÓN
Director de Regulación – UNESA

Paraguay

Ing. Armando RODRIGUEZ KNUTSON
Director de Planificación - ANDE

Ing. Sixto AMARILLA

Jefe Depto. Ingeniería, Comunicación y Control-ANDE

Perú

Ing. Miguel RÉVOLO ACEVEDO
Gerente de Distribución - OSINERG

Uruguay

Ing. Jorge Gualberto CABRERA LESTEGAS
Gerente Div. Planif. Inv. y Medio Ambiente - UTE

Dra. Ethel RAMON GARCÍA
Sub-Gerente Coordinación Asuntos Indust. - UTE

Venezuela

Dr. Felipe HERNÁNDEZ CONTRERAS
Consultor Jurídico – ENELVEN

Ing. Fidel PÉREZ MORGADE
Gerente División Planif. de Sist. Eléctricos - EDELCA

REPRESENTANTE INVITADO A FORMAR PARTE DEL GRUPO DE TRABAJO

Venezuela

Dra. Alice SADER
ELECAR-EDC/AES

Ing. Rafael Zamora
Jefe de la División de Regulación y Tarifas – MEM

Bolivia

Ing. Osvaldo IRUSTA ZAMBRANA
Superintendente de la Superintendencia de Electricidad

Secretaría Ejecutiva: Bulevar Gral. Artigas 1040, (11300) Montevideo, Uruguay
Teléfonos: (+598-2) 7095359–7090611, Fax: (+598-2) 7083193
E-mail: secier@cier.org.uy, Internet: www.cier.org.uy





PRESENTACIÓN

El 10 de julio del 2004 la CIER conmemoró su 40 aniversario. Coincidente con esa fecha, el Grupo de Trabajo CIER 08, bajo la Coordinación Internacional del Área Corporativa, responsable por el desarrollo de los temas de la Regulación del Sector Eléctrico de los países miembros, introduciendo al mismo tiempo la perspectiva empresarial, nos hace entrega del documento: "INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS REGIONALES DE SUDAMÉRICA - Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas"; un instrumento de análisis sobre las experiencias que en materia de interconexión o integración de mercados eléctricos se han visto en Sudamérica. Sus resultados desde una perspectiva económica, impacto en los precios, inversión y marcos regulatorios, resumiendo lecciones aprendidas y planteando recomendaciones.

Todos los países miembros de la CIER, en mayor o menor grado, tienen una interconexión internacional. Las interconexiones existentes entre Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela, tienen una capacidad aproximada de 15.000 MW.

El desafío es hacer frente a una demanda que siempre creció con tasas importantes a pesar del irregular comportamiento de la economía, y que es muy probable que mantenga esa tendencia, para lo cual es necesario convocar los recursos de inversión que ese desarrollo implica.

Los estudios de la CIER han demostrado que la expansión de mínimo costo económico es la integración eficiente de las reservas de generación existente.

En esta oportunidad les presentamos las experiencias concretas, tanto de países de la Región Andina como del Mercosur, sobre contratos de transferencias e intercambios de energía eléctrica, considerando los casos de mayor relevancia para su aporte al logro de los objetivos de avanzar en los procesos de Integración.

La CIER ha registrado en sus análisis sobre la crisis, que uno de los principales factores que atenta contra un sector energético eficiente en realidad es la crisis de crecimiento económico de los países, en donde la inversión necesaria es mayor a la renta que lo hace posible.

En nuestro objetivo primordial de promover y favorecer la integración energética sudamericana, nuestro organismo, a través del esfuerzo permanente de una red de colaboradores, una vez más, se congratula por la entrega de este informe y agradece a los participantes del Grupo CIER 08 por el apoyo brindado a través de sus experiencias y conocimientos volcados en la concreción de este cuarto documento.

Atentamente,

Ing. Juan Carlos Alvarez Salomón
Director Ejecutivo
Comisión de Integración Energética Regional



RESUMEN EJECUTIVO Y PERSPECTIVAS

Iniciamos este resumen ejecutivo destacando que la motivación fundamental para el establecimiento de interconexiones regionales es la económica, ya sea a través de la reducción de costos de mantener la seguridad del propio sistema en aislamiento, o el aprovechamiento de las transacciones económicas mutuamente beneficiosas entre los distintos sistemas. Las características del mercado sudamericano hacen sumamente propicio el desarrollo de mercados binacionales o multinacionales. Hay diversidad de tamaños de mercados, diferentes costos marginales de operación, disponibilidad de recursos por diversidad estacional, horaria, complementariedades hidroeléctricas, hidrotérmicas, e importantes reservas de gas. Es así que todo ello debe necesariamente generar beneficios muy importantes para los países de la CIER, que para mencionar algunos de ellos podemos destacar: a) costos de energía competitivos, b) ahorro compartido en los costos de explotación por transacciones de energía, c) reducción en las reservas en explotación, d) beneficios por diversidad en las curvas de carga de los mercados individuales, e) mayor capacidad de respuesta ante situaciones de emergencia, f) reducción del margen de reserva de generación necesario a largo plazo, g) mayor competencia en generación.

A partir de estas premisas derivadas de la integración, se han dado hasta el presente en Sudamérica una serie de proyectos (casos) de interconexión regional que estudiamos y analizamos en este informe, presentando las razones económicas y sociales que motivaron su realización, los marcos legales y comerciales que regularon los intercambios, sus resultados económicos, y aquellas lecciones aprendidas que nos permitan capitalizar experiencias para futuros proyectos.

1. Situación actual de las interconexiones internacionales en la región

Las interconexiones existentes hasta el presente no agotan el potencial de interconexión con beneficios económicos. Probablemente el estudio más exhaustivo de las potencialidades de la interconexión en América del Sur es el proyecto CIER 02 – Mercados Mayoristas en interconexiones, completado en el año 1999. En este estudio se consideran varios corredores de interconexión y se evalúa de manera primaria la conveniencia de distintas capacidades de interconexión por los mismos, con horizonte en el año 2010.

En el corredor Andino, se evidenció la posibilidad de elevar a 1000 MW la interconexión total entre Colombia y Venezuela, y a 400 MW las interconexiones Colombia-Ecuador y Ecuador Perú.

En el corredor Chile-Perú, se determinó la posibilidad de una capacidad de interconexión entre 200 y 400 MW.

En el área MERCOSUR, se evidenció la razonabilidad de aumentar la interconexión Argentina-Brasil a 3000-4000 MW, y a 500 MW entre Brasil y Uruguay.

Como se ve las oportunidades de beneficio de la interconexión detectadas de manera primaria en el proyecto CIER 02, exceden ampliamente las capacidades de interconexión existentes hoy en día.

En este resumen ejecutivo se intenta extraer algunas conclusiones respecto a tres puntos:

- el grado de avance cuantitativo en el proceso de interconexión y en el comercio internacional de energía en los países de CIER.
- las modalidades comerciales y regulatorias que han adoptado los proyectos de interconexión y el comercio hasta el presente.
- por último, las lecciones aprendidas y las perspectivas del proceso de integración eléctrica en los países de CIER.

2. Grado de avance actual del proceso de interconexión

La energía eléctrica es probablemente el energético con dificultades mayores para su transporte internacional: sólo puede transportarse mediante líneas de alta o extra alta tensión en corriente alterna o continua, o si se requiere atravesar superficies marítimas, lo que es mucho menos frecuente, mediante cables submarinos de corriente continua.

Las inversiones requeridas para la interconexión internacional son tan grandes, que los sistemas eléctricos de la mayor parte de los países del mundo se han diseñado históricamente como sistemas esencialmente aislados, o débilmente interconectados.

Por lo anterior, los procesos de integración eléctrica entre naciones, están aún en una etapa inicial en la mayor parte del mundo.

En América del Sur la interconexión eléctrica internacional (uno de los objetivos de CIER como institución) ha tenido impulso en los últimos veinticinco años, primero con la construcción de proyectos de generación hidráulica binacional, y más

recientemente con la realización de algunos importantes proyectos de interconexión binacional.

La tabla y el gráfico siguientes, muestran la importancia relativa de la potencia de interconexión internacional, respecto a la capacidad de generación local en los países de CIER. Se observa que con ciertas excepciones, la importancia de la capacidad de interconexión es aún reducida.

Capacidad de interconexión en porcentaje respecto a la demanda máxima en los países de CIER (Fuente: Síntesis Informativa 2003 de CIER)

Argentina	30%	Esa capacidad se podría alcanzar al exportar pero no al importar
Bolivia	0%	
Brasil	21%	La mayor parte se debe a la convertidora de la central binacional Itaipú
Colombia	11%	
Chile	Sistema interconectado central 0%	
	Sist. Interconectado Norte Grande 40%	Importa desde una central en Argentina no conectada a la red de ese país
Ecuador	8%	
Paraguay	Mayor al 100%	Como resultado de las obras binacionales de Itaipú y Yacretá
Perú	0%	Para diciembre de 2004 se espera la entrada en servicio de 100 MW de interconexión a Ecuador
Uruguay	Mayor al 100%	
Venezuela	4,5%	Exporta a una región no interconectada de Brasil

En la tabla siguiente se presenta una tabla con los flujos de comercio internacional de energía entre los países de CIER en el año 2002 y con una estimación del peso de la importación de energía en cada país respecto a la energía generada localmente.

Flujos de comercio de energía eléctrica entre países de CIER en el año 2002.

en GWh (Fuente: Síntesis Informativa de CIER, año 2003).

(*) Los flujos entre Colombia y Ecuador son del año 2003

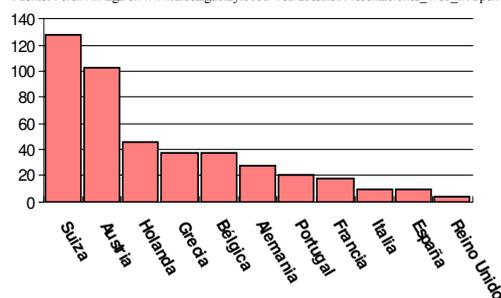
País Exportador	País Importador								Total exportado
	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Uruguay	Venezuela	
Argentina			446	1813			559		2818
Brasil	1	9							10
Colombia						1129 (*)		561	1690
Ecuador					67 (*)				67
Paraguay	6404		36106						42510
Uruguay	1909								1909
Venezuela			400		23				423
Total importado	8314	9	36952	1813	90	1129	559	561	
Total generado	84823	4190	342274	43670	45242	11888	9043	95712	
Importado / generado	9,8%	0,2%	10,8%	4,2%	0,2%	9,5%	6,2%	0,6%	

La importancia todavía reducida de las interconexiones internacionales en el total del abastecimiento eléctrico, no es un fenómeno exclusivo de América del Sur. Como ilustración de este punto, el gráfico siguiente muestra indicadores análogos entre los países de la Unión Europea.

Interconexión en los países de la Unión Europea

Máxima capacidad nacional de intercambio / Punta de demanda nacional

Fuente: Pérez Arriaga en www.ursea.gub.uy/8080/web/docs/ns/Presentaciones_Web_E?OpenView



De la misma manera, en los procesos de reforma regulatoria que han tenido lugar en la mayor parte de los países de la región, la reglamentación del mercado mayorista y del transporte, no incorporaron desde el inicio las disposiciones más adecuadas para favorecer el comercio internacional de energía y el desarrollo de interconexiones.

Así por ejemplo, el marco regulatorio del mercado mayorista de Argentina data de 1992, en tanto que una normativa interna sistemática para el comercio internacional de energía se desarrolló recién en 1997, con motivo de la construcción de la interconexión con Brasil. Análogamente, en los países andinos, los marcos regulatorios del mercado mayorista de Colombia, Perú y Ecuador datan de mediados de la década pasada, en tanto la normativa para el comercio internacional se ha perfeccionado a partir de la Decisión 536 de la Comunidad Andina de 2002.

3. Modalidades comerciales y regulatorias de las interconexiones existentes

Las experiencias de interconexión desarrolladas hasta el presente en los países de CIER se caracterizan por la variedad de propósitos, formas de desarrollo de los proyectos y soluciones comerciales y regulatorias, como se intenta evidenciar en lo que sigue.

Propósito económico principal de los proyectos

Al identificar el **principal propósito económico** de cada proyecto, surgen tres tipos de proyectos de interconexión en la región.

- Los proyectos de interconexión Argentina-Uruguay, Argentina-Paraguay (Yacyretá) y Brasil-Paraguay se realizaron con motivo de la construcción de las centrales hidroeléctricas binacionales de Salto Grande, Yacyretá e Itaipú. Se trata de proyectos que entraron en servicio en los años 80 y que fueron realizados por empresas estatales. La interconexión resultó un subproducto, altamente beneficioso, de la construcción de las centrales.

En estos proyectos, la retribución de los costos y el financiamiento de las obras se obtuvieron a partir de la remuneración de la energía generada por las centrales.

- Las interconexiones realizadas en los últimos años con el propósito de realizar una venta de potencia firme de un país a otro. Tal es el caso de las interconexiones Argentina-Brasil, Brasil-Venezuela y Argentina-Chile. En los dos primeros casos, la construcción de la interconexión estuvo asociada a uno o unos pocos contratos de largo plazo de venta en uno de los sentidos de la interconexión.

En estos proyectos, son los contratos firmes los que aseguran a la empresa vendedora el flujo de ingresos para cubrir los costos y obtener el financiamiento de las obras de interconexión.

- Las interconexiones realizadas con el propósito de realizar intercambios de oportunidad en los dos sentidos, aprovechando la diferencia de costos marginales entre los dos sistemas interconectados, sin que esto excluya la posibilidad de contratos. En este caso se encuentran las interconexiones Colombia-Venezuela (Cuestecitas-Cuatricentenario), Colombia-Ecuador y Brasil-Uruguay.

Las interconexiones Colombia-Venezuela y Brasil-Uruguay, fueron realizadas en un contexto en el que los marcos regulatorios competitivos aún se encontraban en una etapa incipiente. La interconexión fue impulsada por empresas estatales, que esperaban apropiarse en forma conjunta de la totalidad de los beneficios del comercio. Los nuevos marcos regulatorios, crearon la necesidad de compatibilizar la rentabilidad de los proyectos de interconexión ya ejecutados con los principios de libre acceso.

La interconexión Colombia-Ecuador, se ejecuta ya en una situación en la que se han implementado los mercados mayoristas de los dos países. En un régimen de libre acceso, los beneficios del comercio internacional spot o de oportunidad, están ampliamente diseminados entre numerosos agentes

de ambos sistemas eléctricos interconectados. En proyectos como este, la ejecución de la interconexión requiere la planificación conjunta de las autoridades energéticas de los países involucrados, y un régimen regulatorio que asigne entre los agentes beneficiados cargos tarifarios que cubran los costos del proyecto y permitan su financiamiento.

Marco institucional del comercio

Al analizar el **marco institucional** para el desarrollo de las interconexiones y para el comercio por las interconexiones existentes, aparecen también situaciones diferentes en la región.

Por una parte, **los países de la Comunidad Andina de Naciones**, se han dotado de un marco general dentro del cual desarrollar nuevos proyectos y realizar transacciones por los existentes, mediante la Decisión 536 de diciembre de 2002, que establece el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”. Esta disposición comprende a Colombia, Perú, Ecuador y Venezuela, en tanto que Bolivia no se ha adherido inicialmente.

La decisión 536 establece algunos principios generales para regir el comercio internacional de energía, que se resumen a continuación:

- Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos no establecerán subsidios, aranceles ni restricciones al comercio intracomunitario de energía.
- 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 Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, 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 estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
- Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo no estarán condicionadas a la existencia de excedentes y únicamente estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales (es decir su ejecución es obligatoria). Los precios de la electricidad (energía y cargos de capacidad) en ambos

extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar 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 reguladores de los Países Miembros propondrán una metodología para el cálculo del cargo de capacidad. Los contratos de compraventa no serán incluidos en los mecanismos de cálculo para la asignación y pago del cargo de capacidad. En cada país, la importación o exportación recibirá o pagará, respectivamente, el cargo por capacidad.
- Los administradores de los mercados nacionales de los Países Miembros serán los entes encargados de liquidar de manera coordinada las transacciones internacionales de electricidad.
- Los Países Miembros impulsarán los cambios en sus respectivas normativas nacionales que promuevan la armonización de sus marcos normativos.
- Las empresas que participen en contratos internacionales para la compraventa intracomunitaria de electricidad podrán utilizar el sistema arbitral previsto en el Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina.

Como se ve, se trata de un intento ambicioso de unificar el marco para las transacciones internacionales de energía entre los países, que se está aplicando en el caso de la interconexión Colombia-Ecuador, se aplicará a la interconexión Perú-Ecuador y cuya aplicación al caso de las interconexiones preexistentes entre Colombia y Venezuela ha sido objeto de trabajos conjuntos de armonización de normativas entre ambos países.

Dado que las interconexiones existentes o proyectadas en lo inmediato aún son de escala reducida respecto a la demanda y oferta total de los mercados interconectados, la situación más probable es la existencia de rentas de congestión. Por esto adquiere especial importancia el reparto de las mismas entre los sistemas eléctricos de los países que comercian, y dentro de cada sistema los beneficiarios de las mismas. Para el caso de la interconexión Colombia-Ecuador las rentas de congestión corresponden al sistema vendedor.

Por otro lado, las interconexiones en la región sur de América del Sur, **es decir los países del Mercosur (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay) y Chile**, han seguido un camino algo diferente, centrado en un tratamiento caso por caso de cada proyecto de

interconexión y en acuerdos bilaterales entre los países involucrados.

Los países del Mercosur suscribieron en 1998 un “Memorandum de Entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR”, que establece principios muy generales de “simetrías mínimas”, que incluyen:

- “Asegurar condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad, sin la imposición de subsidios... y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica entre Estados partes”.
- “Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes del MERCOSUR”.
- “Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente en cada Estado Parte y con los tratados en vigencia entre Estados Partes, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento físico de los mismos, distintas de las establecidas para los contratos internos de la misma naturaleza.”
- “Asegurar que las reglamentaciones en sus mercados eléctricos permitan la garantía de suministro que los agentes compradores requieran de los agentes vendedores de otro Estado Parte, independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro.”

Para la ejecución de los nuevos proyectos de interconexión, y para la realización del comercio por los existentes, los países del Mercosur y Chile, se han basado esencialmente en acuerdos de carácter bilateral, dado que el Memorandum de Entendimiento de 1998, no avanza en cuestiones de implementación.

Argentina y Uruguay han empleado diversas modalidades de comercio internacional a través del tiempo, para su interconexión de 500 kV por Salto Grande, que data de 1980.

- Hasta 1999 predominó el comercio spot a precios iguales a la semisuma de los costos incrementales del vendedor y evitados del comprador, previstos en un Acuerdo de Interconexión entre ambos países, operativo desde 1983.
- A partir del año 2000, se han agregado los contratos de potencia firme, con opción de

compra de energía, en el marco de la Resolución 21/97 de Argentina, en tanto que el comercio spot sigue la normativa anterior.

La interconexión entre Argentina y Brasil, fue viabilizada por los contratos de exportación de potencia firme argentina, que en aquél país estaba prevista en la Resolución 21/97.

La exportación de energía interrumpible desde Brasil a Argentina en el año 2004, dio lugar a un contrato concedido en forma competitiva a un comercializador en Brasil, por períodos de 90 días, en el que el ONS determina el origen de los excedentes. Esta modalidad no es la prevista inicialmente en el marco regulatorio de Argentina (resolución 21/97) para la compra de energía interrumpible.

El comercio de energía excedentaria de Paraguay, procedente de las centrales binacionales con Argentina y Brasil está regido por los acuerdos firmados por aquél país con motivo de la construcción de aquéllas centrales, y no ha permitido hasta el presente la venta a terceros países.

La exportación de Argentina a Chile (a partir de una central no interconectada a la red argentina), ha dado lugar a un acuerdo entre partes y a resoluciones específicas de los reguladores de ambos países.

Finalmente, cabe describir otros dos aspectos de interés en la normativa del comercio internacional, en los que las soluciones han variado entre los países de la región.

- La determinación de quiénes están habilitados para realizar las operaciones de comercio internacional.

Respecto a los contratos de largo plazo, las normas en general permiten que los mismos sean realizados por cualesquiera agentes habilitados en cada uno de los dos mercados.

En cambio existe una diversidad de soluciones en cuanto a los participantes del comercio internacional spot. Así por ejemplo, en los países andinos, de acuerdo con la resolución 536, son los administradores del mercado los que deciden las transacciones entre los dos mercados, según reglas de formación curvas de oferta y demanda de los dos sistemas y de determinación de precios pactadas en los acuerdos de interconexión. En cambio, en la regulación de Argentina, son las empresas participantes del mercado las que realizan ofertas de importación y exportación, incluyendo los precios que requieren, y el administrador del mercado se limita a despacharlas.

- La naturaleza de los contratos de largo plazo. En los países andinos, la Decisión 536 establece un mecanismo de despacho automático de la

energía por la interconexión, basado en los precios de oferta de la generación en el mercado interno de cada país. Los contratos internacionales entonces, no afectan el despacho físico, que ya ha quedado predeterminado, y toman la forma de instrumentos de cobertura financiera.

En los países del MERCOSUR, en los que no existe un mecanismo automático para el despacho de la interconexión, los contratos han tomado la forma de una obligación física de disponibilidad de potencia firme del vendedor, con opción para el comprador de la toma de energía, y el país comprador los incluye en el despacho en el orden de mérito por el precio variable de la energía. La convocatoria o no de esos contratos determina el flujo físico por la interconexión.

4. Lecciones aprendidas y perspectivas

- En la mayor parte de los procesos de interconexión, ha existido la preocupación de compatibilizar las disposiciones regulatorias de los países interconectados, y los avances obtenidos en ese sentido (de los que probablemente la Decisión 536 es el ejemplo de mayor interés), han sido de utilidad en el proceso de interconexión y en el comercio.

Sin embargo, algunos países han podido realizar comercio internacional de electricidad en forma provechosa sin tener un elevado grado de semejanza o simetría entre los marcos regulatorios del mercado mayorista, o aún se ha realizado comercio entre un país con un mercado mayorista desarrollado y otro en el que aún no se ha implantado el mismo (caso de Argentina y Uruguay).

- La realización de contratos de suministro de potencia y energía firmes en uno de los sentidos de la interconexión, ha sido uno de los motores de los proyectos y ha permitido a los países compradores un ahorro por evitar o al menos posponer costos de inversión significativos en capacidad de abastecimiento.

Sin embargo, las crisis macroeconómicas, con las variaciones cambiarias que suelen provocar, y las crisis de abastecimiento en el país vendedor, han evidenciado las dificultades que aún se experimentan para implementar los contratos de largo plazo.

- La obtención de los beneficios por los intercambios spot o de oportunidad entre los sistemas, es un aspecto esencial para el desarrollo de la interconexión regional, más aún

teniendo en cuenta que los sistemas eléctricos de la región son en general predominantemente hidráulicos, y por lo tanto, sujetos a variaciones de los costos marginales de generación. Estas variaciones a veces impredecibles, son capaces de crear oportunidades de beneficio para el comercio en los dos sentidos de una interconexión.

- En la mayor parte de las interconexiones existentes, el aprovechamiento de los beneficios por el comercio de oportunidad o spot no ha sido integral.

Las razones por las que esto ha ocurrido son diversas y sería de interés un estudio detallado de las mismas, pero puede conjeturarse que han intervenido según los casos: la inexistencia o inadecuación de la normativa bilateral (cuando la interconexión ha sido pensada para ejecutar un contrato de suministro), los márgenes relativamente pequeños de ganancia, las alteraciones que ocasiona el comercio spot en los precios y el despacho de los países (con la aparición de algunos agentes perjudicados por el comercio, aunque este en conjunto sea beneficioso).

- En cambio, en las situaciones de crisis energética o de proximidad a la crisis de alguna de las partes, el comercio de oportunidad ha sido más intenso por las interconexiones y ha contribuido a aliviar la situación del país comprador (como Colombia en 1992-93, Venezuela en 2001-2002, Brasil en el 2001, Uruguay y Argentina en el 2004).

Las crisis dan lugar a soluciones institucionales rápidas para el comercio spot entre los países, que permiten superar las dificultades preexistentes, empleando a veces modalidades de comercio distintas de las previstas inicialmente en el desarrollo de las interconexiones, como ha ocurrido por ejemplo en 2004 con las interconexiones de Brasil con Argentina y Uruguay.

Las situaciones de crisis energética han evidenciado sistemáticamente la buena voluntad recíproca existente entre los países de CIER para asistir al país en emergencia.

- Un punto esencial en la normativa del comercio internacional spot es el reparto de los beneficios del comercio entre los países, y dentro de cada país, entre los participantes del mercado. En algunos casos el reparto de beneficios entre los países resulta de una tarifa de venta de energía entre sistemas pactada en un acuerdo de interconexión. En otros casos, como en los países de la Comunidad Andina, dicho reparto de beneficios resulta en gran medida del reparto de las rentas de congestión por la interconexión.

- Cuando la magnitud de la capacidad de interconexión es muy grande respecto al tamaño de los sistemas, sería posible una verdadera integración de mercados. Esta situación podría darse hoy en día sólo en el caso de Argentina y Uruguay, ya que la capacidad de la interconexión es superior a la demanda máxima de Uruguay, pero en el futuro podría ocurrir en otros países, al construirse nuevos proyectos.

La extensión de la idea de mercado mayorista, en la que los participantes de los mercados de ambos países no son discriminados, conduce a que los precios spot de ambos países converjan casi totalmente o aún se hagan iguales. En este caso, dejan de existir o son muy reducidas las rentas de congestión por la interconexión.

- El aumento de la capacidad de interconexión, y la realización de nuevos proyectos implicarán también definir las normas comerciales y regulatorias del comercio entre tres países, superando la visión bilateral aplicada hasta el presente.

Esto requerirá resolver problemas como: la normativa y peajes a aplicar para el pasaje de energía comerciada entre dos países por las redes de un tercero; la creación de mercados multilaterales donde tres o más países interconectados comercien excedentes; resolver el reparto de las rentas de congestión que se generen, etc. Cabe observar que estos problemas ya han sido encarados por ejemplo en la Unión Europea y por los países de América Central.

1 INTERCONEXIÓN ARGENTINA - BRASIL

Rincón S.M. (Argentina) – Garabí (Brasil) (Tensión 500/525 kV; Potencia 2.000 MW; Operativa 50/60 Hz)

Redacción del Informe: CIER, sobre la base de las presentaciones realizadas por el Dr. Hermes Chipp, ONS – Brasil, Ing. Pablo Herrera, CIEN – Brasil y Dr. Luiz Geremias de AVIZ, Delegado CIER 08 – Brasil, en el Seminario Aniversario de la Fundación de la CIER – Julio/2004

1. Descripción de la interconexión¹

La interconexión Argentina-Brasil por Garabí-Itá, consiste en:

- dos líneas de 500 kV en 50 Hz en territorio argentino, de 135 km de longitud cada una.
- una estación convertidora de frecuencia 50/60 Hz de 2200 MW de capacidad total en la localidad de Garabí, en Brasil, próximo a la frontera con Argentina.
- dos líneas de 525 kV en 60 Hz en territorio de Brasil, entre Garabí y la estación de trasmisión Itá.

La construcción de la interconexión requirió acordar contratos de venta de potencia firme desde Argentina a Brasil. Estos contratos estaban destinados a generar los ingresos asegurados que permitieran financiar el proyecto.

El proyecto de interconexión y comercialización de energía fue desarrollado por un conjunto de empresas de propiedad de la firma española Endesa: CEMSA, la comercializadora en Argentina, CIEN, la comercializadora en Brasil, y las transportistas en Argentina CTMSA y TESA.

2. Descripción de las razones que dieron motivo al proyecto de interconexión

Características de la oferta

Los sistemas eléctricos de Argentina y Brasil presentan diversas características de complementación que hacen conveniente la interconexión.

Brasil es un sistema predominantemente hidráulico, que en un año normal puede obtener más del 90% de

su energía de este origen. Cuenta con una potencia instalada de 77300 MW, a los que debe adicionarse la parte brasileña de Itaipú, con 6300 MW, para abastecer una demanda máxima de 44000 MW. Brasil cuenta con una capacidad de almacenamiento del orden de 254000 MW mes, para un consumo anual en 2003 de 365 TWh. Para evitar riesgos de racionamiento, la capacidad de generación hidráulica que debe instalarse, permite en años de hidraulicidad abundante, disponer de excedentes de energía, que podrían exportarse.

Argentina, cuya demanda máxima es del orden de 14000 MW posee una componente hidráulica relativamente menor, del orden del 45% de la energía total generada, por lo que su dependencia de la aleatoriedad hidráulica es menos intensa, y puede disponer en situaciones favorables de excedentes térmicos de exportación.

En el período de desarrollo de esta interconexión, años 1998-2000, Argentina poseía un excedente de capacidad instalada de generación térmica como resultado de la entrada de varias centrales de ciclo combinado que emplean gas natural local, y las empresas del sector gas estaban desarrollando o ya habían construido proyectos de exportación de gas a Chile, Uruguay y el propio Brasil (a la central térmica de Uruguayana).

Brasil era en ese período, como lo es aún hoy, un país importador de gas. El proyecto de gasoducto Bolivia-Brasil es aproximadamente contemporáneo de la interconexión que se describe aquí. Las ampliaciones a las reservas de gas natural en la plataforma continental que han tenido lugar recientemente en Brasil no han modificado ese panorama.

Por otra parte, el período inmediato a la entrada en servicio del proyecto coincidió con una situación de deterioro de la capacidad de generación firme del sistema de generación hidráulica de Brasil, que hizo crisis en el año 2001, lo que hizo más favorable la posibilidad de importación de potencia firme desde Argentina.

Los dos sistemas eléctricos presentan también características más permanentes que generan un

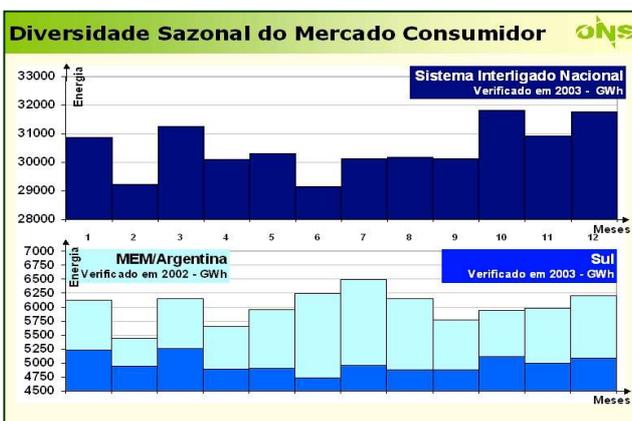
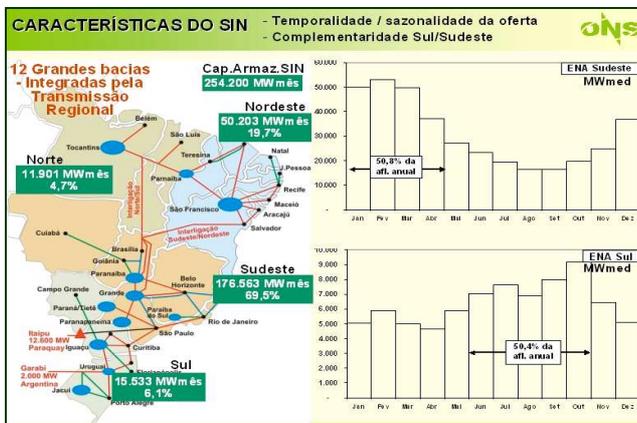
¹ Los datos y gráficos para la elaboración de este informe proceden de las conferencias dadas por el Dr. Hermes Chipp del ONS y el Ing. Juan Pablo Herrera de CIEN, en el Seminario Aniversario de la Fundación de la CIER de Montevideo, Uruguay, realizado los días 8 y 9 de julio de 2004.

potencial de beneficio por el comercio de energía eléctrica, ya que existe cierto grado de complementariedad hidrológica.

El gráfico siguiente muestra que la energía afluente a las centrales de la región Sudeste Centro-Oeste del sistema de Brasil se concentra en un 50% entre los meses de enero a abril, mientras que en la región Sur, el 50% de la energía afluente tiene lugar entre los meses de junio a octubre. La estacionalidad de la generación hidráulica de Argentina tiene semejanzas con la de la región sur de Brasil, por lo que una interconexión entre los dos países permite aprovechar la complementariedad hidráulica entre Argentina y las demás regiones de Brasil.

Características de la demanda

Como muestra el gráfico siguiente a la derecha, existe cierta diversidad entre las demandas mensuales de energía del conjunto del sistema de generación de Brasil y de Argentina. Las demandas máximas de Argentina tienden a registrarse en el invierno, en tanto que en Brasil ocurren en los primeros y los últimos meses del año.



3. Marco legal y comercial

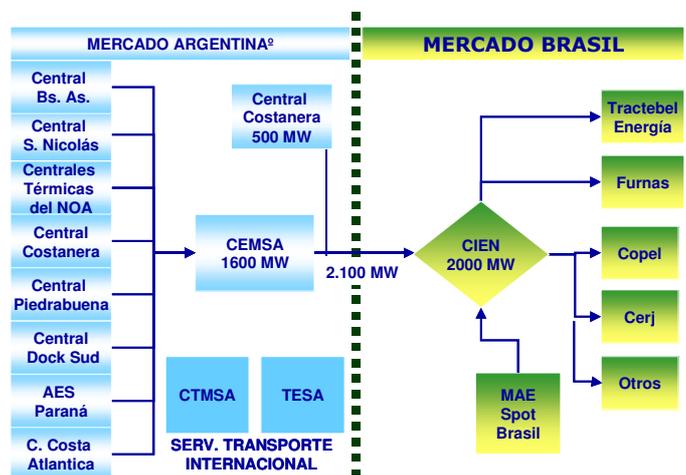
Reglas de formación de precios – Contratos firmes desde Argentina a Brasil

El Anexo 30 a los Procedimientos del mercado mayorista argentino, contenido en la Resolución 21/97 del año 1997 de la Secretaría de Energía, estableció la posibilidad de realizar contratos de importación y exportación.

Según el régimen de la Resolución 21/97, los contratos de exportación, como los realizados para el desarrollo de este proyecto, permiten al vendedor contar con el respaldo de la totalidad del sistema de generación argentino, en tanto exista disponibilidad de energía en el mercado spot. Los generadores o comercializadores que vendan en un contrato de exportación, pueden comprar al precio spot resultante del despacho óptimo luego de presentar sus demandas para la exportación.

La construcción de la interconexión requirió que las empresas del grupo Endesa que desarrollaron el proyecto, acordaran contratos de venta de potencia firme desde Argentina a Brasil, para asegurar los ingresos necesarios al proyecto.

La estructura comercial del proyecto se presenta en el gráfico siguiente.



Furnas y Tractebel respaldaron la primera fase del proyecto con contratos de compra de potencia firme por 1000 MW, con opción a la compra de energía. Estos contratos son el resultado de una licitación, convocada inicialmente por la primera de las empresas y Eletrosul, en 1998.

La segunda fase es respaldada por contratos con COPEL, CERJ y otras empresas, negociados con posterioridad.



Los contratos no consisten en un suministro permanente de energía desde Argentina a Brasil, sino que la exportación ocurre cuando los contratos son convocados. Cuando el precio del mercado mayorista de Brasil se encuentra por encima del precio al cual CEMSA puede obtener la energía en Argentina (más los cargos variables por la operación de la exportación), los contratos son convocados por CIEN (la comercializadora en Brasil), y fluye la energía desde Argentina a Brasil.

Reglas para la formación de precios – Comercio en el sentido Brasil - Argentina

La normativa argentina para el comercio spot, prevista en la resolución 21/97 prevé la existencia de declaraciones de precios de venta a realizarse por los comercializadores importadores, interesados en vender en Argentina energía spot de países interconectados, con validez durante una programación estacional. Para que tenga lugar la importación, el comercializador debe ofertar diariamente los excedentes de que disponga, los que son colocados en el despacho económico que realiza CAMMESA, la empresa administradora del mercado mayorista argentino. Este era el régimen previsible en el momento de construcción del proyecto para la venta de energía spot desde Brasil a Argentina.

Sin embargo, la importación realizada por Argentina en el año 2004, junto a las ventas de CIEN, dio lugar a un régimen comercial diferente. Ante la situación de emergencia en el abastecimiento eléctrico que registró en Argentina a partir de marzo de este año, el gobierno argentino encargó a CAMMESA la realización de licitaciones para obtener suministros de energía, de carácter interrumpible y convocados a voluntad de Argentina.

La adjudicación fue para la empresa que solicitó el menor margen de comercialización por encima del costo de la energía en Brasil. En junio de 2004, la empresa Tractebel, se adjudicó el primero de esos contratos de suministro, por un plazo de 90 días. El margen de comercialización que solicitó fue de 10.39 US\$/MWh para el caso de energía térmica y 9.39 US\$/MWh para energía hidráulica. Este margen debe cubrir los costos de uso de la red básica de transporte de Brasil, costos en la red de interconexión de CIEN, pérdidas, impuestos y otros costos. El tipo de excedente exportado, térmico o hidráulico y su costo de compra en el MAE, es determinado por el ONS, operador del sistema de Brasil. En setiembre de 2004, la generadora CHESF perteneciente al holding estatal Eletrobras, se adjudicó el suministro por un período de otros 90 días entre setiembre y noviembre de 2004.

Reglas para la transmisión de interconexión

Normativa en Argentina

El transporte para las interconexiones internacionales está regido en Argentina por el Anexo 30 de los Procedimientos de Cammesa, establecido por la Resolución 21/97 de la Secretaría de Energía.

El Anexo 30 establece que los contratos de exportación firme, como los que se suscribieron para la exportación a Brasil, deben contar con una reserva de capacidad firme por las interconexiones.

La interconexión se realizó bajo la figura de Ampliación de Transporte para Contratos Firmes. Por ella, el Transportista de Interconexión Internacional que realiza la obra, recibe un canon, por parte de los comercializadores iniciadores que emplean la interconexión. En este caso, las empresas involucradas son en su totalidad del grupo Endesa.

El anexo 30 establece también el peaje regulado por el empleo de la interconexión para transacciones de oportunidad.

Por el uso del transporte en la red interna de Argentina, se establecen los mismos cargos que se aplican para transacciones internas entre el punto de inyección y el nodo frontera si se trata de una exportación, o entre el nodo frontera y el punto de consumo si se trata de una importación.

Normativa en Brasil

Desde el punto de vista regulatorio, la interconexión es tratada en Brasil como un generador cuando se está importando energía desde Argentina y como una carga cuando se está exportando hacia Argentina, ambos situados en el punto de inserción de la interconexión en Brasil, en la estación de transmisión Itá.

En ambos casos se requiere el pago de cargos por uso del sistema de transporte en la red interna de Brasil, establecidos en un contrato de uso del sistema de transporte (CUST) de Brasil. Los cargos para la exportación son de 3.062 R\$/kW.mes y para la importación de 3.49 R\$/kW.mes.

Por la resolución 715 de ANEEL, la exportación spot a Argentina usa el transporte en la red de Brasil a través de un régimen de acceso temporario, con un cargo por uso según la cantidad de días en que se utiliza. En cambio la importación desde Argentina debe pagar un contrato firme de uso del transporte.

4. Desarrollo de la infraestructura de interconexión

El proyecto de interconexión y comercialización de energía fue desarrollado por un conjunto de empresas de propiedad de la firma española Endesa: CEMSA, la comercializadora en Argentina, CIEN, la comercializadora en Brasil, y las transportistas en Argentina CTMSA (para la Fase 1) y TESA (para la Fase 2).

En territorio argentino y en 50 Hz el proyecto consistió en la ampliación de la estación Rincón de Santa María del sistema de 500 kV de Argentina, y el tendido de dos líneas de 500 kV de 135 km de longitud, que unen aquella estación, con la nueva estación Garabí de 500 kV. (figura 1, ver al final del punto 6)

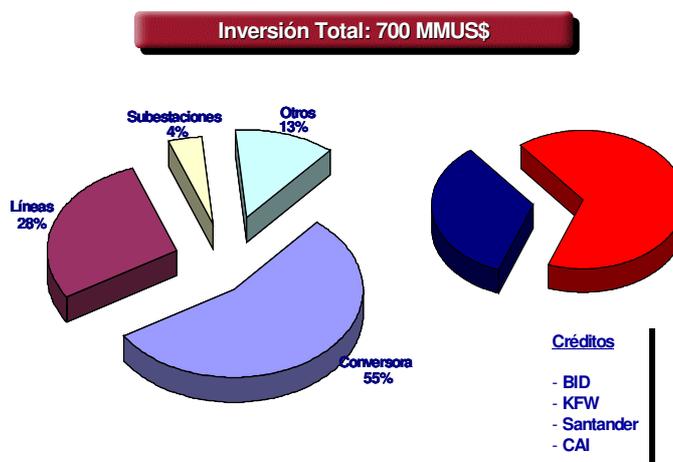
En territorio brasileño, se construyó:

La nueva estación Garabí, con cuatro convertidores de frecuencia de 550 MW cada uno, totalizando 2200 MW de capacidad.

Dos líneas de transmisión de 525 kV en 60 Hz, con 355 km de longitud, hasta la estación de transmisión de Itá, y la ampliación de esta última para la entrada de las líneas. Se construyó también una ampliación en la estación de transmisión de Santo Angelo, para la entrada y salida de una de las dos líneas, no contemplada en el proyecto inicial pero solicitada por las autoridades del sector eléctrico de Brasil.

En cuanto al cronograma de la obra y entrada en operación, consistió en dos fases. La Fase 1, consistente en una de las líneas Rincón-Garabí, dos convertidoras de 550 MW y la línea por Santo Angelo, se empezó a construir en mayo de 1998 y entró en operación comercial 25 meses después, el 21 de junio de 2000. La fase 2 se empezó a construir en junio de 2000 y después de 22 meses entró en operación comercial una convertidora de 550 MW (el 1º de mayo de 2002), mientras la última convertidora de 550 MW entró en servicio el 1º de agosto de 2002, conformando así el proyecto completo de 2200 MW de capacidad instalada.

La inversión total fue de aproximadamente 700 millones de dólares, donde las convertidoras de frecuencia representaron el 55% de la inversión, lo que representa un costo unitario de cerca de 174 U\$/kW. Las líneas, cuya longitud total es de 980 km, constituyeron el 28% de la inversión, las subestaciones el 4% y otros costos el 13% restante. El gráfico siguiente esquematiza estos datos.



En cuanto a la estructura de los fondos empleados, se aplicó un capital propio del 34% y un financiamiento del 66%, donde los agentes financiadores son principalmente el BID, KFW, Santander y CAI. Además existen organizaciones internacionales que prestan las garantías a esos fondos crediticios. La contratación de créditos para proyectos de este tipo es un proceso complejo, porque implica convencer a los organismos financiadores de la rentabilidad del negocio en sus aspectos comerciales y de la seguridad jurídica en la aplicación de las normas y la regulación de dos países.

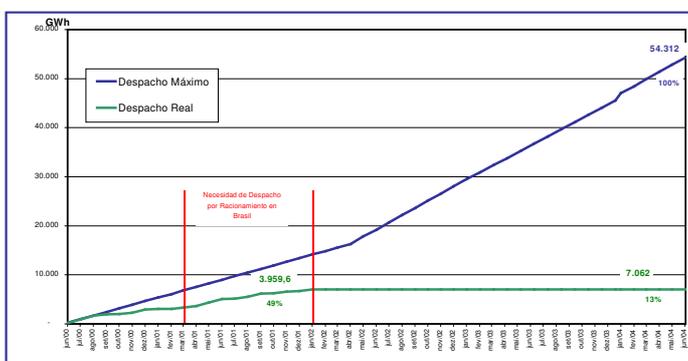
El proyecto de interconexión fue realizado con el propósito inicial de exportar potencia firme desde Argentina a Brasil. En este sentido el sistema eléctrico de Brasil es capaz de recibir y transportar la totalidad de los 2000 MW de capacidad de las redes de interconexión construidas por el proyecto. En cambio en el sentido Brasil-Argentina, la posibilidad de comercio se ve limitada por cuellos de botella en las redes que transmiten a la zona de Buenos Aires, principal centro de carga de Argentina, la energía de las centrales hidráulicas binacionales de Yacyretá, Salto Grande, y de la importación desde Brasil por Garabí. La capacidad remanente de transporte desde Garabí hasta la zona de Buenos Aires queda reducida a una potencia del orden de 500 MW en la actualidad.

La construcción de la interconexión requirió que ambos países adoptaran esquemas de control de emergencias, ante salidas de servicio intempestivas de la interconexión.

5. Resultados de la interconexión

El gráfico siguiente muestra la evolución del acumulado de flujos de energía desde Argentina a Brasil, (que es el sentido de flujo que corresponde a los contratos firmados para la ejecución del proyecto)

hasta junio de este año. El gráfico muestra también el despacho máximo posible si se hubiese empleado el 100% de la capacidad de la interconexión durante todo el tiempo.

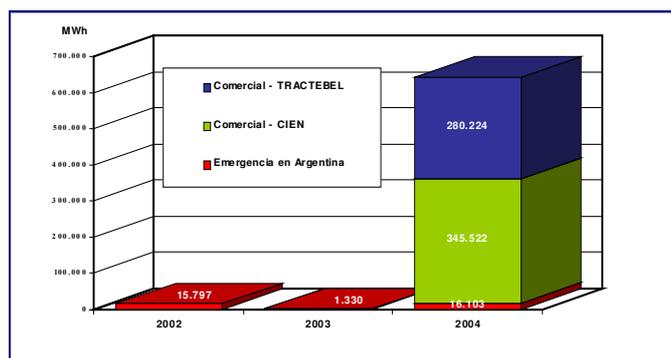


Se observa que en el período inicial de operación de la interconexión, existió un aprovechamiento intenso de la misma, como resultado de las necesidades de importación de Brasil. Debe recordarse que en el período 2000-2001 se fue gestando y finalmente hizo crisis, una situación de desabastecimiento energético en Brasil, que llegó a ocasionar restricciones severas de suministro en el año 2001. En el período de crisis de Brasil, la interconexión se empleó con un 49% de convocatoria, con casi 4.000 GWh de flujos en el período de racionamiento.

Durante los años 2002 y 2003, la venta de Brasil a Argentina, tiene lugar sólo en situaciones de emergencias operativas de corto plazo en Argentina.

El flujo de energía en el sentido Brasil-Argentina, ha adquirido magnitudes significativas en el año 2004, como resultado de la crisis energética que atravesó Argentina desde marzo de este año. El gráfico siguiente muestra la magnitud del comercio en esa dirección y el peso relativo de las tres formas que ha adoptado dicho comercio: la venta de energía en situaciones de emergencia, la comercialización realizada por CIEN, y la comercialización realizada por Tractebel luego de obtenida la licitación descrita anteriormente.

6. Lecciones aprendidas y



recomendaciones

Es de interés reproducir aquí las consideraciones realizadas en el Seminario Aniversario de la Fundación de la CIER "Evolución y Perspectivas del Sector Eléctrico Sudamericano", respecto a las dificultades a resolver para lograr un mejor aprovechamiento de la interconexión existente, y para incentivar la realización de nuevos proyectos:

El Ing. Juan P. Herrera de CIEN manifestó:

"Como tema a perfeccionar en ambos sistemas están:

A nivel regulatorio:

Flexibilización en el transporte firme.

Promover un mercado de servicios complementarios (grandes consumidores poder disminuir su consumo para dejar energía para poder exportar o importar).

Promover un mercado vinculado con productos de calidad.

Homogeneizar las metodologías y criterios para la emisión de los permisos de exportación (porque puede darse que en Argentina un agente pueda tener un permiso y en Brasil no lo consiga o viceversa, y no se consigue importar ni exportar sobre ese agente).

Homologación de criterios para la determinación de los montos de excedentes exportables (ambos países deben avanzar más, específicamente el ONS y CAMMESA, en definir excedentes exportables para poder llenar los vacíos que dejan sin ocupar el 100% de la capacidad cuando no se está usando para su principal objetivo que es la importación de energía de Argentina y Brasil).

A nivel económico:

Es necesario dar garantías con respecto al libre flujo de divisas para el pago de los productos.

A nivel fiscal:

Simplificación tributaria.

Eliminación de retenciones en ambos países.

A nivel aduanero:

Mejorar el sistema de registro de embarques (Argentina).

Establecer procedimientos de embarque y registro (Brasil).

Establecer simetrías entre ambos países.

Ante todo para que existan más interconexiones y para que las que existen sigan funcionando, se requiere estabilidad jurídica, política y económica y el compromiso regulatorio de mejoramiento y de no

intervención directa, sobre todo en las reglas y en la regulación que están vigente cuando la interconexión fue hecha, porque de lo contrario no van a entrar inversiones en los países. Es una tremenda inversión, muy buena, que sirve para solucionar parte de los problemas de emergencia en ambos países”.

Por su parte el Dr. Hermes Chipp del ONS resumió la experiencia en las siguientes conclusiones:

“Lecciones aprendidas:

Identificación en el proceso actual de las pérdidas de oportunidades de optimización entre los mercados de Brasil y Argentina.

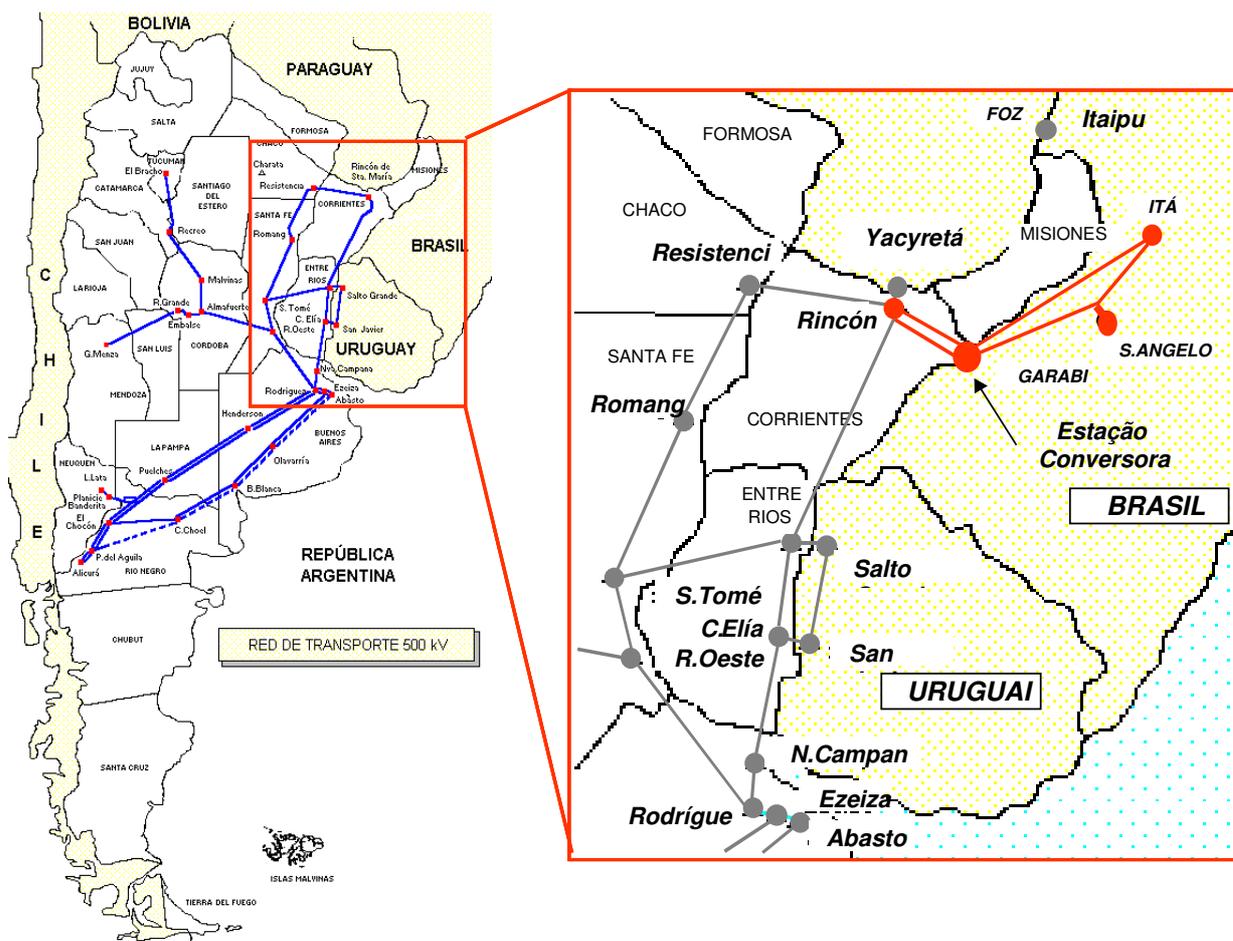
El actual proceso de importación podrá ser mejorado en el sentido de permitir los beneficios de la optimización.

Propuesta de evolución:

En una primera etapa: sin alterar todavía ninguna de las regulaciones de los dos países, respetando perfectamente todas las asimetrías regulatorias que puedan existir en las reglas de mercado y operación, con precios de mercado obtenidos con modelado aislado (de ambos sistemas).

En una segunda etapa: con soluciones integradas en una evolución a más largo plazo, que envuelve aspectos más complejos como la asimetría de reglas”.

Figura 1



2 INTERCONEXIÓN CHILE - ARGENTINA

**C.T. TermoAndes (Argentina) – Subestación Andes (Chile)
(Tensión 345 kV; Potencia 643 MW; Operativa 50 Hz)**

Redacción del Informe: Lic. Marcelo Biach – ENRE – Argentina.

1. Descripción de la interconexión

El intercambio internacional de energía eléctrica quedó reglamentado en la Argentina a partir del dictado de la Resolución SE y P N° 21 del 15 de enero de 1997, que establece entre otras las condiciones para solicitar el otorgamiento de una concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional y ampliación (Anexo I), así como las condiciones operativas (condiciones de despacho, tipos de transacciones posibles, etc.) de las exportaciones e importaciones con otros países (Anexo V).

Inicialmente este proyecto de interconexión tenía una característica especial: la central de TERMOANDES SA instalada en el territorio argentino y autorizada para exportar al Sistema Norte Grande de Chile (SING) mediante una LEAT de 345 kV no se encontraba interconectada al SADI.

Posteriormente, mediante Res. SEyM N° 92 del 26 de enero de 2001 y 406/01 se autorizó su ingreso al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) habilitándola a solicitar el permiso de acceso a la capacidad de transporte existente.

A tal fin el Ente Nacional Regulador de la Electricidad por Resolución ENRE 385/02, resolvió otorgare el Acceso a la Capacidad de Transporte para conectar una Turbina a Gas (TG) de 203 MW de potencia, a ciclo abierto, perteneciente a la Central Térmica Salta, al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), condicionado a que la empresa cumplimentara en forma previa a la efectiva conexión, todos los aspectos y dispositivos técnicos que se determinen y que le sean requeridos, y suministrar toda la información necesaria, a fin de resguardar las condiciones de confiabilidad y calidad de servicio en el SADI.

Al día de la fecha no se ha operado esta conexión al SADI.

2. Descripción de las razones que dieron motivo al proyecto de interconexión

El SING es el sistema eléctrico que abarca las regiones I y II al norte de Chile. Su demanda responde a un perfil productivo bien definido: los grandes usuarios (sector desregulado) mineros e industriales consumen el 90% de la energía eléctrica del sistema; el 10% restante está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

En cuanto al sector generador está formado por 6 empresas con una capacidad instalada total de 3.645,1 MW (Dic02), y su composición es casi totalmente termoeléctrica (sólo el 0,4% es de origen hidro).

Las líneas de transmisión son propiedad de las empresas de generación, otras de los propios clientes, además de las que pertenecen a las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

En materia de distribución operan tres empresas, que en conjunto atienden a un total de los 230.000 clientes, aproximadamente.

SISTEMA	AÑO	Capacidad Instalada MW	Demanda Máxima MW	Generación Bruta GWh	Ventas GWh
SING	1998	1.475,5	1.020,9	7.357,5	6.616,4
	1999	2.501,5	1.093,6	9.001,0	8.119,6
	2000	3.317,0	1.153,5	9.327,4	8.398,0
	2001	3.440,9	1.221,0	9.851,0	8.991,1
	2002	3.633,9	1.420,0	10.399,6	9.481,9
	2003	3.633,9	1.466,6	11.424,2	10.480,3

Así las cosas, con un mercado de estas características el proyecto tuvo por finalidad el abastecimiento de un contrato de venta de energía en firme suscrito con Chilgener S.A., destinado a cubrir la demanda del sector minero.

3. Marco Legal y Comercial

La concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional se realizó según los términos y condiciones previstos en el procedimiento de acuerdo entre partes, definido por la Resolución SE y P N° 21 del 15 de enero de 1997, mediante el cual uno (o más agentes) del MEM (en este caso TERMOANDES SA), que tengan preacordados contratos de importación o exportación y que a tales efectos necesiten establecer una vinculación eléctrica con el Mercado Eléctrico Mayorista del país limítrofe mediante la construcción de una instalación de interconexión internacional, efectúan un acuerdo o contrato con un interesado en convertirse en concesionario de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional y solicitan el otorgamiento de una concesión de servicio público de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional a favor de dicho interesado (INTERANDES SA)².

Esta operación de intercambio, en línea con el artículo 34 de la Ley 24.065, fue aprobada por la Secretaría de Energía mediante el dictado de la Res SeyP 145/97, según un cronograma creciente de exportación (modificado luego por la Res. SE 489/99) por un plazo de 27 años de duración.

4. Desarrollo de la infraestructura de interconexión

El proyecto en cuestión está compuesto por:

- Una central termoeléctrica situada en Guemes, ciclo combinado con una potencia de 600 MW netos, +/- 10 % en su etapa final, utilizando como combustible principal gas natural.
- Una línea de transmisión que vincula el punto de generación con el nodo frontera (263 km entre la localidad de Guemes en la provincia de Salta y Paso Sico en la frontera de la República de Chile), con una tensión nominal de 345 kV, simple circuito, montada sobre estructuras de acero galvanizado, auto soportantes tipo Y o V.
- arrendadas, con disposición horizontal de fases. El conductor de la línea es ASCR, tipo CURLEW,

525.50/68.12 mm², Al/Stcon dos conductores por fase, con cable de guardia de ASC (aluminium clad steel). El vano típico será de 400 m, con una distancia a tierra de 7 m en la zona de montaña y 8 m en la zona de Salta y Atacama.

La línea en cuestión no se encuentra vinculada con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), operando en forma aislada.

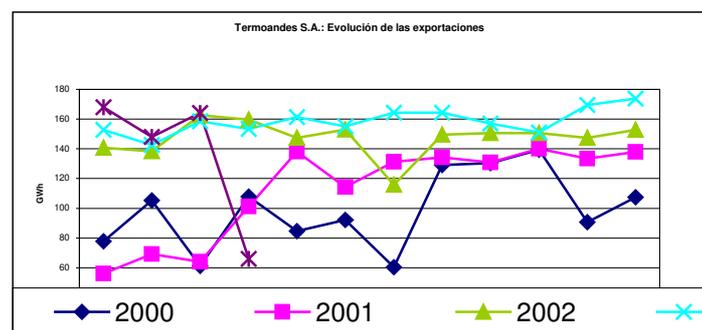
5. Resultados de la interconexión

Como se ha mencionado anteriormente, la Secretaría de Energía aprobó oportunamente un cronograma escalonado y creciente de las cantidades exportadas. Se detalla a continuación estos valores vis a vis con las exportaciones efectivamente realizadas por Termoandes S.A..

	Exportaciones (GWh)	
	Reales	Res.SEyP 145/97
2.000	1.186	1.800
2.001	1.351	3.400
2.002	1.768	3.400
2.003	1.903	5.000

6. Lecciones aprendidas y recomendaciones

Esta interconexión es un claro ejemplo de cómo la iniciativa privada resulta un motor clave para impulsar proyectos de envergadura que permitan satisfacer las necesidades de los distintos agentes propiciando, cada vez más, la integración de los mercados.



² Ambas empresas pertenecen al mismo grupo económico, AES corporation.

3 INTERCONEXIÓN URUGUAY - ARGENTINA

Interconexión a través de Salto Grande (Tensión 500 kV; Potencia 1.750 MW; Operativa 50 Hz).

Redacción del Informe: CIER, sobre la base de las presentaciones realizadas por el Ing. Gerardo Otero, UTE – Uruguay, en el Seminario Aniversario de la Fundación de la CIER, Julio/2004.

1. Descripción de la interconexión³

Los sistemas eléctricos de Argentina y Uruguay se encuentran fuertemente interconectados por dos líneas de 500 kV que entraron en servicio en 1980 como parte de la obra de la central binacional de Salto Grande, construida por ambos estados. Como resultado, desde el punto de vista eléctrico, ambos sistemas están totalmente integrados, dada la fortaleza del vínculo en 500 kV, que podría dejar pasar entre ambos países potencias del orden de 2000 MW, superiores a la demanda de Uruguay.

Desde 1980 hasta la fecha, la interconexión ha servido para ejecutar diversos tipos de operaciones comerciales:

- Hasta 1999, se realizó exclusivamente comercio spot de energía entre los operadores de ambos sistemas. Este comercio se ha regido por un Acuerdo de Interconexión, que permite dos modalidades principales. En la modalidad potencia, un país cede al otro el empleo de una central, contra el pago de sus costos, incluso amortización de inversiones. En la modalidad sustitución, la más usada, se comercia la energía a la semisuma de los costos incrementales del país vendedor y los costos evitados del país comprador.
- Desde el año 2000, se ha habilitado la realización de contratos de potencia firme y esta posibilidad fue aprovechada por la empresa estatal uruguaya UTE para la compra de disponibilidad de potencia firme, con opción a la compra de energía, vendida por varias empresas argentinas.

2. Descripción de las razones que dieron motivo al proyecto de interconexión

La construcción de la central hidroeléctrica binacional de Salto Grande sobre el río Uruguay de 1890 MW de potencia instalada, hizo necesaria la conexión de dicha central a las redes de ambos países, lo que dio lugar a la construcción de redes de 500 kV de interconexión.

Las características de los sistemas eléctricos de ambos países permiten el aprovechamiento de grandes beneficios por la interconexión.

El sistema de generación eléctrica de Uruguay ha sido hasta el presente predominantemente hidráulico, ya que en un año normal puede cubrir más del 80% de su demanda con energía de este origen. No obstante, la variabilidad interanual de la disponibilidad de energía hidroeléctrica es muy grande, por lo que sólo una fracción reducida de la energía hidroeléctrica disponible en media, puede considerarse energía firme.

Argentina posee una componente hidráulica menor, del orden del 45% de la energía generada, por lo que su dependencia de la aleatoriedad hidráulica es menor, y puede disponer en situaciones favorables de excedentes térmicos de exportación. Argentina posee además recursos de gas natural, de los que carece Uruguay, que hasta muy recientemente excedían sus requerimientos nacionales, lo que convertía a aquél país en una fuente natural de energía térmica para los países vecinos. La reciente crisis del sector gas en Argentina, ha evidenciado sin embargo las limitaciones, al menos temporales, en la capacidad de este país de exportar energía basada en el recurso primario de su gas natural.

Si bien la disponibilidad de generación hidráulica de ambos países está estadísticamente correlacionada, en Argentina se aprovecha una diversidad de cuencas sobre los ríos Paraná, Uruguay, y de la zona del Comahue (en el sur del país), en tanto que en Uruguay, sus centrales hidráulicas sobre los ríos Uruguay y Negro tienen aportes fuertemente correlacionados. Por esto Uruguay es más vulnerable a las situaciones de sequía, y le resulta especialmente ventajosa la interconexión internacional para compensar con importaciones esas reducciones en la disponibilidad de energía hidráulica. Por el contrario, en situaciones de abundancia hidráulica de Uruguay, Argentina se convierte en el mercado natural para esos excedentes.

³ Los datos contenidos en este informe fueron obtenidos en su mayor parte de la conferencia del Ing. Gerardo Otero de UTE en el Seminario Aniversario de la Fundación de CIER; Montevideo, Uruguay, 8 y 9 de julio de 2004.

3. Marco legal y comercial

Desde su entrada en servicio hace casi 25 años, los acuerdos entre ambos países y las normas de cada país respecto al comercio internacional han experimentado diversas fases.

Financiamiento de la interconexión

La construcción de la central Salto Grande se realizó mediante un acuerdo por el que ambos países se comprometieron a comprar la energía generada por la central bajo una tarifa que debía cubrir los costos de construcción y operación de la central. Las proporciones iniciales de toma de energía fueron 11/12 para Argentina y 1/12 para Uruguay, y cada tres años la proporción de energía de Uruguay aumentó en 1/12 hasta llegar al 50% para cada país en 1995.

Las obras comunes de la interconexión eléctrica se ejecutaron y financiaron bajo la misma modalidad que las obras de la central, a través de la compra de energía a Salto Grande.

Reglas de formación de precios y reparto de beneficios del comercio

Período 1980-1999

En 1974, los dos países establecieron las bases jurídicas para la construcción de la central binacional de Salto Grande, completada en 1980 y suscribieron un Acuerdo de Interconexión Energética, tratado aprobado por los parlamentos de ambos países, lo que les da fuerza de ley.

En la parte inicial de este período, la tarifa de Salto Grande fue en la práctica un precio para el comercio de apartamientos acordados en la toma de energía por ambos países, respecto a las proporciones preestablecidas.

Sin embargo, en la mayor parte del período el régimen de comercio estuvo regido principalmente por el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión, suscrito en 1983.

El Convenio estableció una Comisión de Interconexión, de carácter permanente, formada por delegados de ambos países, y definió las modalidades bajo las cuales podía tener lugar el comercio entre ambos países, a través de la participación de las empresas estatales UTE de Uruguay y Agua y Energía de Argentina. Dada la normativa y estructura empresarial del sector eléctrico en ambos países en la época de firma del acuerdo, no se previó inicialmente la participación de otras empresas.

Las principales modalidades de comercio acordadas y empleadas son:

- **Modalidad Sustitución.** Por esta forma de comercio, se identifican las fuentes de la energía generada incrementalmente en el sistema eléctrico vendedor y de la energía sustituida en el sistema comprador, como resultado del comercio. El precio de la energía comerciada es la semisuma de los costos variables de generación de ambas energías (generada incrementalmente y sustituida). Este precio permite que ambos países obtengan beneficios iguales como resultado del comercio, respecto a la opción de no comerciar, lo que resultaba natural en el momento de redacción del Convenio, cuando no existían mercados eléctricos en los dos países, y el comercio era visto como una operación entre países realizada por intermedio de sus empresas estatales. Esta modalidad sirvió para la sustitución de máquinas térmicas de un país por otras más baratas del otro país, y también para la exportación de excedentes de vertimiento de Uruguay, cuyo costo variable para la sustitución se consideraba nulo.
- **Modalidad Potencia.** Por esta forma de comercio, el sistema comprador paga al vendedor el costo total incurrido por éste con motivo de la venta, es decir el costo variable de generación, y un cargo fijo por unidad de tiempo que comprende todos los costos fijos de la máquina vendedora, incluso de inversión, en proporción al tiempo de empleo de la máquina por el sistema comprador. En algunas ocasiones en las que Argentina actuó como sistema comprador, en lugar de pagar al sistema uruguayo el costo variable de combustible, Argentina proporcionó a UTE el combustible empleado por la máquina vendida.

El comercio se realiza por libre voluntad de las partes, si bien se estableció el principio de que las partes no podían rehusarse “arbitrariamente al intercambio sin considerar cuidadosamente todos los factores del caso”. De la misma manera la opción entre las distintas modalidades se ejerce de común acuerdo entre las partes. Finalmente esta prevista una Modalidad de Emergencia, no descrita en detalle por el convenio.

Luego de la desintegración y privatización de los activos de la empresa estatal argentina Agua y Energía, y a partir de 1992, las operaciones comerciales en el marco del Acuerdo de Interconexión continuaron realizándose entre UTE y la comercializadora de energía argentina de propiedad estatal Ebisa, que también comerciaba en el mercado argentino la energía de la hidroeléctrica binacional Yacretá en el mercado eléctrico creado en Argentina en 1992.

La resolución 21/97 de Argentina

El marco regulatorio del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina, no recogió de manera detallada las disposiciones aplicables al comercio internacional, hasta la promulgación por las autoridades de ese país de la Resolución No. 21/97 de la Secretaría de Energía y Puertos, de enero del año 1997. Esta resolución incorporó a los Procedimientos de Cammesa el Anexo No. 30, que contenía normas sobre comercio internacional. Esta resolución se hizo necesaria para dar un marco jurídico al proyecto de interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, ya que el comercio con Uruguay tenía lugar dentro del marco del Acuerdo de Interconexión ya descrito.

El Anexo 30 regula el comercio internacional spot y por contratos, entre Argentina y los países interconectados a ella y la forma de remuneración a los propietarios de una interconexión, por quienes realicen comercio a través de ella.

El Anexo 30 establece que “Para garantizar la transparencia... (de las operaciones de comercio)... se necesita establecer condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país: a) Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos, b) Acceso abierto a la capacidad remanente de transporte, c) Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países”.

De acuerdo con la nueva organización institucional del sector eléctrico argentino, los participantes habilitados para realizar comercio internacional, tanto spot como por contratos, fueron las empresas generadoras y comercializadoras del mercado argentino, que sumaban un gran número luego de la privatización del sector eléctrico en 1992.

Las modalidades de comercio internacional admitidas en el Anexo 30 fueron:

- Los contratos de importación y exportación.

Se trata de operaciones de largo plazo, acordadas libremente por las partes, que requieren las aprobaciones de la Secretaría de Energía de Argentina, y que implican la dedicación al contrato por la parte vendedora, de potencia firme de generación capaz de cubrir por sí misma la demanda contratada.

En el cumplimiento de los contratos de exportación, el vendedor de Argentina puede recurrir a la compra de energía en el mercado spot, si su propia central comprometida como potencia firme en el contrato no resulta despachada.

En el cumplimiento de los contratos de importación la parte compradora en Argentina

requiere la potencia al vendedor bajo la forma acordada por las partes, y la misma debe ser abastecida con generación del país vendedor.

- El comercio spot internacional.

La exportación spot tiene lugar cuando un generador o comercializador, vende energía declarada excedentaria por el operador del sistema argentino, a un país interconectado.

La importación spot, requiere que el comercializador de importación, presente en ocasión de la programación estacional semestral de la operación, una oferta de precios de la energía que importará. En la programación diaria, el comercializador de importación, declara si la energía de importación spot se encuentra disponible, y en este caso el organismo encargado del despacho la incluye en el mismo, al precio estacional ofertado.

Las Notas Reversales de julio de 1999

En julio de 1999, los cancilleres de ambos países intercambiaron notas reversales, por las que ambos países acordaron, que siguiendo la Decisión N° 10/98 del Consejo del Mercado Común del MERCOSUR, se comprometían a:

- “Asegurar condiciones competitivas en los mercados de generación de electricidad, sin subsidios ni prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica entre los Estados Partes.”
- “Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes, y no discriminar a los productores y consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica.”
- “Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, conforme a las legislaciones y tratados en vigencia entre los Estados Partes, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento físico de los mismos, distintas a las establecidas para los contratos internos de la misma naturaleza.”
- “Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) de la

energía, o con el carácter público o privado de las empresas, aplicando las tarifas reguladas para su uso.”

A los efectos de implementar los principios anteriores en el marco del Acuerdo de Interconexión, cada parte otorgó a su delegación en la Comisión de Interconexión, las facultades para modificar el Acuerdo, respetando “los criterios y regímenes definidos en la Resolución 21/97” de la Secretaría de Energía de Argentina.

En la práctica esto significó que Argentina estimó cumplidos los requerimientos de simetría y reciprocidad que requería en la resolución 21/97, para permitir la realización de contratos de importación y exportación con Uruguay. Cabe recordar que en 1998 se aprobó la ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de Uruguay, que estableció la existencia de un mercado mayorista en el país.

Período 2000-marzo de 2004

Como resultado de las Notas Reversales de 1999, a partir del año 2000, la empresa estatal UTE, a cargo de la totalidad de la distribución en Uruguay, realizó una serie de contratos con empresas argentinas, por los que adquirió la disponibilidad de potencia firme en Argentina y una opción a la compra de energía. En particular, en febrero de 2001, y por 36 meses, se contrató un total de 365 MW a tres generadores argentinos: 165 MW a Central Puerto S.A, 100 MW a Hidroeléctrica Piedra del Aguila, y 100 MW a Central Térmica San Nicolás.

Como resultado de la ley de Emergencia Económica, sancionada por el gobierno argentino en enero de 2002, y del decreto 1491/02 del Poder Ejecutivo argentino, este último dispuso con retroactividad a enero de 2002, que los precios de la exportación a Uruguay de los contratos vigentes, que estaban estipulados en pesos argentinos, pasasen a facturarse en dólares con paridad un peso igual a un dólar, previa a la devaluación de diciembre de 2001. Esto motivó un litigio entre UTE y las empresas Central Puerto y Hidroeléctrica Piedra del Aguila que continúa hasta la fecha.

En febrero de 2003 y en sustitución de los anteriores, entraron en vigor nuevos contratos, entre UTE y la comercializadora argentina CEMSA, por 338 MW, con disponibilidad de potencia firme y opción para UTE de compra de la energía asociada, con un plazo de vigencia de dos años.

Situación actual desde marzo de 2004

En marzo de 2004, con motivo de la crisis en el abastecimiento de gas natural que afectó a Argentina, este país limitó el abastecimiento en el marco de los

contratos vigentes, reduciendo el suministro a Uruguay a la potencia de las centrales efectivamente disponibles que respaldaban los contratos vigentes. Esto redujo el abastecimiento por contratos a aproximadamente 150 MW. Posteriormente, al mejorar la situación energética Argentina, Uruguay continuó importando energía adicional a la potencia anterior, en una modalidad de emergencia acordada entre ambos países, adquirida a precios que cubren los costos incrementales para el sistema argentino de generar la energía para esos suministros.

Reglas en la transmisión

Dada la gran capacidad de la red de interconexión existente entre ambos países no tienen lugar fenómenos de congestión en la misma.

No se aplican hasta el presente peajes por el uso de las redes de interconexión para los flujos de intercambio entre ambos países, si bien la Comisión de Interconexión analizó el tema y decidió su estudio conjunto por ambos países.

4. Desarrollo de la infraestructura de interconexión

Los sistemas eléctricos de Argentina y Uruguay se encuentran fuertemente interconectados por un conjunto de líneas de 500 kV que entraron en servicio en 1980 como parte de la obra de la central binacional de Salto Grande, sobre el río Uruguay, límite entre los países. Este sistema, denominado con frecuencia cuadrilátero de Salto Grande, consta de dos interconexiones propiamente dichas que atraviesan el río Uruguay, una en la central Salto Grande y otra 140 km al sur, entre San Javier (Uruguay) y Colonia Elía (Argentina), y de dos líneas, una en cada país, que unen la central Salto Grande con San Javier y Colonia Elía respectivamente.

En Uruguay, a partir de la estación San Javier de 500 kV, existen dos líneas de 500 kV hasta la central

hidroeléctrica Constitución (Palmar), y desde allí hasta Montevideo, principal centro de carga.

En Argentina, la línea Salto-Colonia Elía, del cuadrilátero, forma parte de la red de 500 kV que permite transmitir la energía de la central hidroeléctrica Yacretá, y de la propia central Salto Grande, hasta la zona de Buenos Aires.

Junto a la interconexión anterior, existe otra mucho menor y más antigua, en 150 kV que se encuentra normalmente abierta en la actualidad. (ver figura 1 al final del punto 6)

Desde el punto de vista eléctrico, el sistema de Uruguay forma parte integrante del sistema argentino,

dada la fortaleza del vínculo en 500 kV, que podría dejar pasar entre ambos países potencias del orden de 2000 MW. La interconexión internacional y la red de 500 kV en Uruguay permitiría abastecer con energía procedente de Argentina la totalidad de la demanda uruguaya.

La red de 500 kV de Argentina, podría presentar limitaciones en su capacidad de exportar a Uruguay, si simultáneamente Argentina debiese exportar a Brasil los 2000 MW que permite la interconexión entre estos dos últimos países, y ocurriese una situación de sequía en las centrales hidroeléctricas de Yacyretá y Salto Grande.

5. Resultados de la interconexión

Cuantificación del intercambio de energía

La tabla siguiente muestra los flujos de energía comerciados anualmente en ambos sentidos, desagregando la venta de Argentina a Uruguay en una componente de contratos y otra spot. Se presenta también el neto del flujo en sentido Uruguay hacia Argentina y la demanda anual total de Uruguay. La comparación de los flujos comerciales con la demanda de Uruguay permite percibir la importancia del comercio para este país.

Año	Venta Uruguay a Argentina (GWh)	Venta Argentina a Uruguay spot (GWh)	Venta Argentina a Uruguay contratos (GWh)	Flujo neto Uruguay a Argentina (GWh)	Demanda de Uruguay (GWh)
1982	10	13		-3	3406
1983	86	0		86	3550
1984	40	2		38	3676
1985	3	19		-16	3745
1986	76	2		74	4098
1987	511	0		511	4443
1988	626	0		626	4754
1989	0	33		-33	4475
1990	99	51		48	4704
1991	791	0		791	5058
1992	2551	12		2539	5322
1993	1440	22		1418	5584
1994	344	15		329	5782
1995	186	188		-2	6122
1996	140	309		-169	6470
1997	228	271		-43	6840
1998	1575	78		1497	7200
1999	166	708		-542	7552
2000	88	1328	635	-1240	7838
2001	165	117	110	48	7869
2002	0	559	559	-559	7693
2003	257	434	434	-177	7710

Se aprecia que la dirección predominante del comercio fue de ventas de Uruguay a Argentina hasta 1994 y que se invierte el flujo a partir de 1995. En la actualidad, Uruguay depende de las importaciones de Argentina para abastecer una parte muy significativa de sus requerimientos de potencia firme, de alrededor de un 30%, como se ha evidenciado con la sequía que afecta al país en 2004.

La importación desde Argentina es en este momento esencial para Uruguay con el fin de evitar situaciones de desabastecimiento energético.

Impacto en los costos marginales y precios spot

Dado que el sistema de generación de Argentina es del orden de diez veces mayor que el de Uruguay, el comercio entre de ambos países tiende a aproximar los costos marginales de Uruguay a los de Argentina. En circunstancias normales esto ejerce un efecto estabilizador sobre los costos marginales de Uruguay, ya que los de Argentina son relativamente menos variables. Los precios spot de Argentina experimentan una variación muy poco significativa como resultado del comercio.

Beneficios económicos

La interconexión ha permitido a los dos países obtener grandes beneficios por el aprovechamiento de las diferencias de costos de generación, ocasionadas por la aleatoriedad de la generación hidráulica (especialmente la de Uruguay, que genera grandes variaciones en los costos marginales de ese país), o por las restricciones de invierno en el suministro de gas en Argentina. La interconexión ha tenido también un gran impacto en la mejora de la seguridad del suministro, especialmente en Uruguay, como es de esperarse ya que se trata del menor de los sistemas interconectados. A partir del año 2000 una parte significativa de la potencia firme que requiere la demanda de Uruguay fue respaldada desde Argentina, mediante contratos de importación.

6. Lecciones aprendidas y recomendaciones

A lo largo de 25 años, la interconexión ha cumplido un papel muy importante para el sector eléctrico de ambos países, y la normativa del comercio ha evolucionado para adaptarse a los cambios regulatorios e institucionales de ambos países.

La magnitud de la capacidad física de interconexión excede con largueza los requerimientos del comercio entre los dos países, por lo que no es previsible su ampliación. Por esto las mejoras en el comercio podrían proceder del perfeccionamiento de la

normativa. Hasta el presente se ha logrado la realización de contratos libremente pactados entre partes de ambos países, por lo que probablemente los puntos en los que cabe esperar progresos se refieran al comercio spot de energía. Como normalmente no existen restricciones a la capacidad de intercambio, sería posible lograr una virtual integración de los mercados spot de ambos países, con precios prácticamente idénticos en ambos y un pleno aprovechamiento de todas las oportunidades de comercio.

Es de interés reproducir aquí las consideraciones realizadas por el Ing. Gerardo Otero de la empresa estatal uruguaya UTE, en el Seminario Aniversario de la Fundación de la CIER "Evolución y Perspectivas del Sector Eléctrico Sudamericano", respecto a las conclusiones que permite extraer el caso de interconexión entre Argentina y Uruguay:

“La interconexión entre Uruguay y Argentina materializada en el sistema de transmisión de 500 kV de Salto Grande es un elemento absolutamente clave para los sistemas eléctricos de ambos países, que no serían lo que son sin esta interconexión.

En esta interconexión también juega también un papel destacado la central binacional para la operación misma del sistema (Regulación de frecuencia).

El comercio de energía eléctrica entre Uruguay y Argentina cuenta ya con una historia de más de dos décadas, en la cual ha pasado por distintos marcos legales y normativas regulatorias de ambos países y distintas realidades de mercados. Aún a veces con dificultades, se ha encontrado la forma de realizar intercambios relevantes y beneficiosos para los dos países. La normativa basada en un Acuerdo y Convenio de Interconexión con fuerza de ley, es un respaldo y un amortiguador para los bruscos cambios en tiempos de crisis.

Es imprescindible repensar los alcances y significados de acuerdos como la Resolución 10/98 del Consejo Mercado Común del Mercosur.

Del punto de vista eléctrico, la interconexión entre Argentina y Uruguay es mallada, y este aspecto, junto con los tránsitos de energía por las redes de países que no están comercializando dicha energía, no está bien resuelto en las reglamentaciones de transmisión (analogía con algunos países europeos).”



4 INTERCONEXIÓN URUGUAY - BRASIL

Livramento (Brasil) – Rivera (Uruguay) (Tensión 230/150 kV; Potencia 70 MW; Operativa 50/60 Hz)

Redacción del Informe: CIER, sobre la base de las presentaciones realizadas por el Ing. Gerardo Otero, UTE – Uruguay, en el Seminario Aniversario de la Fundación de la CIER, Julio/2004.

1. Descripción de la interconexión⁴

La interconexión consiste en una estación convertidora de frecuencia, 50/60 Hz, de tipo back-to-back, de 72 MW de potencia nominal, situada en Uruguay y conectada a la estación Livramento de 230 kV en Brasil, mediante una línea de transmisión de 230 kV y 60 Hz de aproximadamente 12 km de longitud.

El proyecto fue desarrollado por las empresas estatales UTE de Uruguay y ELETROSUL de Brasil, y su construcción concluyó en el año 2001, con el propósito de aprovechar el comercio de oportunidad resultante de las diferencias de costos marginales de ambos países.

Desde su inauguración el comercio ha tomado varias formas de transacción. En la actualidad, existe un contrato de suministro de energía interrumpible desde Brasil a Uruguay, por un plazo de seis meses, convocable a opción del comprador, la empresa UTE.

2. Descripción de las razones que dieron motivo al proyecto de interconexión

Uruguay es un país que depende fuertemente de la disponibilidad de energía hidroeléctrica, y que mediante la interconexión con Argentina ha obtenido grandes beneficios por el comercio internacional. La interconexión con Brasil aparece naturalmente como un medio para diversificar sus fuentes de abastecimiento, y para aprovechar los excedentes energéticos de aquél país.

Desde el punto de vista de Brasil, una interconexión con Uruguay tendrá siempre una importancia reducida en el conjunto de su abastecimiento, pero puede de todos modos representar un proyecto rentable. En

especial, en la segunda mitad de los años 90, en que se desarrolló la interconexión Argentina-Brasil, para que este último país importase potencia firme, la posibilidad de abastecimiento firme desde Uruguay a Brasil parecía factible. En 1997, se firmó entre ambos países un Memorándum de Entendimiento entre ambos gobiernos donde Brasil expresó este interés y Uruguay el de acceder a energía secundaria de Brasil.

A partir de 1994 se constituyó un Grupo de Trabajo Técnico integrado por técnicos de las empresas estatales Eletrobras de Brasil y UTE de Uruguay, que analizó la factibilidad de varios trazados y escalas para un proyecto de interconexión. Como resultado concreto de esos trabajos ambos gobiernos decidieron emprender la construcción de un proyecto relativamente pequeño en las localidades fronterizas de Rivera (Uruguay)-Livramento (Brasil), que aprovechaba la proximidad a la frontera en ese punto de las líneas de 150 kV de Uruguay y de 230 kV de Brasil.

El proyecto se destinó a la realización de comercio de oportunidad, en cualquiera de los dos sentidos, aprovechando la diferencia de costos marginales entre ambos sistemas, que depende de la situación hidrológica en ambos.

Por su tamaño de 72.5 MW, el efecto energético y económico de esta interconexión es mínimo en términos relativos dentro del mercado mayorista de Brasil (MAE). En cambio para Uruguay la potencia instalada representa del orden del 7% al 8% de la demanda diaria de energía de Uruguay.

3. Descripción del marco legal y comercial

Reglas de formación de precios y reparto de beneficios

Cuando se construyó la interconexión, los países no determinaron una normativa detallada de formación de precios, por lo que el comercio ha adoptado de manera pragmática distintos mecanismos que se describen a continuación.

Criterio inicial de las empresas desarrolladoras

⁴ Los datos contenidos en este informe fueron obtenidos en su mayor parte de la conferencia del Ing. Gerardo Otero de UTE en el Seminario Aniversario de la Fundación de CIER; Montevideo, Uruguay, 8 y 9 de julio de 2004.

UTE y Eletrobras-Eletrosul, firmaron para el desarrollo del proyecto un Contrato de Uso y de Intercambio, por el que los precios del comercio se determinarían de común acuerdo entre las empresas, sin establecerse una regla precisa que hiciera referencia a los costos marginales para la formación de los precios del comercio spot.

Las ventas de UTE a Eletrobrás en el año 2001 se realizaron bajo este principio. Como resultado de las ventas del año 2001, UTE quedó con un salto acreedor transitorio favorable hasta el año 2004. El mismo fue saldado con la devolución de la energía en 2004.

Con posterioridad, los cambios regulatorios condujeron a la adopción de otras modalidades de comercio, cuando el mismo se retomó en 2004.

Crterios empleados en 2004

En 2004 cuando se retomó el comercio al aparecer incentivos económicos para la exportación de energía desde Brasil a Uruguay, las autoridades de Brasil establecieron un mecanismo de licitación para determinar el comercializador que vende a UTE, la empresa eléctrica estatal de Uruguay, bajo la modalidad de contratos de venta de energía interrumpible, con seis meses de duración.

El precio de venta a Uruguay bajo esos contratos resulta de la suma del costo de compra de la energía en el mercado de Brasil, y de los cargos por el uso de la transmisión de Brasil, en que incurre el comercializador, más el margen de comercialización. El origen de la energía exportada a Uruguay (térmica o hidráulica) y su costo de compra por el comercializador exportador en el mercado de Brasil, es determinado en cada momento por el ONS, operador del sistema de ese país.

Marco normativo en Uruguay para el comercio internacional de energía

Desde el año 2002 existe en Uruguay una reglamentación para la ley de Marco Regulatorio, si bien la misma no se encuentra en aplicación aún en su totalidad. En particular, la entrada en vigor del Reglamento del Mercado Mayorista, que regula el comercio internacional, ha sido postergada.

En lo que sigue se describen las normas sobre el comercio internacional, contenidas en los reglamentos vigentes, que serían de aplicación a esta interconexión a partir de la entrada en vigor de la reglamentación.

El Reglamento de Mercado en Uruguay, aprobado en setiembre de 2002, estableció la posibilidad de

realizar contratos internacionales de importación y exportación de electricidad, con la autorización del Poder Ejecutivo.

En el caso de los contratos de importación de suministro, en los que el importador se compromete a suministrar una curva de carga, el vendedor declara al despacho de Uruguay un precio por la energía que puede introducir al país por la interconexión. Si la misma no entra en el despacho económico, el vendedor puede optar por comprar la energía en el mercado spot de Uruguay para abastecer la demanda contratada.

El Reglamento de Mercado establece que los intercambios ocasionales u spot son realizados por el despacho de cargas a cargo de la ADME, organismo creado para la administración del mercado. Esto significa que las interconexiones internacionales son de acceso libre, y no generan para el propietario de la interconexión ninguna prioridad para realizar el comercio spot o beneficios especiales por el mismo, con la excepción de los peajes por el uso de sus redes.

Las importaciones spot contribuyen siempre a la formación del precio spot, pero las exportaciones spot, sólo modifican el precio spot interno cuando existe la llamada "condición de integración spot". Dicha condición intenta evaluar la fluidez del comercio spot entre ambos países en base a las diferencias en los precios spot pasados y los flujos de comercio entre Uruguay y el país interconectado.

Sin perjuicio de lo anterior, el Decreto 299/003 Poder Ejecutivo encomienda a la ADME modificar las reglas del mercado internacional spot de modo de dar mayor participación a los agentes del mercado en el comercio internacional, ya que el Reglamento actual concede exclusividad en esas funciones al administrador del mercado. Esto sugiere la posibilidad de modificaciones en la normativa.

Reglas en la transmisión de interconexión

Normativa en Uruguay

A pesar de estar la interconexión de Rivera-Livramento ya construida y operativa en el momento de la aprobación de la reglamentación del mercado (setiembre de 2002), se la asimiló a una interconexión nueva, construida según la alternativa básica prevista en dicha reglamentación, y con la posibilidad de un tratamiento opcional específico para el proyecto.

Por el procedimiento básico para interconexiones nuevas, se distingue a los Desarrolladores del proyecto (agentes con negocios de potencia y energía a través de la interconexión) del Transportista de Interconexión Internacional (TII). En el caso de Rivera-



Livramento, UTE juega del lado uruguayo el doble rol de Desarrollador del Proyecto, a la vez que TII.

Como Desarrollador, UTE es titular de los Derechos de Transmisión Firme (DTF) por toda la capacidad, lo que le da tiene prioridad de uso para celebrar contratos internacionales mediante esta interconexión. Asimismo debe pagar al TII (esto es a sí misma) un canon anual, y tiene el derecho a cobrar un peaje regulado por el uso ocasional de terceros.

En la reglamentación se le dejó también a UTE, en forma explícita y sólo para esta interconexión, la opción de renunciar a sus DTF a cambio de percibir una remuneración regulada por las instalaciones de interconexión similar a la de las instalaciones de transmisión. UTE optó por conservar los DTF, pudiendo entonces celebrar contratos internacionales de compraventa de energía con prioridad frente a otros agentes.

Normativa en Brasil

Originalmente, la normativa de Brasil otorgó la exclusividad en la comercialización de energía a través de la interconexión a ELETROSUL, empresa desarrolladora del proyecto. Luego ELETROSUL fue dividida en dos empresas: GERASUL (generación), posteriormente privatizada, y ELETROSUL (transmisión). El regulador en Brasil ANEEL, transfirió inicialmente a ELETROBRAS los derechos de comercialización originales de ELETROSUL.

No obstante, como se indicó antes, para la realización de las exportaciones a Uruguay en 2004, las autoridades de Brasil optaron por conceder acceso abierto a la red de interconexión, mediante la realización de una licitación para abastecer a Uruguay, recibiendo ELETROBRAS, solamente una remuneración por peaje.

4. Desarrollo de la infraestructura de interconexión

Obras físicas construidas para la interconexión

La interconexión entre las redes de 150 kV, 50 Hz de Uruguay (Rivera) y 230 kV, 60 Hz del sur de Brasil (Santana do Livramento, Estado de Rio Grande do Sul), consiste en una estación convertidora de frecuencia, de tipo back-to-back, de 72 MW de potencia nominal, situada en Uruguay, anexa a la estación Rivera 150 kV de UTE, y conectada en 60 Hz a la estación Livramento-2 230 kV de ELETROSUL, mediante una línea de transmisión de 230 kV, 60 Hz de aproximadamente 12 km de longitud, de los cuales 10 km se encuentran en territorio uruguayo.

Este sitio fue elegido con el objetivo expreso de minimizar las inversiones en redes de transmisión en ambos países.

La construcción fue realizada durante 2000 y 2001 por GEC-ALSTHOM (ALSTOM), ganadora y adjudicataria de la licitación internacional realizada al efecto. El contrato de adjudicación fue firmado a fines de Octubre de 1998. La entrada en servicio tuvo lugar en 2001.

Estructura comercial del proyecto

El proyecto fue impulsado y diseñado por UTE en Uruguay y por ELETROBRAS y ELETROSUL en Brasil. El financiamiento se obtuvo por medio de un préstamo del BID a UTE.

El proyecto fue concebido para la realización de intercambios spot o de oportunidad. Los aportes hidráulicos históricos en el sistema de generación de Brasil son tales que si el sistema está adecuadamente diseñado, (es decir está equilibrada la energía firme disponible con la demandada), es muy probable que sus costos marginales sean bajos y se disponga de excedentes hidráulicos, lo que convierte a Brasil en vendedor hacia Uruguay la mayor parte del tiempo. No obstante, en situaciones de bajos aportes de Brasil, y teniendo en cuenta que Uruguay se encuentra fuertemente interconectado con Argentina, Uruguay puede vender excedentes hidráulicos o térmicos a Brasil.

En enero de 1997 UTE y ELETROBRAS-ELETROSUL, celebraron tres contratos para el desarrollo de este proyecto:

Ingeniería y Construcción: Establece las condiciones técnicas y responsabilidades para adquisición, construcción y puesta en operación de las instalaciones.

Económico-Financiero: Establece las condiciones económico-financieras para la implantación y uso de la convertidora. En este contrato se estableció que UTE obtendría el financiamiento del BID para la ejecución, con la garantía del Estado uruguayo, y que la parte brasileña reembolsaría el 50% del servicio de la deuda resultante. Los compromisos de pago frente al BID, por la totalidad de dicho préstamo, son de responsabilidad exclusiva de UTE, sin perjuicio del reembolso descrito.

De Uso y de Intercambio: Describe de manera muy general las condiciones técnicas y comerciales para el uso, así como la regulación de los intercambios a realizar. Los precios del comercio se determinarían de común acuerdo entre las partes, sin establecerse una regla precisa que haga referencia a los costos marginales de los países. Como se indicó antes, esas

disposiciones fueron luego revisadas en la práctica del comercio entre ambos países.

Capacidad de intercambio efectiva entre los dos sistemas

La elección de la capacidad de la estación convertidora (alrededor de 70 MW) fue el resultado de una optimización económica incluyendo los efectos de las redes de ambos países adyacentes a la interconexión, (capacidad de transporte y pérdidas).

La potencia instalada finalmente (72.5 MW) resultó de la oferta ganadora de la licitación. En situaciones de exportación de Uruguay hacia Brasil, según los escenarios de generación y demanda, los flujos deben limitarse a valores algo inferiores. Inicialmente se estimó que la capacidad de exportación de Brasil hacia Uruguay podría estar limitada en los meses de verano en los que la demanda eléctrica de la zona fronteriza de Brasil aumenta por el uso del riego. Esta limitación se habría levantado por obras en la red de Brasil.

5. Resultados de la interconexión hasta el presente

Cuantificación del intercambio

En la etapa inicial de operación de la interconexión, UTE y ELETROBRAS acordaron principalmente ventas desde Uruguay a Brasil, a partir de marzo de 2001, en un período en el que este país estaba afectado por una grave crisis energética, con racionamiento de la demanda.

Se acumuló un flujo neto en esa dirección de 65.9 GWh. Como en ese período el MAE (mercado mayorista de energía eléctrica de Brasil) no estaba liquidando las transacciones realizadas, ambas empresas acordaron que cuando la energía fuese pagada por el MAE se repartirían los beneficios netos de la operación en partes iguales.

Como resultado, luego de la normalización de las transacciones en el MAE, quedó un saldo acreedor a favor de UTE ante ELETROBRAS.

En los años 2002 y 2003 no se realizó comercio.

El saldo a favor de UTE fue compensado mediante la devolución por ELETROBRAS de una cantidad de energía igual a la vendida previamente a Brasil, en el año 2004. Esa energía (equivalente a aproximadamente 39 días de operación a pleno de la convertidora) fue devuelta desde el 25/03/04 hasta el 03/05/04.

Dado que las autoridades de Uruguay y de UTE manifestaron el interés de mantener importaciones desde Brasil ante la reducción de las importaciones uruguayas desde Argentina, las autoridades de Brasil dispusieron que bajo un principio de libre acceso a la convertidora, tuviera lugar una licitación para determinar qué comercializador vendería energía a UTE.

La licitación para la adjudicación de la venta de energía interrumpible, convocable por UTE a su voluntad, por los seis meses desde junio a noviembre de 2004, tuvo lugar el día 25 de mayo de 2004.

De las ocho ofertas presentadas, resultó ganadora la de la comercializadora Enertrade. La adjudicación se hizo por el menor margen de comercialización pedido por los oferentes, por encima de los costos de energía, peajes de transporte y otros cargos en el sistema de Brasil. Enertrade ofertó un margen de 0,44 R\$/MWh. El origen de la energía, hidráulica o térmica, que determina los costos de la misma para el comercializador en el MAE, resulta de la asignación de excedentes que realiza diariamente el ONS.

En el intervalo entre el fin de la devolución de energía y el comienzo de las ventas de Enertrade, se mantuvo la exportación en forma ininterrumpida por ELETROBRAS.

Beneficios del comercio

El saldo económico de la operación de la interconexión ha sido ampliamente positivo para ambos países. En el período de ventas de Uruguay a Brasil en 2001, aquél país se encontraba en una situación de racionamiento. En el período de ventas de Brasil a Uruguay, que se extiende desde marzo de 2004, Uruguay ha requerido el 100% de la energía que puede transportar la interconexión, y la misma ha servido para reducir riesgos de falla, limitar el empleo de las reservas hidráulicas más valiosas, y para sustituir energía térmica muy costosa generada con combustibles líquidos.

Como limitaciones en el aprovechamiento del proyecto, puede señalarse que el comercio tuvo lugar solamente ante la existencia de una situación de crisis o proximidad de crisis en alguno de los dos países (2001 en Brasil, 2004 en Uruguay), mientras que en el período 2002-2003 no se aprovecharon oportunidades de ganancia marginales.

6. Lecciones aprendidas y recomendaciones

Conclusiones que permite extraer el caso

Es de interés reproducir aquí las consideraciones realizadas por el Ing. Gerardo Otero de UTE, en el Seminario Aniversario de la Fundación de la CIER "Evolución y Perspectivas del Sector Eléctrico Sudamericano", respecto a las conclusiones que permite extraer el caso de interconexión entre Brasil y Uruguay:

"La interconexión funcionó en los momentos de crisis, donde su aporte resultó y continúa resultando relevante.

Actualmente se encuentra operando a plena potencia en la base del diagrama de cargas, en importación para Uruguay. Su aporte de energía representa del orden del 7% al 8% de la demanda diaria de Uruguay.

Para ambos países, independientemente de la respectiva relevancia energética relativa de esta interconexión, habría sido inimaginable mantener inoperativa la convertidora de frecuencia de Rivera en las situaciones de escasez energética experimentadas en 2001 y en 2004.

A pesar de estar acordadas modalidades de intercambio desde el comienzo del proyecto, los intercambios fueron difícilmente realizables fuera de las crisis, y en éstas se adoptó mecanismos transitorios diferentes de los originalmente acordados y/o previstos en la evaluación técnico-económica del proyecto. Sin embargo los beneficios económicos derivados de los intercambios efectivamente realizadas en esas situaciones resultaron significativos para ambos sistemas.

Corresponde destacar la buena voluntad de las autoridades de Brasil y de ELETROBRAS, que han mantenido la exportación en forma ininterrumpida después del fin de la etapa de devolución de la energía, aún antes de la realización de la licitación y también durante el período que transcurre hasta la firma del contrato con el comercializador adjudicado. Esta exportación es asumida por ELETROBRAS."

Los proyectos de interconexión se caracterizan por:

"Complejidad: Interconexiones internacionales en el actual estado de integración:

Infraestructura física, inversiones de montos relevante, con largos períodos de repago, apoyada en las distintas realidades físicas: países y sistemas eléctricos que vincula.

Superestructuras jurídicas, normativas, de operación, optimización, y hasta históricas, diferentes. Los países y sus fronteras continúan existiendo, con legítimo derecho a sus propios objetivos, políticas energéticas y reglas de mercado.

Empresas, con sus legítimos intereses empresariales

Incertidumbre: El caso de Uruguay muestra que las interconexiones operan en contextos económicos y

bajo reglas que pueden diferir mucho de lo inicialmente previsto. Situaciones similares se observan en otras interconexiones en la región. Es presumible que esto se mantenga a futuro.

Antes de decidir la construcción de una nueva interconexión internacional, y dentro las imprescindibles evaluaciones técnico-económicas, es preciso asignar la debida importancia al cuidadoso análisis de los escenarios posibles en todos los países involucrados.

Los beneficios del proyecto deben ser evaluados a partir de la optimización de los sistemas energéticos físicos de los países más que en remuneraciones asignadas por regulaciones y/o contratos de largo plazo, aunque estos instrumentos puedan ser relevantes para obtener su financiamiento.

Si un proyecto no aparece como claramente bueno para los países frente a los escenarios analizados, difícilmente pueda resultar sustentable en el largo plazo y ser bueno para las empresas que lo desarrollen.

Deben obtenerse adecuadas garantías para quienes, países o empresas, desarrollen los proyectos y realicen las inversiones asociadas.

Las crisis experimentadas han servido para idear nuevos modos de intercambio, flexibilizar los intercambios posibles y las reglas bajo las cuales se administran, y agilizar los necesarios trámites y autorizaciones. Debería aprovecharse esta experiencia en las situaciones normales, y no sólo ante las emergencias."

Perspectivas de ampliación de la capacidad de interconexión entre ambos países

El desarrollo de una interconexión en mayor escala y en extra alta tensión, estuvo en el interés primario de ambos gobiernos desde 1994 y el grupo técnico de trabajo integrado por UTE y ELETROBRAS analizó diversas alternativas.

En los años 2000 y 2001, UTE junto a Endesa y Alstom analizaron la posibilidad de exportación a Brasil de 1000 MW de potencia firme, lo que requería la instalación de una central de generación en Uruguay que empleara gas natural argentino, y la construcción de una interconexión en extra alta tensión, con entrada en la red troncal de Brasil en las proximidades de la ciudad de Porto Alegre. Posteriormente el proyecto no prosperó.

En la actualidad las autoridades energéticas de Brasil y Uruguay, están analizando en forma conjunta la posibilidad de una interconexión de gran porte. Una de las alternativas posibles, que ha recibido especial atención de las autoridades de Uruguay hasta el



presente, es la construcción de una línea de 500 kV en 50 Hz, entre Salto Grande y la barra de 50 hz de la convertidora 50/60 Hz de Garabí en territorio de Brasil. La convertidora de Garabí fue construida para la interconexión de Argentina y Brasil y su empleo requiere acordar con sus propietarios y con las autoridades de Brasil las condiciones de su uso para el comercio entre Uruguay y Brasil.

La situación de dificultades energéticas que enfrentó en los últimos meses Argentina, de cuyas exportaciones depende Uruguay en este momento, hace presumir que se mantendrá el interés de empresas y autoridades energéticas de Uruguay en la construcción de una interconexión con Brasil, que permite diversificar las fuentes de abastecimiento.

5 INTERCONEXIÓN ECUADOR - COLOMBIA

Pasto (Colombia) – Quito (Ecuador) (Tensión 230 kV; Potencia 260 MW; Operativa 60 Hz)

Redacción del Informe: Ing. Geovanny Pardo Salazar – CONELEC – Ecuador, Ing. Juan Vicente Saavedra Mera, Hidronación - Ecuador, Ing. Eduardo Cazco Castelli, CONELEC – Ecuador.

1. Descripción de la interconexión

Desde hace muchos años se realizaron intentos por interconectar los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador, pero el resultado fue una interconexión a 138 kV, débil desde el punto de vista eléctrico, que permitía realizar transferencias de potencia en pequeñas cantidades.

Es necesario resaltar el impulso que dieron los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú al proceso de interconexión, pues en el año 2001 se tomó la decisión de que los Organismos Reguladores se encarguen directamente de identificar los puntos que dificultaban las interconexiones y por ende las transferencias de electricidad.

Es así que los Reguladores de los países indicados anteriormente, sumado Venezuela, desarrollaron el trabajo de armonización de los marcos normativos, lo que llevó a definir reglas comunes para los países de la región andina. Las reglas comunes se plasmaron en la Decisión 536 de la Comunidad Andina: "Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad", aprobada el 19 de diciembre de 2002.

El caso que se describe en el presente documento, es resultado del proceso de implementación del marco regulatorio basado en la Decisión 536 en Colombia y Ecuador, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), respectivamente.

Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE's) entre los dos países iniciaron el 1 de marzo de 2003, a través del enlace a 230 kV, con una capacidad máxima de transferencia de 250 MW; adicionalmente se tienen transacciones a través del enlace de 138 kV, que opera en forma radial y con transferencias de aproximadamente 35 MW.

2. Descripción de las razones que dieron motivo al proyecto de interconexión

Como se mencionara en el punto inmediato anterior, el proceso de interconexión eléctrica inicia con el

impulso de los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, y se concretó con el trabajo decidido de los Organismos Reguladores de la Región Andina, quienes desarrollaron el marco conceptual para la realización de las transacciones internacionales de electricidad.

El mercado eléctrico ecuatoriano se basa en el modelo marginalista, considerando los costos variables de producción que declaran los generadores. La oferta de generación es limitada, y la existente, concretamente la termoeléctrica, presenta altos costos de producción debido al tipo de combustible que utilizan (combustibles líquidos). Adicionalmente, el país presenta dos estaciones hidrológicas muy marcadas, de octubre a marzo se tiene la época de estiaje y de abril a septiembre, la época lluviosa en la que se incrementa la oferta de generación hidroeléctrica.

Lo indicado ha ocasionado que los costos marginales tengan una volatilidad muy marcada, superando, en determinadas horas y periodos del año, los 10 cUSD/kWh, con la consecuente repercusión en la tarifa al usuario final.

El mercado colombiano igualmente está basado en el modelo marginalista, con la diferencia de que los generadores realizan ofertas de precios. Los precios de la energía, a nivel de bolsa son muy estables en el largo plazo, además que sus valores son relativamente más bajos si se los compara con los costos marginales del mercado ecuatoriano. La generación termoeléctrica consume básicamente gas natural, lo que ayuda a mantener precios bajos a nivel de la bolsa de energía.

En cuanto a las estaciones hidrológicas, es muy similar a la del sistema eléctrico ecuatoriano, además, la reserva en la oferta es aproximadamente el 30% de la generación instalada en ese sistema.

Para ilustrar de mejor manera las diferencias de precios a nivel del mercado de corto plazo, en la figura 1 se presentan las curvas de oferta térmicas de los sistemas de los dos países, incluyendo también la información del sistema eléctrico peruano, que estaría interconectado al sistema ecuatoriano a finales del presente año.

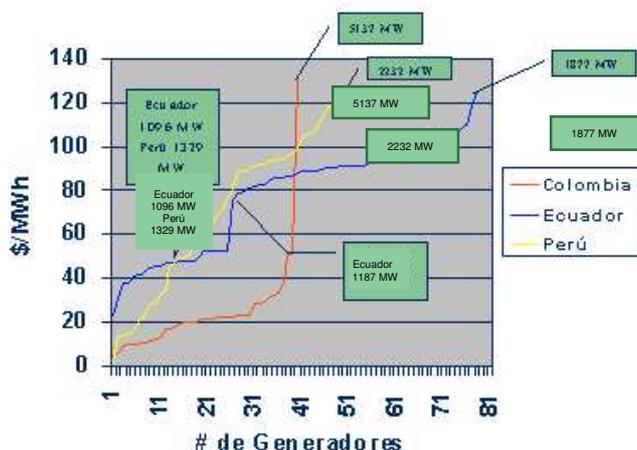


Figura 1
Fuente: CENACE

3. Marco legal y comercial

La Comisión de la Comunidad Andina, reunida en Lima el 19 de diciembre de 2003, aprobó la Decisión 536 “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, que en la primera parte establece las reglas fundamentales bajo las cuales se desarrollan las transacciones internacionales de electricidad entre los países miembros⁵ de la comunidad andina.

A continuación, se exponen las reglas fundamentales contenidas en la Decisión 536:

1. Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni 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.
2. Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
3. 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.
4. 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.
5. 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.

6. Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
7. Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, 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 estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
8. Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
9. Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
11. Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.
12. 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.

Con base a las reglas fundamentales contenidas en la Decisión 536, CREG y CONELEC desarrollaron la regulación interna en cada uno de los países. Los Reguladores de los dos países iniciaron las transacciones internacionales en el mercado de corto plazo, para lo cual los Operadores de los sistemas y Administradores de los mercados se encargan de coordinar toda la parte operativa y comercial que involucra la transacción.

Las transacciones de largo plazo (contratos de compraventa) aun no se han implementado, pues los Organismos Reguladores están analizando un mecanismo que permita coexistir las TIE's con los contratos de compraventa internacionales.

A continuación se presenta una descripción de los aspectos operativos y comerciales con los cuales se realizan las transacciones internacionales de corto plazo.

a. Aspectos Operativos.

⁵ Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.

Si como resultado de la aplicación del procedimiento descrito, en la liquidación de una exportación de electricidad se presenta una renta de congestión, producto del diferencial de precios entre los dos mercados, en Colombia y Ecuador se ha decidido que estas rentas vayan a la demanda.

Para garantizar el pago de las TIE's se ha implementado un esquema de prepago, lo que significa que el mercado importador deberá depositar por adelantado los valores correspondientes a una TIE, calculados una semana antes para la siguiente semana de operación. Este esquema ha permitido dinamizar las TIE's y minimizar el riesgo de carte entre los mercados colombiano y ecuatoriano.

Para toda la coordinación comercial de las TIE's, la normativa prevé la suscripción de Acuerdos Comerciales entre los Administradores de los mercados, instrumentos bilaterales que establecen obligaciones y responsabilidades en la administración comercial de los mercados, considerando los enlaces internacionales.

c. Situación de Racionamientos.

En los dos países, la normativa señala que en el caso de desabastecimiento de energía el precio de mercado corresponderá al costo de la energía no suministrada. En esa situación, de forma natural la señal de precios activará una transacción desde el país con precio más bajo (abastecimiento normal) al país con precio más alto (costo de la energía no suministrada).

Si se produjeren racionamientos simultáneos en los dos países, la señal de precio activaría una transacción de importación hacia aquel sistema que tenga el más bajo costo de energía no suministrada, con lo cual se llegaría a la situación de exportar déficits energéticos. En tal sentido, el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR), está trabajando en el establecimiento de una metodología única para la determinación del costo de la energía no suministrada con lo que se conseguiría, de ser posible, un valor único.

4. Desarrollo de la infraestructura de interconexión

Antes de pasar a detallar los aspectos relacionados con los enlaces internacionales, a continuación (figura 4) se presenta una breve descripción de las características del enlace entre Colombia y Ecuador.

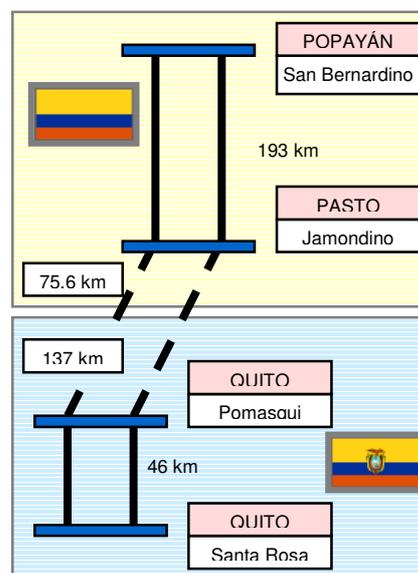


Figura 4
Fuente: Transelectric

Tanto en Colombia como Ecuador, los activos de transmisión correspondientes a los enlaces internacionales, pueden ser clasificados como activos de uso o activos de conexión. Para el efecto, un enlace internacional será clasificado como activo de uso cuando el mismo forme parte del plan de expansión de transmisión; en otro caso, será un activo de conexión.

Con relación a la remuneración de los enlaces internacionales, al ser clasificados como activos de uso, estos son remunerados de acuerdo a las reglas internas de cada mercado. Pero en todo caso, tanto en Colombia como Ecuador, los activos de uso son remunerados por toda la demanda y ese es el principio que se estableció para el actual enlace a 230 kV entre Pasto y Quito. Al ser un activo de conexión, estos son remunerados por el agente que se beneficia de manera exclusiva de ese enlace.

La coordinación de los procesos de planeamiento de los enlaces internacionales, con los Organismos Planificadores de los países involucrados, corresponderá a los transmisores con la asistencia de los Operadores de los sistemas. Los Organismos Planificadores son la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y CONELEC, para Colombia y Ecuador respectivamente.

Así mismo el transmisor deberá coordinar con los Organismos de Planificación y de Regulación, los procesos de construcción de los enlaces internacionales, a fin de desarrollarlos con cronogramas coordinados.

Finalmente, la capacidad física de transferencia de los enlaces internacionales será el resultado del despacho económico coordinado que realicen los Operadores de los sistemas de los países involucrados y será de uso exclusivo de las TIE's.

En lo que tiene relación con la inversión para la construcción de los enlaces internacionales, en ambos países es de cuenta y riesgo del interesado, considerando las condiciones de remuneración antes señaladas.

5. Resultados de la Interconexión

A continuación se presente un resumen de la energía importada y exportada, desde el lado del sistema ecuatoriano, durante el primer año de funcionamiento de las TIE's (ver figura 5).

En función de los resultados presentados, se puede decir que el sistema ecuatoriano es netamente importador, excepto en el mes de mayo de 2003 en el que los volúmenes de importación y exportación estuvieron muy cercanos. Esto se debe a que la zona sur del sistema eléctrico colombiano sufrió graves daños a la infraestructura de transporte, lo que ocasionó que el sistema ecuatoriano abastezca esa zona para evitar racionamientos eléctricos. Es claro que las interconexiones están dando beneficios muy importantes, como por ejemplo evitar racionamientos eléctricos.

En la figura 6 se presenta en términos económicos, lo que significó la importación y exportación de electricidad, desde el lado ecuatoriano.

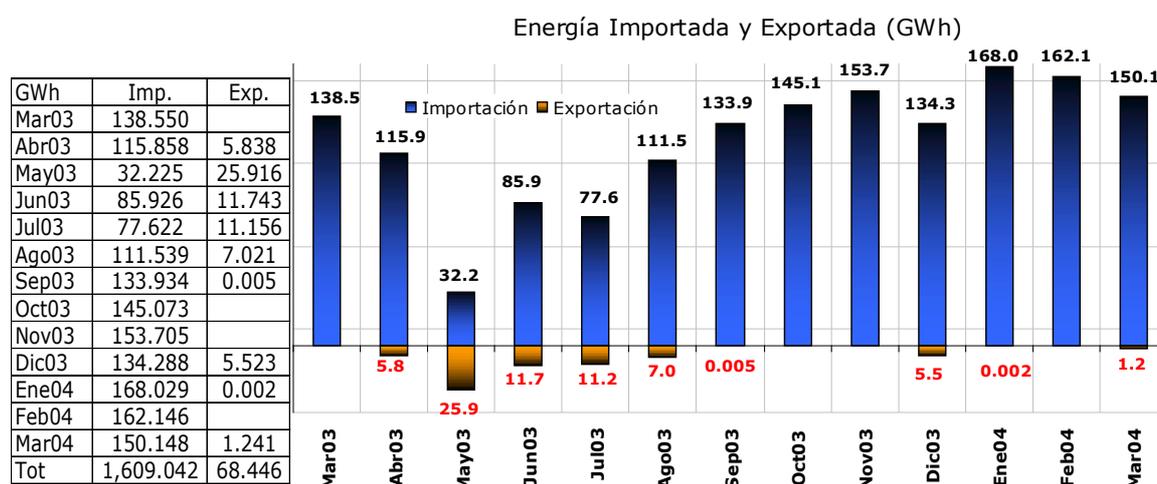


Figura 5
Fuente: CENACE

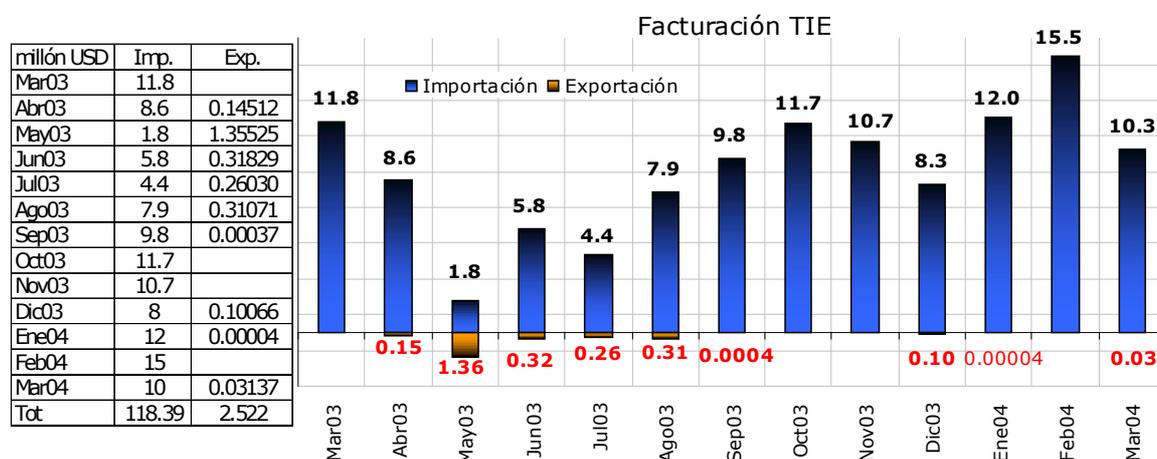


Figura 6
Fuente: CENACE

Para la demanda ecuatoriana, la importación representó el 12,58% del abastecimiento energético, cuyo detalle a nivel mensual se presenta en la figura 7.

Los costos marginales en el mercado ecuatoriano disminuyeron producto de la importación de electricidad, pues ese aporte energético se realizó en condiciones económicas favorables para ese

mercado, debido a que representa una oferta más económica y consecuentemente desplazó la generación térmica con costos elevados. La evolución de los costos marginales del mercado ecuatoriano, con y sin el aporte de la importación desde Colombia, se presenta en la figura 8.

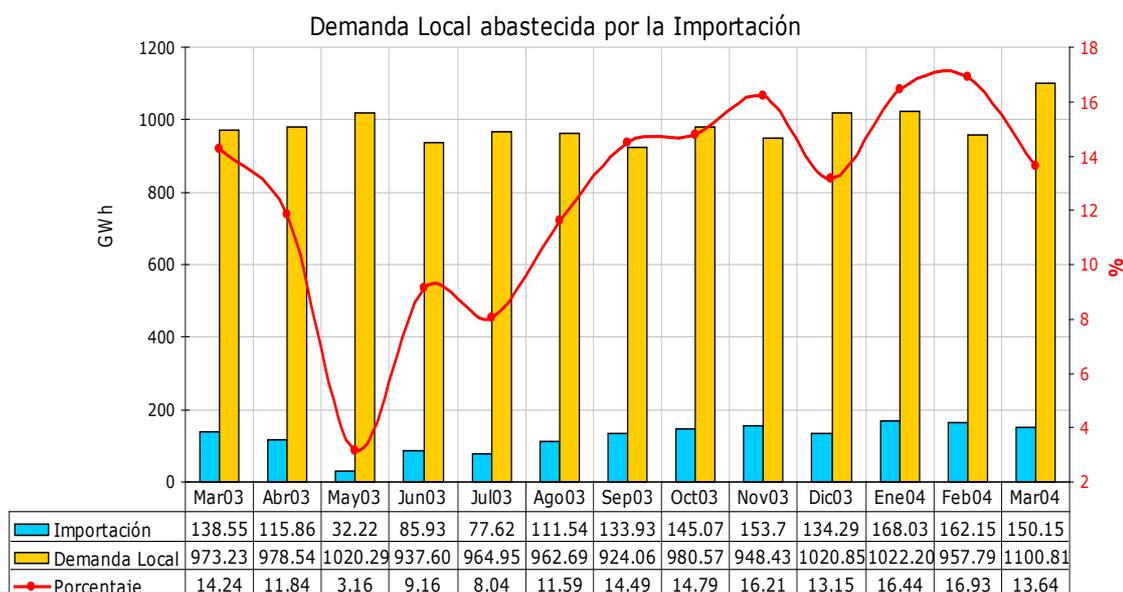


Figura 7
Fuente: CENACE

Precios de la energía en el mercado ocasional

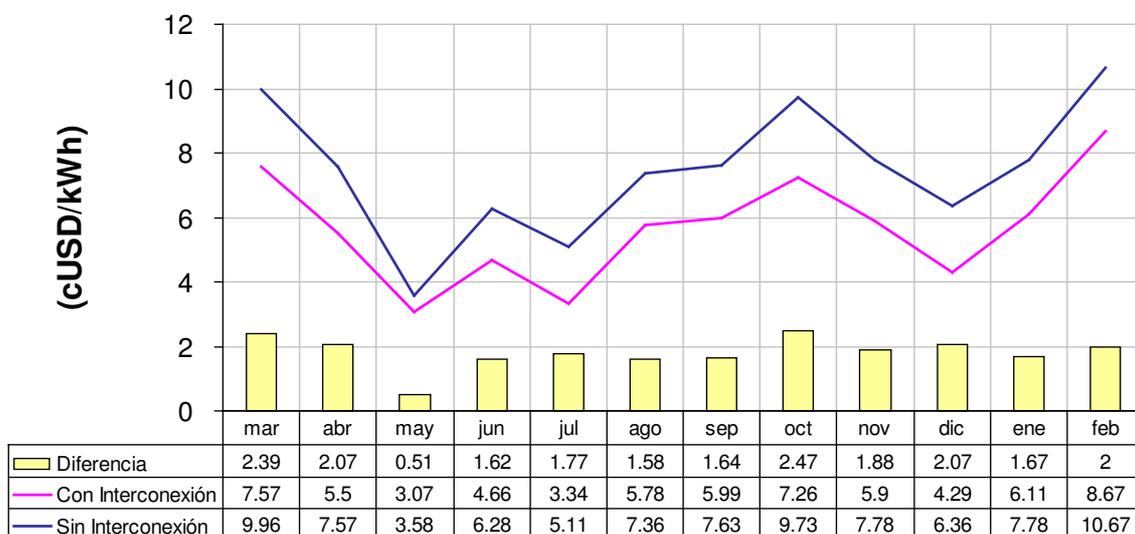


Figura 8
Fuente: CENACE

Si se considera únicamente la energía que la demanda ecuatoriana transa en el mercado ocasional, es decir descontando los montos de energía comprometidos en contratos a plazo, la reducción de los costos marginales de mercado representaron un beneficio importante para la demanda. Para el periodo marzo/2003 – marzo/2004, el ahorro para la demanda por la representó aproximadamente 97 millones de dólares. En la figura 9 se presenta la evolución, a nivel mensual, de los ahorros para la demanda.

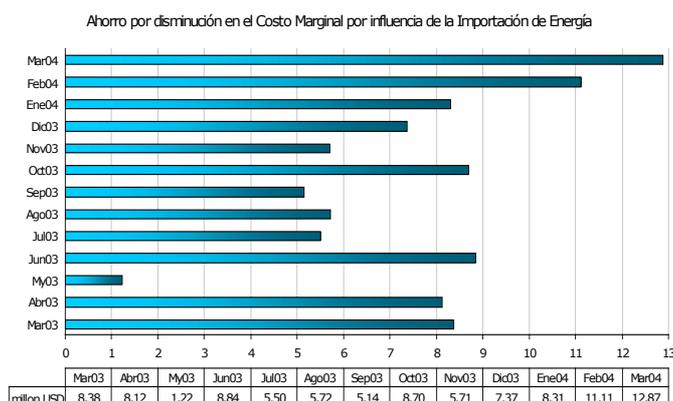


Figura 9
Fuente: CENACE

Otro aspecto importante de destacar, además de la disminución del costo marginal de mercado, es el beneficio por una disminución en el consumo de combustibles para la generación termoeléctrica. En números, este ahorro significó, para el periodo marzo/2003 – febrero/2004, aproximadamente 83 millones de dólares; divisas que se quedaron en el país. En la figura 10 se presenta los volúmenes de combustibles que se dejaron de consumir.

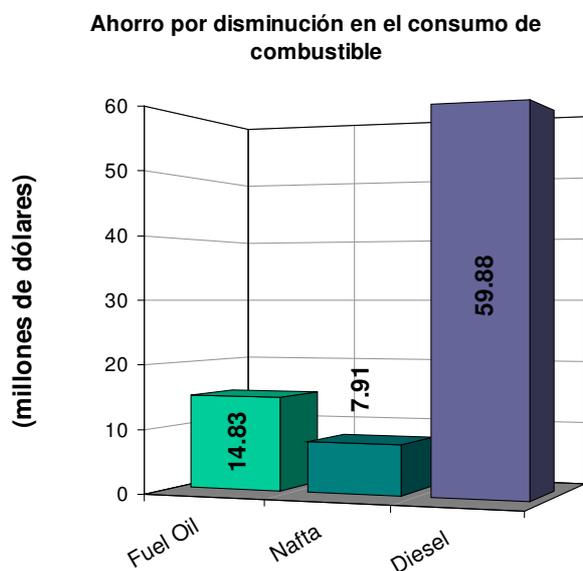


Figura 10
Fuente: CREG

El precio de bolsa en Colombia, considerando la demanda de exportación al Ecuador, ha sufrido un incremento mínimo. El incremento promedio entre el precio de Bolsa incluyendo la demanda de Ecuador y el precio de Bolsa que se hubiera obtenido sin incluirla, ha sido de 0,4 \$/kWh, para el periodo marzo/2003 – enero/2004.

En la figura 11 se presenta la evolución de los precios de bolsa para el mercado colombiano, con desagregación mensual, para el periodo antes señalado.

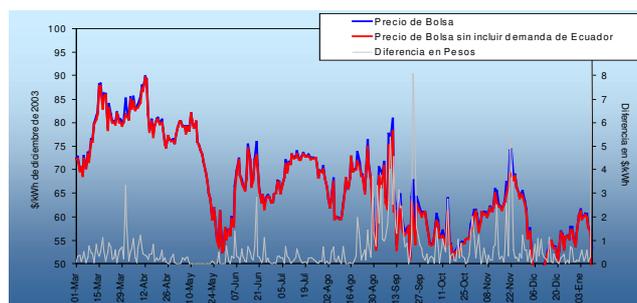


Figura 11
Fuente: CENACE

En cuanto a las rentas de congestión, recibidas por el mercado colombiano, de acuerdo a la Regulación en ese país, estas han sido destinadas a aliviar las tarifas de los usuarios, como un menor costo de restricciones (USD 15,4 millones rentas de marzo a junio de 2003). En la figura 12 se presentan los montos, mes a mes, de las rentas de congestión del mercado colombiano.

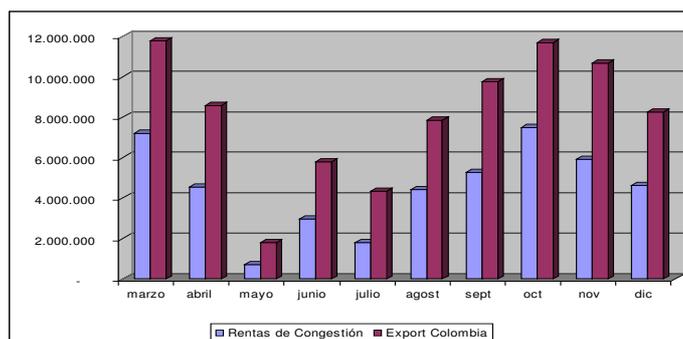


Figura 12
Fuente: CENACE

Las rentas de congestión a partir del mes julio de 2003 tienen la siguiente asignación de acuerdo con la Ley del Plan Nacional de Desarrollo:

- El 80% de las rentas se destinarán a cubrir hasta 40 \$/kWh de la factura del usuario.
- El 20% para disminuir el costo de restricciones que asumen los usuarios.



6. Lecciones aprendidas y recomendaciones

La optimización del sistema integrado, cuyos ahorros importantes para los países fueron detallados en el punto anterior, se debe a que la energía fluye desde aquel sistema que oferta precios más económicos hacia aquel que tienen precios más altos.

El mecanismo implementado por los dos países ha permitido el uso más eficiente de los enlaces internacionales, pues se ha usado el 100% de la capacidad de transporte y además las transacciones han sido bidireccionales, tanto por precio como por confiabilidad. Otro aspecto que amerita ser destacado, es la mayor especialización en los procesos de operación y administración de los intercambios internacionales de electricidad, por parte de los Operadores de los sistemas y Administradores de los mercados.

En lo que tiene relación con la calidad y confiabilidad es indudable las mejoras que ha producido el esquema implementado, pues los países cuentan con un respaldo para cubrir generación de seguridad tanto en operación normal como emergencia, y además, se atiende la demanda con precios más competitivos.

Los beneficios obtenidos por la operación de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE's), son el resultado de la solidez técnica de los desarrollos regulatorios, emprendidos en Colombia y Ecuador. Estos beneficios podrían ser ampliados a todos los países de la Comunidad Andina, siempre y cuando se fortalezcan los procesos de armonización regulatoria.

Los beneficios para la demanda, producto de las TIE's, no dependen de la forma en que se operan los enlaces internacionales. En el caso Colombia – Ecuador, se dispone de dos enlaces, uno de los cuales, el de 138 kV, opera en forma radial.

6 INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ (en estudio)

Machala (Ecuador) – Zorritos (Perú) (Tensión 230/220 kV; Potencia 60 MW; Operativa 60Hz)

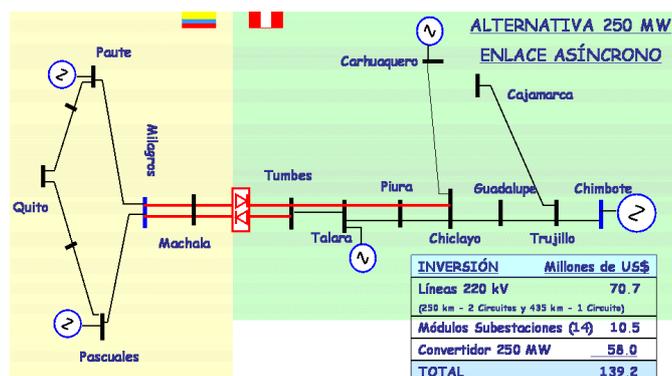
Redacción del Informe: Ing. Miguel Révalo Acevedo – OSINERG – Perú

Los aspectos relacionados con la operación y el marco regulatorio descritos en este documento corresponden a los estudios que ha realizado el OSINERG. Cabe destacar, que a la fecha, se viene implementado la expedición del Reglamento de Importación y Exportación de Energía Eléctrica en el Perú, por parte del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

1. Descripción de la interconexión

Diseño conceptual técnico de la interconexión

El proyecto de interconexión Perú – Ecuador ha sido concebido para un desarrollo por etapas. La primera consiste en la construcción de la línea de simple terna Zorritos – Machala en 230 kV, a través de un enlace síncrono, con una capacidad de diseño de 100 MW, para atender de manera radial la demanda de Ecuador ubicada en la S.E. Milagro. Así mismo, de acuerdo a los estudios eléctricos desarrollados a la fecha, se ha determinado que sí es posible, desde el punto de vista eléctrico, realizar transferencias desde Ecuador hacia Perú, desconectando parte de la carga norte del sistema peruano que sería abastecida por el sistema ecuatoriano. La segunda etapa, en caso de desarrollarse, consistirá en la ejecución de la primera fase de la instalación de la subestación “Back to Back”, para una misma capacidad de transporte. La tercera etapa, es la ejecución de la segunda fase de la referida subestación con el respectivo refuerzo del sistema de transmisión peruano, para soportar una importación o exportación de hasta 250 MW.



Diseño conceptual desde una perspectiva económica

La interconexión internacional de Perú con el Ecuador, persigue, entre otros, la optimización del uso de las instalaciones, el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos a partir de la complementariedad estacional de la hidrología y del comportamiento estacional de la demanda de energía y simultaneidad de la máxima demanda, el incremento del nivel de la competencia (mayor número de actores en el mercado integrado), una disminución del precio de la energía en el largo plazo.

No obstante, referidos los beneficios pueden ser reducidos bajo la operación radial configurada para el corto plazo.

2. Descripción de las razones que motivan el proyecto de interconexión

Los estudios efectuados en primera instancia señalaron, como beneficio de la interconexión al hecho de conseguir una operación más económica, con mayor seguridad y confiabilidad en el suministro. Así, entre otros, se identificaron los siguientes aspectos:

Complementariedad hidrológica

Se trata del mejor aprovechamiento de recursos energéticos dada la diversidad de condiciones hidrológicas. El período de avenida en el Perú se presenta entre diciembre y abril, mientras que en el Ecuador, dicho periodo, se presenta entre abril y setiembre.

Características de la oferta – mezcla tecnológica, curvas de carga

Se trata de optimizar las inversiones por economía de escala en el ámbito de la integración regional (al “ampliarse” el mercado se puede invertir en unidades de mayor tamaño con un menor costo por kW). Es decir, se logra una optimización de los Programas de Equipamiento Eléctrico.

Oportunidades de mercado

El incremento de mayor cantidad de participantes del mercado debe generar una mayor competencia, tanto para el mercado “spot” como para los contratos financieros bilaterales.

Incremento de la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas

Se entiende que al existir mayor parque de generación se mejorarán los índices de disponibilidad, así como el suministro atendido tendrá una fuente alternativa de suministro mejorando su nivel de confiabilidad.

No obstante, como se ha mencionado, el proyecto original fue modificado, para que en una primera etapa la interconexión internacional opere bajo la forma de un enlace radial, es decir, que una determinada demanda del Ecuador se desconecte de su sistema y se interconecte, a través del enlace internacional, al Sistema Eléctrico Nacional del Perú y viceversa. En este sentido, en la actualidad se ha encargado revisar los beneficios, relacionados con los aspectos antes señalados, que este régimen de operación específica brindará a los sistemas interconectados de Perú y Ecuador.

3. Marco legal y Comercial

Marco institucional y legal

Los Países Andinos se encuentran en un proceso de interconexión entre sus sistemas eléctricos, destinados a mejorar su eficiencia y disminuir sus costos, en los cuales se ven involucrados criterios macroeconómicos, operativos y comerciales.

Los acuerdos que conducen a la armonización de los marcos regulatorios de la región andina tienen como antecedente principal la Reunión de Cartagena de Indias, Colombia, realizada el 21 de setiembre de 2001, en la cual se suscribió el Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía.

A la fecha, ya se han realizado acuerdos en el marco establecido por los Ministerios de Energía y entes reguladores de los Países Andinos, los mismos que se tradujeron en la Decisión CAN 536 de la Comisión de la Comunidad Andina de Naciones.

Asimismo, se puede precisar que se han hecho grandes avances con relación a Acuerdos de Armonización de los marcos regulatorios de la Región Andina; este proceso se ha tratado con mayor énfasis aspectos normativos y comerciales.

En principio, se ha definido que el mercado eléctrico en la Región Andina deberá desarrollarse bajo los criterios de las Transacciones Internacionales de Energía (TIE). Las TIE, son transacciones horarias de energía entre los mercados de corto plazo de los países interconectados a través de uno o más enlaces internacionales, originadas por las diferencias de precios entre los Nodos Frontera de cada enlace y cuya participación en el mercado de corto plazo será producto del Despacho Económico Coordinado entre los distintos operadores de los sistemas eléctricos interconectados mediante Enlaces Internacionales.

Los aspectos que a la fecha vienen siendo tratados y desarrollados por el Ministerio de Energía y Minas del Perú (MEM), en el marco del proceso de armonización regulatoria basados en los principios de la Decisión CAN 536 son los siguientes:

Aspectos Normativos – Regulatorios

El 12 de abril de 2004, el MEM ha publicado el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, con el cual ha reglamentado entre otros aspectos que son de interés sólo para el Perú, el efecto de la demanda y la oferta extranjeras en el proceso de fijación tarifaria.

El referido Decreto dispone que para la proyección de oferta y demanda extranjeras, se tomará en consideración los resultados de la operación de dichas interconexiones de los últimos 12 meses.

Asimismo, los ingresos extraordinarios que se produzcan por la diferencia de precios en los enlaces internacionales se asignarán a la demanda peruana (Rentas por Congestión).

El MEM viene consolidando la reglamentación necesaria, en el marco de la Decisión CAN 536. Actualmente, se encuentra en la etapa de revisión el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) que aborda de manera general los aspectos relacionados con las interconexiones eléctricas internacionales producto también de la experiencia de otros procesos ya en marcha.

Operativos

La interconexión plantea modificaciones en los procedimientos de operación y coordinación, necesarias para efectuar la programación de la operación de mediano y corto plazo, y para la coordinación con el operador del otro país las transferencias de los bloques de energía en la interconexión a fin de que el despacho corresponda al de mínimo costo de operación para ambos países.

El MEM se encuentra revisando los Acuerdos Operativos y Comerciales, con base en el contenido

del RIEE. Estos Acuerdos establecerán la forma y condiciones en las que se deberá efectuar la coordinación entre operadores de los sistemas de ambos países, destacando los aspectos de calidad, seguridad y mejor aprovechamiento de los recursos.

Principales reglas del mercado eléctrico en las transacciones internacionales y figura legal de los “agentes externos” al sistema

Además de los avances descritos en el numeral anterior, en materia de armonización del marco legal; las reglas del mercado que se comentan a continuación constituyen proyectos de normativa que vienen siendo revisados.

Determinación de precios de energía (formación del precio ofertado en los nodos frontera) y del cargo por capacidad

El objetivo es establecer cómo se determinan los cargos para la formación del Precio Ofertado en los Nodos de Frontera.

a) Estimación de los cargos

Los operadores de cada país, tendrán la responsabilidad del cálculo de los precios ofertados de electricidad en los nodos frontera.

El operador del mercado peruano (COES), determinará la curva de oferta horaria que servirá de base para establecer la conveniencia de exportar o importar electricidad.

b) Formación de la curva de oferta del SEIN

Se deberá obtener una curva de oferta para cada hora a la cual se oferte electricidad al mercado del otro sistema. La curva de precios ofertados resultante deberá ser monótonamente creciente con la potencia.

Tratamiento de los ingresos por potencia

Para la distribución de los ingresos por potencia que se produzcan por causa de una TIE, el COES utilizaría los mismos criterios previstos en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) para el mercado interno.

Reglas de administración de los contratos y agentes habilitados

En principio, se considerará conforme a la Decisión CAN, que los contratos bilaterales de compraventa internacional de energía eléctrica, suscritos por agentes de diferentes países, no serán tomados en cuenta por los operadores de los países

interconectados para decidir el Despacho Económico Coordinado.

No obstante, cabe destacar que la Decisión CAN sí prevé que se puedan suscribir dichos contratos de compra y venta entre agentes de los diferentes países. Al respecto, en la actualidad, el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR) viene elaborando los criterios para el establecimiento de dichos contratos y la forma en que se liquidarán conjuntamente con las TIE.

Garantías de pago de las TIE

El COES determinaría el monto total a recolectar por concepto de garantías relativas a las TIE de importaciones previstas en el periodo de programación mientras que el efectivo manejo de los fondos y los depósitos en las cuentas del operador del otro sistema podrían ser efectuados a través de un Fideicomiso.

Los Administradores de Mercado de los países involucrados serán responsables de estimar las transacciones de importación y exportación, y estimarán el monto de las transacciones de exportación e importación de su mercado para el periodo de programación correspondiente.

Principales reglas para la planificación, coordinación y control para intercambios internacionales.

El COES tendrá la responsabilidad de efectuar la administración de las TIE, para lo cual deberá coordinar todas las acciones que correspondan con los operadores de los países con los cuales éste se encuentre interconectado, tanto para la importación como para la exportación de electricidad, debiendo suscribir a esos efectos Acuerdos Operativos con esas instituciones.

Estos acuerdos contendrán los criterios y aspectos de detalle según los cuales se operarán los enlaces internacionales y se efectuarán los intercambios de electricidad entre sistemas interconectados.

Despacho económico coordinado y despacho programado

La coordinación del Despacho Económico, tendría en cuenta, para la programación de los recursos de generación y transmisión de cada sistema, la oferta disponible y la demanda extranjera en el Nodo Frontera de cada enlace. Para este fin, se considera que el tratamiento de la exportación o importación de energía eléctrica será el correspondiente a una

demanda o una generación en frontera respectivamente.

Reglas de aspectos comerciales

El COES tendrá la responsabilidad de la administración financiera de las TIE, que comprenderá, entre otros, la garantía del pago, la liquidación, la facturación y cobranza o el pago de exportaciones o importaciones de electricidad. Para este fin, deberá suscribir Acuerdos Comerciales con los operadores de los países con los cuales se encuentre interconectado.

Los Acuerdos Comerciales son instrumentos suscritos entre los operadores de los países involucrados. Estos acuerdos deberán establecer las obligaciones y responsabilidades de cada operador en la administración financiera de las TIE, de las Rentas de Gestión y del establecimiento de Garantías.

A estos efectos, el COES deberá actuar en representación de los Integrantes del Sistema peruano ante los operadores de los otros países.

El COES realizará las transferencias y liquidaciones internas en el SEIN, tomando en cuenta, además de lo dispuesto en la Ley y Reglamento, las TIE y los contratos de compraventa intracomunitaria de electricidad celebrados por los Integrantes del Sistema. Para este fin, los Integrantes del Sistema no miembros del COES, que hayan suscrito los referidos contratos de compraventa participarán de las liquidaciones con los mismos derechos y obligaciones que los integrantes del COES.

Planificación y construcción de los enlaces internacionales

Corresponde al MEM la planificación referencial del sistema de transmisión del SEIN y de los enlaces internacionales a través del Plan Referencial de Electricidad, así como también tendrá a su cargo la coordinación de los procesos de su planeamiento con los organismos planificadores de los países de la CAN. El MEM promoverá la inversión privada.

Cabe señalar, que como parte del contrato de concesión, Red de Energía del Perú (REP) tiene comprometido la ejecución del enlace Tumbes - Zarumilla.

Por su parte, la Decisión CAN 536 presenta una visión del proceso de integración eléctrica que puede caracterizarse en los siguientes términos:

1. Una infraestructura desarrollada mayoritariamente bajo el concepto de activo de uso común - es decir,

un activo de transmisión sin prioridades de uso -, construido mediante un mecanismo a establecer⁶ y puesto al servicio de un despacho económico coordinado. Esto sin excluir la figura del activo de conexión – es decir, un activo de transmisión construido por determinados agentes que mantienen sobre él derechos de uso preferenciales.

2. Se debe establecer un mecanismo de remuneración similar a los que se efectúan bajo los mecanismos internos aplicados a la transmisión.
3. Que los procesos de planificación, decisión y construcción de la red interna de transmisión y de los enlaces internacionales deben coordinarse, ya que ambos serían parte de un único sistema de transmisión regional.

Principales reglas operativas para los intercambios internacionales

Los Acuerdos Operativos tendrán como finalidad fijar las pautas para la operación de las interconexiones de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú, manteniendo la seguridad, confiabilidad y economía en la operación interconectada, considerando las reglas internas de operación, abarcando los temas relativos al planeamiento, supervisión, coordinación y control de las interconexiones, los cuales se resumen en criterios de seguridad y calidad.

Criterios de calidad y seguridad

Para la operación de los Enlaces Internacionales, el COES podrá adoptar criterios de calidad y seguridad establecidos en la normatividad de otros países que se encuentren interconectados, cuando dichos criterios resulten más exigentes que los contenidos en la normativa nacional. La especificación de dichos criterios será incluida en los Acuerdos Operativos junto con las medidas de protección que utilizarán para la operación de cada Enlace Internacional, las responsabilidades para el control de la tensión, de la frecuencia, de las reservas operativas y de los intercambios, entre otros aspectos.

El COES del SEIN, en coordinación con los Operadores de los Otros Sistemas, deberá establecer los criterios para determinar los límites para la Energía Inadvertida.

En caso que no se programen TIE's, el COES deberá tomar las medidas correspondientes para limitar los flujos no programados en los Enlaces Internacionales

⁶ Posiblemente se concibió su construcción mediante contratos tipo BOOT o similares.

calibrando adecuadamente los mecanismos para el Control de Generación (AGC). Considerando que parte de la filosofía de las TIE's se encuentra el tema de mejorar la confiabilidad de los sistemas, aún en condiciones de cero transferencia por el enlace, se deberá procurar mantener cerrado el enlace, inclusive para los casos en que el despacho económico coordinado determine una transferencia de 0 MW.

Tratamiento de restricciones e inflexibilidades operativas, pruebas de los Enlaces Internacionales y emergencias en el sistema

El COES propondrá los criterios para el tratamiento de las restricciones e inflexibilidades operativas y pruebas de los Enlaces Internacionales en los Procedimientos Complementarios que sean requeridos.

Cuando por razones de pruebas en los Enlaces Internacionales, se requieran y produzcan transferencias de energía que no correspondan a un despacho económico programado, las mismas no formarán precio en el mercado de corto plazo del SEIN.

En caso que el COES requiera efectuar transacciones de importación o exportación de energía a través del Enlace Internacional por condiciones de emergencia, éstas serán realizadas de acuerdo con lo que establezcan los Acuerdos Operativos, en los cuales deberá tenerse en cuenta los principios de reciprocidad y de no discriminación de precios.

Mantenimiento

Los propietarios de los equipos en cada país son responsables del mantenimiento de sus instalaciones.

La programación de los trabajos asociados a las interconexiones, solicitados por los Transportadores, será coordinada por los Centros de Despacho respectivos, observando los plazos establecidos en la Reglamentación Aplicable.

Cada Centro Nacional de Despacho, pondrá a disposición de los otros Centros de Despacho el programa de mantenimientos de equipos asociados a las interconexiones internacionales o que puedan afectar la operación de las mismas, de acuerdo con los plazos definidos en la Reglamentación Aplicable.

Los acuerdos operativos contemplarán el procedimiento de consignaciones respectivo.

Racionamiento

El racionamiento se sujetará a la normativa de cada país. Los países se apoyarán mutuamente ante condiciones de racionamiento y/o emergencias.

No obstante, en la actualidad se vienen efectuando los estudios a fin de armonizar los criterios y metodologías para la determinación de los costos de racionamiento entre los países que suscribieron la Decisión CAN.

Responsabilidades técnico - económico ante incumplimiento, y resolución de conflictos.

Todo incumplimiento a algún acuerdo bilateral establecido conduce a una diferencia, controversia o diferencia, principalmente entre operadores de los mercados. Se viene desarrollando en los proyectos de acuerdos comerciales los procedimientos o mecanismos para la solución de desacuerdos o controversias.

Estos mecanismos deberán considerar las siguientes instancias: la revisión de la controversia por parte de los representantes autorizados de cada una de las partes, los cuales se reunirán para resolver de buena fe la diferencia que debe ser previamente notificada por escrito cumpliendo reglas básicas de procedimientos administrativos; si esta diferencia no puede ser resuelta será sometida a los Organismos Reguladores involucrados; por último, si no se lograra resolver, la diferencia será sometida a la decisión de un tribunal de arbitraje internacional.

Asimismo, las empresas que participen en contratos internacionales para la compraventa intracomunitaria de electricidad podrían utilizar el sistema arbitral previsto en el Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina, con el fin de que la Secretaría General o el Tribunal de Justicia diriman las controversias que se puedan suscitar respecto de la aplicación o interpretación de aspectos contenidos en los contratos que suscriban a tal efecto.

4. Desarrollo de la infraestructura de interconexión

Derechos y responsabilidades de los inversores

En el Perú, con el proceso de privatización de las empresas de transmisión estatales ETECEN y ETESUR se estableció un compromiso de inversión para la construcción del tramo Zorritos hasta la línea de frontera. Este compromiso ha sido asumido por la inversión privada a través del concesionario Red de Energía del Perú, quien se adjudicó la concesión licitada.

La ejecución de la construcción del tramo de Machala hasta la línea de frontera, estará a cargo de la empresa de transmisión estatal del Ecuador TRANSELECTRIC.

En ambos casos, la inversión correspondiente será incluida en la tarifa de transmisión.

Conforme a las etapas que involucra el desarrollo del enlace Zorritos – Machala, los montos de inversión se resumen en el cuadro siguiente:

Etapas	Equipos	Perú	Ecuador	Total
Primera Etapa	Líneas	7.6	7.4	15
	B / B	0	0	0
Segunda Etapa	Líneas	0	0	0
	B / B	13.3	13.3	26.6
Tercera Etapa	Líneas	46.5	24.1	70.6
	B / B	13.3	13.3	26.6
Total		80.7	58.1	138.8

5. Resultados previstos de la Interconexión

- *Operativos*

Cuantificación del Intercambio y beneficios

En operación radial, Perú podría exportar hasta 95 MW. Sin embargo, se requiere de una operación permanente de la unidad TGN4 de la C.T. Malacas (80 MW). Si se instala una compensación capacitiva de 20 MVAR en la S.E. Milagro, Ecuador podría importar y/o exportar hasta 110 MW. La operación se daría solamente en el período avenida de Perú: diciembre a mayo.

Demanda	PERÚ EXPORTA		ECUADOR EXPORTA
	Sin Comp.	Con Comp.	
Máxima	95	110	110
Media	85	100	110
Mínima	90	100	110

En operación síncrona, el intercambio en el enlace de acuerdo al comportamiento dinámico estaría limitado

por restricciones de seguridad, por la característica radial del sistema eléctrico peruano.

El sistema de Ecuador sólo podría exportar cuando está interconectado con Colombia; para el período de alta hidrología del sistema ecuatoriano, a través del enlace radial podrían suministrarse las cargas de Piura, Talara y Zorritos de Perú desde el Ecuador, mediante el cierre de un circuito Machala – Zorritos de 230 kV y la apertura de la línea Piura – Chiclayo 220 kV del Perú. No se considera la operación de la unidad TGN4 de la C.T. Malacas, pero sí la operación de una unidad de 15 MW de la referida central.

Demanda	PERÚ EXPORTA		ECUADOR EXPORTA
	Sin Comp.	Con Comp.	
Máxima	95	110	110
Media	85	100	110
Mínima	90	100	110

DEMANDA 2005 Piura- Talara-Zorritos CARGA

MÍNIMA 40 MW

MEDIA 64 MW

MAXIMA 80 MW

- *Impacto en el Mercado Mayorista*

Impacto en los CMgCP

En la actualidad se vienen revisando los impactos en los costos marginales debido a la operación radial que va a tener el enlace Perú - Ecuador.

Mercado de servicios complementarios

Las acciones ha adoptarse al respecto vienen siendo desarrolladas por los operadores, las mismas que formarán parte de los Acuerdos Operativos respectivos. Al respecto cabe señalar que un tema relevante que tiene que ser abordado oportunamente, es la implantación del Control Automático de Generación (AGC), que aún no está implementado en el Perú, y que es importante para la determinación continua y automática de los intercambios, de los cambios requeridos para el aumento o la disminución de potencia activa de las unidades de generación, para mantener la frecuencia y los flujos de potencia dentro de los márgenes programados.

En el Perú este Mercado no ha sido desarrollado aún, al interior del COES sus generadores miembros han asumido responsabilidades técnicas para el establecimiento de una reserva rotante para efectos de regular frecuencia, así como, para asumir sobre costos por efectos de regulación de tensión a partir de unidades térmicas.

- *Seguridad y suficiencia del suministro*

Seguridad

La interconexión Zorritos – Machala en su primera fase, operación radial, suministrará principalmente la carga de la S.E. Milagro (85 MW). La capacidad de la línea de interconexión ha sido definida en 100 MW.

Actualmente, el Perú tiene una reserva fría superior al 40% de su máxima demanda (supera los 1200 MW), conformado por parque térmico distribuido entre sus 16 áreas operativas, de la cual aproximadamente 160 MW se ubica en el área norte (no se considera las unidades de la C.T. Malacas ni las de Tumbes).

Suficiencia

Se estima que en el largo plazo, los CMgCP de Perú se mantendrán más bajos que en Ecuador, debido a la conversión de la CT Ventanilla para su operación con gas natural, proveniente del yacimiento Camisea (300 MW) en octubre de 2004 y la incorporación de la C.H. Yuncán (140 MW) en julio de 2005.

6. Lecciones aprendidas y recomendaciones

La interconexión constituirá un recurso importante para disminuir en el corto plazo el precio final al consumidor, asegurando una justa rentabilidad a los diferentes negocios del sector, un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de la región, la optimización de la capacidad de generación excedente, una mejora de la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio (incremento de las opciones de suministro bajo condiciones de falla), entre otros. No obstante, estos beneficios pueden limitarse drásticamente si los enlaces no son planificados para operar de forma plena, garantizando un intercambio permanente, en ambos sentidos del enlace.

- *Aspectos relacionados con la viabilidad de la interconexión Zorritos – Machala*

En general, Ecuador a la fecha tiene un marco normativo más desarrollado que el peruano en

materia de interconexiones internacionales. Es así, que, mediante Decreto Ejecutivo No. 3448 de 12 de diciembre de 2002, se expidió el Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad, reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 3613 de 14 de enero de 2003.

Mediante el indicado Reglamento, se establece las pautas que rigen el procedimiento para el despacho económico coordinado y para el cálculo de precio de oferta de la electricidad en el nodo frontera para una Transacción Internacional de Electricidad - TIE, así como el procedimiento que usará el CENACE para la liquidación de las TIE, sea una importación o exportación de electricidad, y aspectos sobre la asignación de los ingresos por una exportación y la recaudación para cumplir el pago de una importación. Los detalles de los mismos serán establecidos por el CONELEC a través de Regulación.

El MEM viene consolidando la reglamentación necesaria, en el marco de la Decisión CAN 536, en coordinación con el OSINERG; en este sentido, se encuentra en la etapa de revisión el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) que aborda de manera general los aspectos relacionados con las interconexiones eléctricas internacionales, producto también de la experiencia de procesos en marcha.

Respecto a los aspectos operativos, la interconexión plantea modificaciones en los procedimientos de operación y coordinación; necesarias para efectuar la programación de la operación de mediano y corto plazo, y para la coordinación con el operador del otro país de las transferencias de los bloques de energía en la interconexión.

Por lo tanto, el MEM se encuentra revisando los Acuerdos Operativos y Comerciales, con base en el contenido mínimo que se está incluyendo en el RIEE y en la propuesta, que en su oportunidad le hizo llegar el OSINERG. Estos Acuerdos establecerán la forma y condiciones en las que se deberá efectuar la coordinación entre operadores de los sistemas de ambos países, destacando los aspectos de calidad, seguridad y mejor aprovechamiento de los recursos.

- *Recomendaciones al marco normativo para ser más efectivo y eficiente el intercambio de energía a través de interconexiones o proyectos de integración regional.*

Se requiere promover la inversión privada en el desarrollo de las interconexiones. Para este fin es necesario adoptar políticas regulatorias que garanticen la viabilidad económica de dichas instalaciones de transmisión.



Por otro lado, se requiere implementar los contratos de compra y venta de electricidad, creando mecanismos de incentivo, que limite el riesgo de contratación debido, fundamentalmente, a los efectos de la congestión de los enlaces internacionales. Para este efecto, se considera que los Derechos Financieros de Transmisión es un mecanismo adecuado que deberá ser implementado.

- *Tareas de corto plazo*

- Efectuar precisiones al Reglamento de la Ley de Concesiones para incorporar los temas de importación – exportación de Energía.
 - Formalizar la definición de los temas arancelarios e impositivos para la importación – exportación de Electricidad dentro del Ministerio de Economía y Finanzas.
- Iniciar el proceso de promoción de la inversión privada en la Interconexión Perú – Ecuador.
 - Impulsar la ejecución de los convenios y acuerdos suscritos con Ecuador para iniciar la interconexión física.
 - Efectuar precisiones al marco regulatorio vigente para promover las interconexiones eléctricas.
 - Incentivar la participación privada en los proyectos de interconexión.
 - Impulsar el crecimiento de la oferta de energía.
 - Completar los reforzamientos y ampliaciones del sistema interconectado para facilitar la instalación de líneas de interconexión.

7 INTERCONEXIÓN COLOMBIA - VENEZUELA

Cuestecita (Colombia) – Cuatricentenario (Venezuela) (Tensión 230 kV; Potencia 150 MW; Operativa 60Hz) CVG EDELCA-VENEZUELA, ISAGEN- COLOMBIA

Redacción del Informe: Inga. María Zapata de la Madrid – ISAGEN - Colombia

1. Descripción de la interconexión

Diseño Conceptual Técnico y Económico de la Interconexión

El 1° de diciembre de 1989, se suscribió el Acuerdo de Interconexión Eléctrica entre Venezuela y Colombia, mediante el cual se acordó realizar la interconexión eléctrica, entre las subestaciones Cuestecitas, ubicada en el Departamento de la Guajira (Colombia), y Cuatricentenario, ubicada en el Estado Zulia (Venezuela). (Véase gráfico al final del punto 6)

El diseño y construcción de la línea de Interconexión se llevó a cabo con las siguientes características:

Capacidad de transporte: 150 -200 MW

Configuración: Circuito Sencillo

Voltaje: 230 kV

Frecuencia: 60 Hz

Longitud total: 150 km

Longitud en Colombia: 45 km

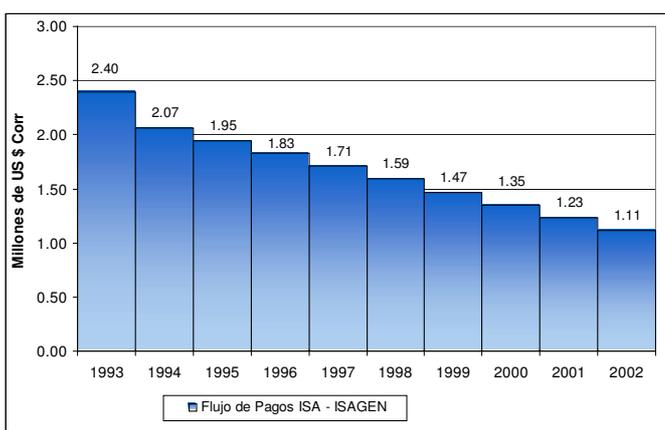
Longitud en Venezuela: 105 km

La financiación de las obras del tramo venezolano realizadas por EDELCA ascendieron a US\$ 13.2 millones de 1989.

Las inversiones realizada por ISA para el tramo colombiano fue de US\$ 12.9 millones de 1989.

Costo Total de la Interconexión en dólares de 1989 fue US\$ 26.1 millones.

A partir del año 1993, ISA (1993 – 1995) e ISAGEN (1996 – 2002) realizaron los pagos anuales correspondientes a la financiación llevada a cabo por EDELCA para el tramo venezolano de la interconexión como se ilustra en la siguiente gráfica. Los valores están en millones de US\$ corrientes.



Gráfica 1. Inversiones y Amortizaciones (Millones US\$ Corrientes)

2. Descripción de las razones que dieron motivo al proyecto de interconexión

Motivación del Proyecto de Intercambio

El 3 de febrero de 1989, los Presidentes de las Repúblicas de Venezuela y Colombia firmaron una declaración conjunta que promovía acciones tendientes a la integración energética de ambos países.

En virtud de la llamada “Declaración de Ureña” (28 de marzo de 1989), los Presidentes de Venezuela y Colombia acordaron darle preferencia a los proyectos binacionales de generación de energía eléctrica y a la Interconexión de los sistemas eléctricos de los países, especialmente en las regiones fronterizas.

Para seleccionar la alternativa de Interconexión de mínimo costo, que permitiera mejorar la confiabilidad del suministro de energía, incrementar la posibilidad de optimización de los recursos energéticos y servir de soporte para ambos países en caso de emergencia, se utilizó el criterio del valor presente neto (VPN), considerando los costos de inversión y los costos de operación, concluyéndose que la misma correspondía a la construcción de un circuito sencillo a 230 kV entre Colombia y Venezuela.

3. Marco legal y comercial

Aspectos más importantes del Contrato de Interconexión

El Contrato de Interconexión fue concebido con gran amplitud para regular los aspectos operativos, comerciales y administrativos relativos a la interconexión. En tal sentido, las partes pueden utilizar la energía intercambiada bajo la forma, en el momento y las circunstancias que consideren más convenientes a los intereses de ambos países.

Las transacciones acordadas en el marco del Contrato abarcan tres tipos de energía y potencia, establecidas sobre la base de los costos de oportunidad del agua y de los diferentes combustibles consumidos en ambos países; Estas transacciones han sido el fundamento para la determinación de todos los acuerdos realizados entre las partes a lo largo de la aplicación del Contrato, a partir del año 1992. Las transacciones en referencia son:

1. Energía y Potencia de Corto Plazo, restringidos en un principio a un período mínimo de contratación de cinco meses, debiéndose presentar sus requerimientos con tres meses de anticipación al inicio de su entrega;
2. Energía de Economía, la cual se concibió con el fin de permitir la utilización óptima de los recursos de los sistemas eléctricos de los dos países, complementándose en consecuencia de esta manera los intercambios de Energía y Potencia de Corto Plazo. Esta energía tiene muy pocas restricciones en cuanto a los períodos de entrega se refieren. Y;
3. Energía Inadvertida, se presenta como resultado de regular aquellos intercambios que se suceden por razones técnicas y que están fuera del control de los operadores. El pago de esta energía es a costo de energía de sustitución.

Como situación especial, se definió un esquema de tarifas que reflejara el acuerdo de construcción por parte de CVG EDELCA del tramo venezolano del sistema de transmisión Cuestecitas – Cuatricentenario, a tal respecto se creó una fórmula tarifaria basada en un cargo fijo, conformado por los costos de inversión incurridos en la construcción, en un plazo de diez años y un cargo variable constituido por el precio de la energía de alguno de los tipos de transacciones antes señalados.

En la práctica, la realidad de la interconexión ha impuesto relaciones de orden práctico en el manejo de los intercambios y a pesar de que la utilización del sistema interconectado no se ha realizado de forma intensiva y en los términos previstos, ha tenido un uso basado en una de las premisas máximas establecidas

en el Contrato y es el caso de la asistencia mutua, en donde los aportes y beneficios recibidos por ambas partes en situaciones de emergencia y/o escasez constituyen una considerable contribución a la integración energética entre Venezuela y Colombia.

Operación Comercial de la Interconexión

La Interconexión entró en operación comercial en diciembre de 1992 y EDELCA e ISA se encargaron de los aspectos operativos, comerciales y administrativos de la Interconexión.

En el año 1995 debido al inicio del funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista en Colombia y de acuerdo con lo establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994 respecto a la separación de actividades a saber generación, comercialización, distribución y transmisión, se lleva a cabo la escisión de los activos de generación de ISA, a partir de la cual se creó ISAGEN, empresa que recibió a través de una cesión, los derechos y obligaciones adquiridos por ISA en relación con la Interconexión.

Dentro de los aspectos operativos, comerciales y administrativos de la Interconexión, es importante resaltar los siguientes:

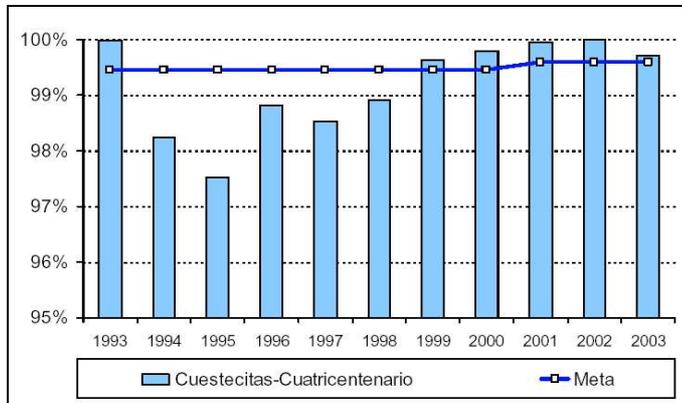
- Responsabilidades de EDELCA: Administrar y operar el tramo venezolano de la Interconexión.
- Responsabilidades de ISA: Administrar y operar el tramo colombiano de la Interconexión.
- Responsabilidades de ISAGEN: Pagar las inversiones realizadas por EDELCA para la construcción del tramo venezolano de la Interconexión y representar la Interconexión ante el Mercado de Energía Mayorista en Colombia.
- Derechos de EDELCA e ISAGEN: La explotación comercial exclusiva de la Interconexión por un período de veinticinco (25) años hasta el 2017.
- La coordinación de la operación de la Interconexión se efectúa entre los Centros de Despachos de Carga de cada país.

4. Resultados de la interconexión

• *Intercambios realizados*

La disponibilidad promedio al año evaluada desde la entrada en operación de la interconexión Cuestecitas – Cuatricentenario, se puede calificar como satisfactoria, especialmente en los últimos años donde se registra una disponibilidad superior a la meta establecida desde los estudios de factibilidad. Solamente en los años 1994 a 1998 se presentaron disponibilidades menores a la programada, pero siempre superiores al 97% de la disponibilidad.

La siguiente gráfica muestra las disponibilidades promedio año comparadas con la meta puesta desde la planeación de la interconexión.



Gráfica 2. Disponibilidad Promedio Año Cuestecitas - Cuatricentenario

A continuación se presenta un cuadro resumen con los intercambios realizados entre los dos países desde el inicio de la operación comercial hasta la fecha:

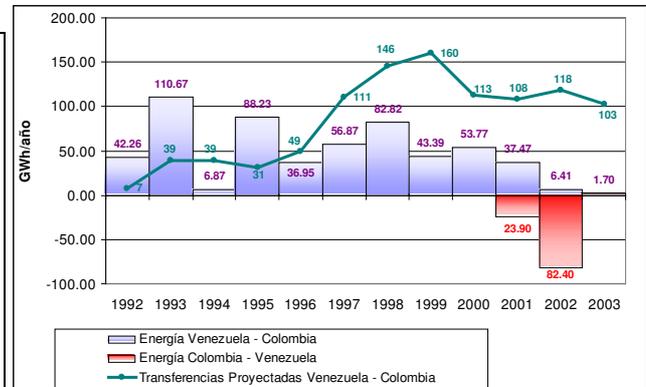
Año	Energía Venezuela - Colombia (GWh/año)	Energía Colombia - Venezuela (GWh/año)	Transferencias Proyectadas Venezuela - Colombia (GWh/año)
1992	42.26		7.00
1993	110.67		39.00
1994	6.87		39.00
1995	88.23		31.00
1996	36.95		49.00
1997	56.87		111.00
1998	82.82		146.00
1999	43.39		160.00
2000	53.77		113.00
2001	37.47	23.90	108.00
2002	6.41	82.40	118.00
2003	1.70		103.00
Total	567.41	106.30	1024.00

Las transferencias por la Interconexión han correspondido al 55% de la energía proyectada en el estudio de factibilidad, lo cual indica una explotación del recurso inferior a la que hizo viable económicamente la construcción del proyecto.

Como hechos significativos durante la vigencia de la relación comercial, merecen ser resaltados el ocurrido durante los años 1992-1993 en el que la Interconexión contribuyó a atenuar la severa crisis energética que sufrió Colombia, y el acontecido durante los años 2001 – 2002 en el cual la Interconexión permitió que se mitigaran los efectos de posibles racionamientos eléctricos en Venezuela causados por los fenómenos climatológicos que afectaron su generación hidroeléctrica y la alta indisponibilidad del parque termoeléctrico existente.

En la gráfica N° 3 se ilustran las transferencias históricas a través de la Interconexión comparadas contra las transferencias proyectadas en el estudio de

factibilidad del proyecto. La energía transferida se encuentra nominada en GWh al año.



Gráfica 3. Transferencias de Energía entre Países GWh/año

A lo largo de la historia de la operación comercial de la Interconexión se han presentado algunas dificultades de tipo operativo originadas en problemas de estabilidad al interconectar los sistemas eléctricos de ambos países.

En general, la interconexión ha presentado alta maniobra frente a eventos de generación y de red en ambos países. No obstante, se ha presentado el modo de oscilación característico entre ambos sistemas eléctricos, el cual en algunas ocasiones ha provocado la apertura de la interconexión por sobrepotencia.

Comercialmente en Colombia ISAGEN representa la Interconexión, ofertándola diariamente en el mercado de manera análoga a la forma como se ofertan los recursos de generación, para los cuales es preciso declarar la disponibilidad de los recursos y ofertar el precio expresado en pesos colombianos por MWh al que se está dispuesto a ofrecer los mismos.

Con respecto al efecto que comercialmente traen para el Mercado de Energía Mayorista en Colombia, los intercambios que se realicen entre los dos países, es preciso indicar que cuando se exporta energía hacia Venezuela, la exportación tiene efecto sobre el precio de bolsa internacional y este precio impacta los recursos de generación que suministren la energía que se exporte.

De otro lado la importación de energía que se realiza desde Venezuela se liquida en Colombia como generación de seguridad, vía reconciliaciones, de acuerdo con las normas vigentes. Esta transacción tiene impacto directo sobre el costo de las restricciones que se trasladan a la demanda, pero no afecta de ninguna manera el precio de bolsa en Colombia.

Por su parte y de manera complementaria, EDELCA presta el servicio de Regulación Secundaria de

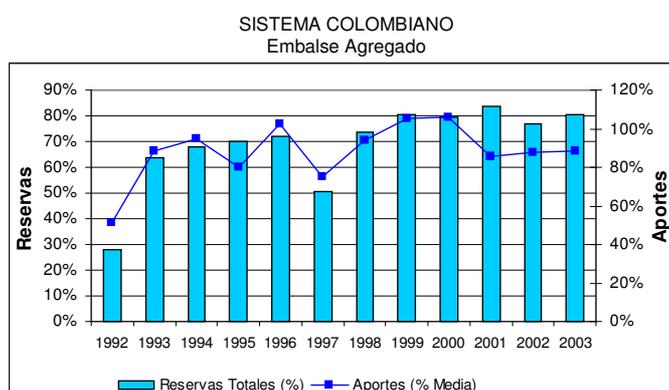
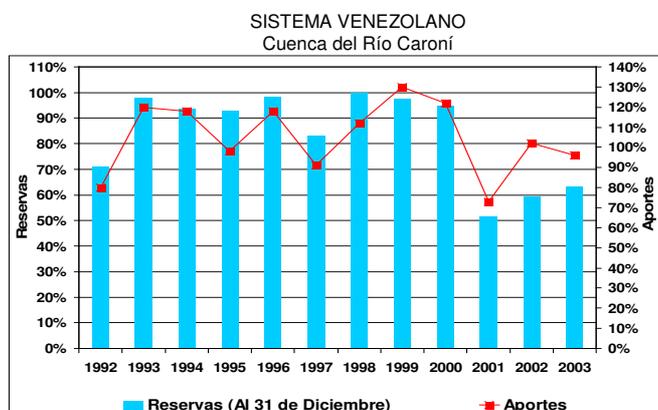
Frecuencia - AGC - principalmente como soporte al Sistema Eléctrico de la Costa Atlántica Colombiana, en los casos en los que por razones de tipo operativo dicha zona puede quedar aislada del resto del Sistema Interconectado Nacional. Este servicio se presta de acuerdo con la reglamentación vigente en Colombia y no tiene efecto sobre el precio de bolsa.

- **Beneficios de la Interconexión**

Desde la entrada en operación comercial de la Interconexión Cuestecitas – Cuatricentenario tanto Venezuela como Colombia han obtenido beneficios energéticos y económicos, sin mencionar el avance que ha representado este proyecto de interconexión internacional dentro del ámbito de integración regional.

Beneficios Energéticos

- Consolidación del proceso de integración latinoamericana, particularmente en la relación binacional Colombo - Venezolana.
- Complementariedad energética que ha permitido a los países la realización de intercambios de energía en términos de oportunidad para cubrir los requerimientos del país vecino en épocas de escasez.



Gráfica 4. Complementariedad Energética Colombia - Venezuela

- Apoyo en situaciones de emergencia, especialmente cuando se necesita aumentar la confiabilidad ante eventos externos que podrían ocasionar apagones en ambas áreas eléctricas donde se encuentran ubicadas las subestaciones Cuestecitas y Cuatricentenario.
- Generación de oportunidades económicas para los agentes involucrados, intercambios de experiencias operativas y comerciales y prestación de servicios complementarios, particularmente el eventual servicio de regulación de frecuencia por parte de Venezuela a Colombia que se requiere en el caso de aislamiento de un área eléctrica de la costa colombiana, donde esta área queda conectada de forma radial al sistema eléctrico venezolano.

Cada país por su parte ha logrado beneficios económicos y energéticos particulares como se describe a continuación.

a. Para Colombia

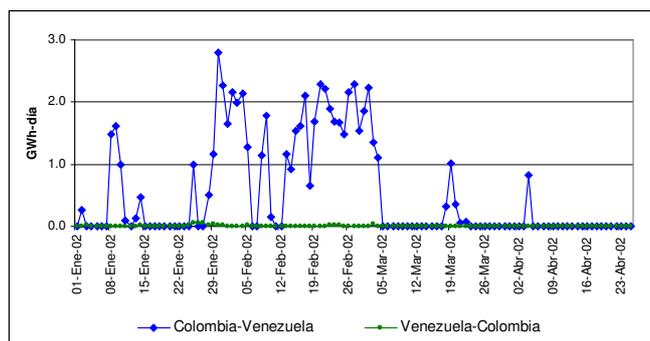
- El aumento de la demanda atendible por exportaciones a Venezuela.
- El incremento en la firmeza del parque generador.
- La disminución de racionamientos potenciales por tener disponible la interconexión durante la vida útil del proyecto.
- El cierre de la línea de Interconexión para control de frecuencia en las ocasiones en las que estuvo aislada la Costa Atlántica por diferentes circunstancias.

b. Para Venezuela

- El repago de la línea de interconexión obteniendo la rentabilidad esperada de la inversión.
- Las mayores ventas de energía durante la vida útil del proyecto.
- La disminución de racionamientos potenciales en épocas de escasez energética en este país o en situaciones de emergencia.

En relación con esta disminución de potenciales racionamientos y de forma particular en la época de la escasez energética venezolana, durante el primer semestre de 2002, de un total de 115 días contados hasta abril 25 de 2002, en 48 días de ellos, se solicitó operar la interconexión en forma firme.

En este período se transfirieron a Venezuela 61.5 GWh, con un promedio de 1.3 GWh-día equivalente al doble de lo transferido durante todo el año 2001. Conviene resaltar que durante 10 días se realizaron transferencias superiores a 2 GWh-día, con un máximo de 2.8 GWh-día el 30 de enero de 2002 con un promedio horario del orden de 120 MWh.

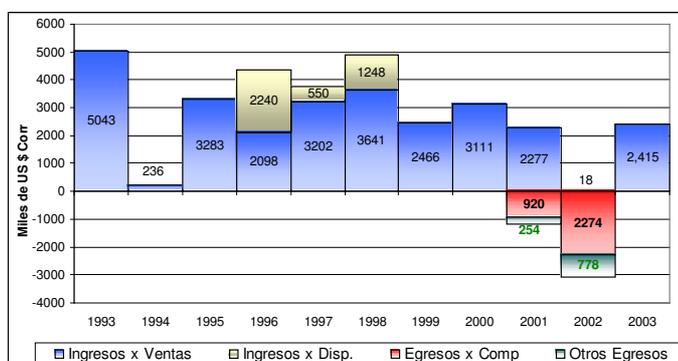


Gráfica 5. Transferencias entre Países Primer Semestre 2002

La efectividad de los intercambios pudo aumentar durante el 2002, sin embargo debido a condiciones de baja demanda en Venezuela, OPSIS solicitó no cerrar la interconexión en algunos días de enero y febrero. Durante otros períodos no fue posible el cierre de la línea debido a que el sistema Venezolano adoptó como estrategia de ahorro de energía, operar a una frecuencia de 59.9 Hz.

Beneficios Económicos

En la siguiente gráfica se muestran los flujos de dinero originados en los intercambios de energía realizados entre Venezuela y Colombia a través de la Interconexión, desde la perspectiva venezolana.



Gráfica 6. Ingresos y Egresos desde la Perspectiva Venezolana

5. Lecciones aprendidas y recomendaciones

Ajuste del Marco Normativo

a. Desde el punto de vista regulatorio, se requiere un tratamiento especial de parte de los organismos de regulación de ambos países, de tal manera que se establezcan claramente los mecanismos y reglas para el acceso a la Interconexión Cuestecitas - Cuatricentenario sin afectar los derechos adquiridos por las partes para su explotación comercial exclusiva.

- b. Dando cumplimiento a la Decisión CAN 536 del 19 de diciembre de 2002, los entes reguladores de ambos países están realizando un trabajo conjunto a fin de armonizar los marcos normativos que permitan aclarar la situación comercial de los accesos a la interconexión y los intercambios mediante el mecanismo de Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo TIE.
- c. Igualmente, ISAGEN y EDELCA, están adelantando las acciones comerciales requeridas, tendientes a aclarar lo relativo a la operación comercial de la Interconexión y la utilización de la misma por parte de los agentes del mercado andino para viabilizar la implementación del mecanismo de transacciones TIE.

Aspectos para Resaltar

- La operación de la Interconexión a través de Cuestecitas - Cuatricentenario se ha realizado sin inconvenientes mayores, se han confirmado características previstas en los estudios y ha sido de gran impacto en la operación confiable de los sistemas eléctricos.
- Los proyectos de interconexión eléctrica entre los diferentes países resultan beneficiosos para éstos y para las empresas que los ejecuten siempre y cuando haya reglas claras que permitan la operación comercial de una manera amplia, competitiva y optimizando el uso de los recursos energéticos de la región.
- La no utilización de los activos de interconexión existentes y disponibles desaprovecha los beneficios económicos y sociales para los países, por la optimización de sus recursos energéticos. Una adecuada definición de reglas de despacho y la disponibilidad efectiva de los enlaces físicos, permitirá sacar ventaja de las condiciones eficientes de mercado eléctrico de cada país.
- En aras de optimizar la utilización de la Interconexión es importante que además de implementar las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo TIE, se mantenga la posibilidad de realizar contratos bilaterales ya sea de entrega física o de estabilidad financiera de precios, lo cual permitirá que haya una operación comercial abierta y dinámica para todos los agentes de la región.

Adicionalmente, los contratos de largo plazo, por sus características de estabilidad y firmeza (cantidades y precios), proveen otro beneficio de mercado: dar señales de expansión para la instalación eficiente de plantas de generación o para la ampliación de líneas de interconexión entre países.

8 INTERCONEXIÓN BOLIVIA – PERÚ (en estudio)

La Paz (Bolivia) – Puno (Perú) (Tensión 230/220 kV; Potencia 150 MW; Operativa 50/60Hz)

Redacción del Informe: Ing. Eddy Iporre Durán, Delegado Titular de Bolivia, Grupo de Trabajo CIER 08

1. Descripción de la Interconexión

Introducción

Las reformas en los sectores eléctricos que se realizaron en la mayoría de los países de la región durante la década pasada, con objetivos económicos similares, han dado lugar a que aspectos que definen su organización y funcionamiento tales como la mayor participación del sector privado en la industria, el fortalecimiento de la regulación por parte del Estado, la operación de mercados competitivos para lograr eficiencia económica y las disposiciones legales correspondientes sean también similares. Este hecho ha establecido un ambiente propicio para la realización de interconexiones entre países y el funcionamiento de mercados eléctricos integrados.

La Comunidad Andina de Naciones (CAN) en diciembre de 2002, aprobó la DECISION 536: Marco General Para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad, con el propósito de promover la interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad. Bolivia aún no se ha adherido a la Decisión 536 pero participa de los Comités conformados para su aplicación.

En este contexto, se ha concebido la posibilidad de interconectar los sistemas eléctricos de Perú y Bolivia considerando que esta acción podría resultar

beneficiosa para ambos países. Con el propósito de realizar estudios de análisis de la viabilidad de este proyecto, la principal empresa de transmisión en Bolivia: Transportadora de Electricidad (TDE) y una nueva empresa MERELEC, han obtenido de la Superintendencia de Electricidad las respectivas licencias provisionales para la realización de estudios de interconexión de los sistemas eléctricos de Perú y Bolivia, los cuales a la fecha se encuentran en proceso de ejecución.

Diseño Conceptual Técnico del Proyecto

El proyecto que está desarrollando la TDE consiste en una línea de transmisión entre La Paz y Puno. A partir de la Subestación Senkata (La Paz), que es parte del Sistema Interconectado Nacional de Bolivia, se extiende una línea de transmisión trifásica en 230 kV, con una longitud aproximada de 93 km hasta una Subestación de Conversión de Frecuencia de 50/60 Hz, 230/220 kV, ubicada en la población fronteriza de Desaguadero, desde allí se extiende una línea de transmisión trifásica en 220 kV, con una longitud aproximada de 152 km hasta la Subestación de Puno que es parte del Sistema Interconectado Peruano. La potencia nominal de la línea es de 150 MW.

La altura de instalación de la línea es de 4000 msm, el costo estimado de 60 millones de dólares y el plazo de ejecución de 24 meses.

En los gráficos siguientes se presentan los diagramas de ubicación y de disposición general del proyecto.

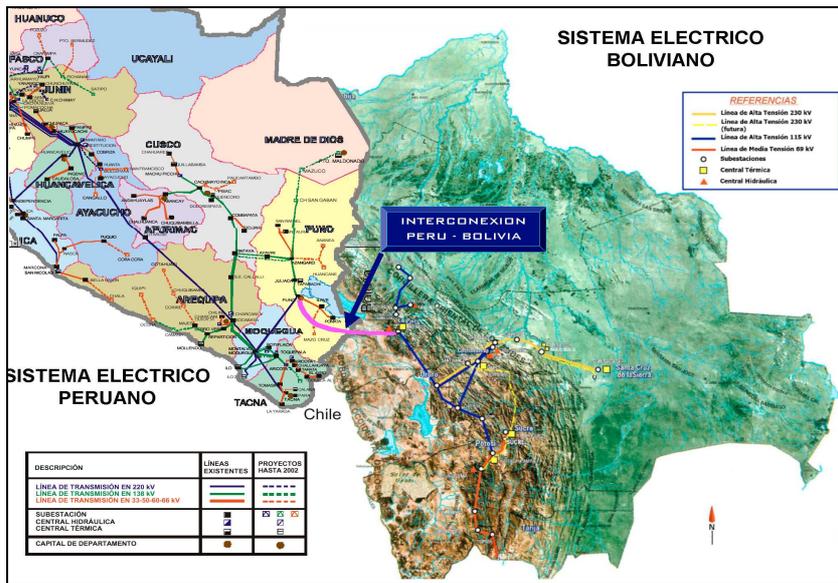
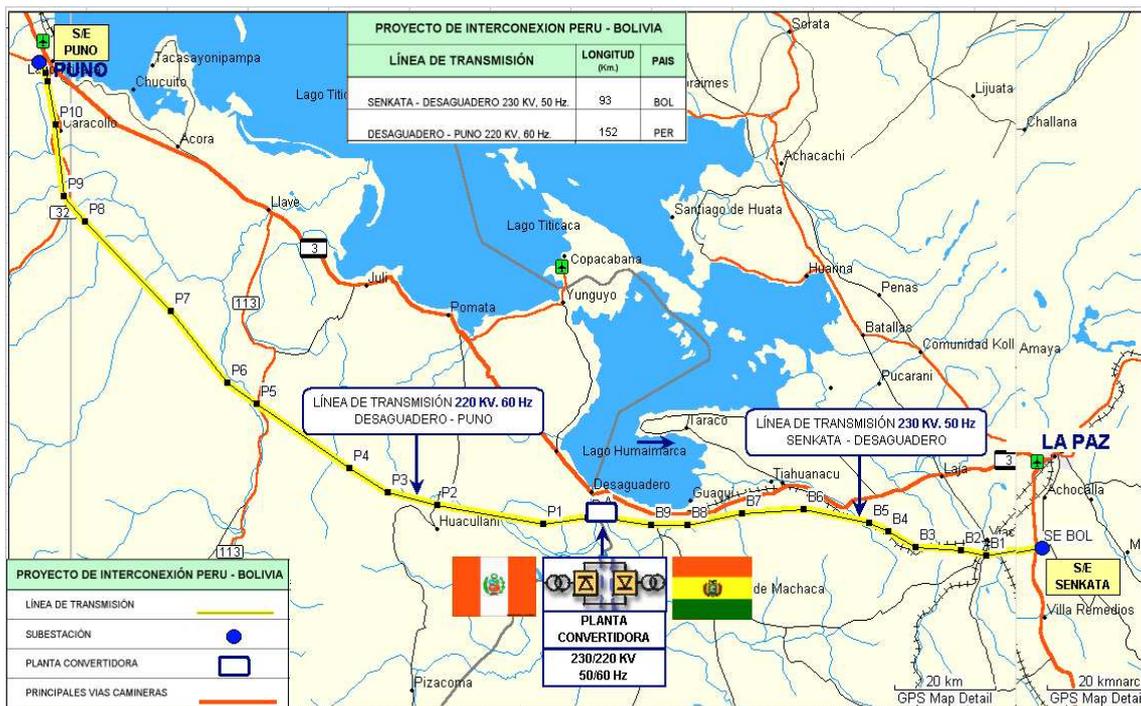


DIAGRAMA DE DISPOSICIÓN GENERAL

INTERCONEXIÓN BOLIVIA – PERÚ DIAGRAMA DE UBICACIÓN

FUENTE :
Transportadora de
Electricidad S.A.



FUENTE : Transportadora de Electricidad S.A.

Diseño Conceptual Económico del Proyecto

El desarrollo del proyecto en términos económicos, se sustenta en los beneficios potenciales que podrían obtenerse del intercambio de electricidad entre ambos sistemas, principalmente por la diferencia significativa entre los precios de la energía vigentes en los nodos a interconectar y la existencia de capacidad de generación disponible en el SIN Boliviano. Adicionalmente se esperan beneficios en ambos

sistemas por una mejora en la perspectiva de utilización de recursos energéticos disponibles, la optimización de nuevas inversiones en generación y el incremento de confiabilidad y seguridad del suministro.

En principio se considera el intercambio de electricidad por contratos de suministro, a precios acordados contractualmente y posteriormente la posibilidad de constituir un mercado integrado.

2. Descripción de las razones que motivan el proyecto de interconexión

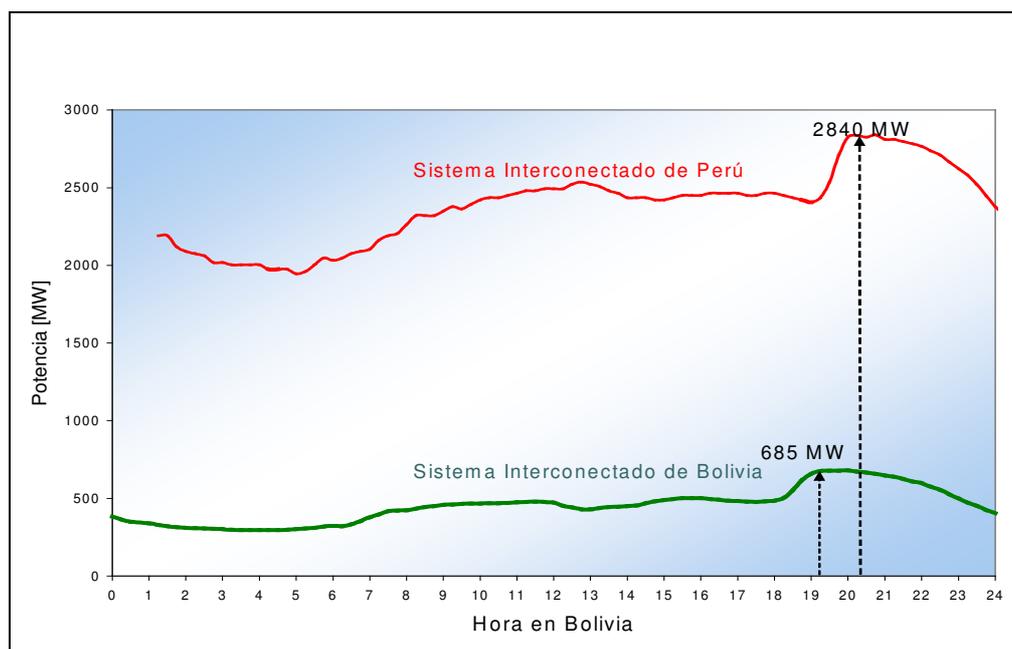
El desarrollo del proyecto se fundamenta en las ventajas potenciales que podrían ser aprovechadas por ambos países con su implementación, tales como la complementariedad de la oferta y la demanda, la existencia de recursos energéticos aprovechables, la optimización de los futuros proyectos de generación, la mejora en la confiabilidad y seguridad del suministro y en las oportunidades de mercado por la diferencia de precios de energía en ambos sistemas.

La comparación entre las curvas de demanda de los sistemas de Bolivia y Perú, muestra que tanto en la época húmeda como en la época seca la demanda máxima en Bolivia se presenta antes de la demanda máxima en Perú con un desfase aproximado de una hora, por tanto la interconexión permitirá un mejor aprovechamiento de la capacidad de generación disponible para el abastecimiento de la demanda conjunta.

En el gráfico siguiente se muestra curvas representativas de ambos sistemas eléctricos correspondientes a la época húmeda para el año 2003.

Características de la demanda

INTERCONEXIÓN BOLIVIA – PERÚ COMPARACION DE CURVAS DE CARGA



Características de la oferta

En el Sistema Interconectado Nacional de Bolivia la demanda máxima en el año 2003 fue de 685 MW, la capacidad requerida para cubrir la demanda mas la reserva fue de 795, en tanto que la Capacidad de Generación Efectiva fue de 950 MW, resultando una capacidad excedente de alrededor de 155 MW. La Capacidad de Generación Disponible está compuesta en 45% por centrales hidroeléctricas y 55 % por centrales térmicas en su mayoría con turbinas a gas

de ciclo simple. La disponibilidad de gas natural en las áreas central y este del país permiten la instalación de unidades generadoras a gas de ciclo simple o de ciclo combinado en tiempos relativamente cortos, con lo cual se puede asegurar el abastecimiento de la demanda futura.

En el Sur del Perú la capacidad de generación esta compuesta mayoritariamente por centrales hidroeléctricas, por lo que la interconexión otorga una oportunidad de complementación con el parque generador térmico de Bolivia lo que posibilitaría el

mejor uso de los recursos hídricos en épocas húmedas y una mayor confiabilidad y seguridad del suministro en épocas secas.

Oportunidad de Mercado

La oportunidad más importante para el desarrollo del proyecto es la existencia de diferencias significativas en los precios de energía de ambos sistemas. La interconexión permitiría a los generadores de Bolivia acceder a mejores precios de venta y a los consumidores de Perú acceder a menores precios de compra.

En el cuadro siguiente como ejemplo de la diferencia señalada, se muestran los precios vigentes a enero de 2004 en los nodos a ser interconectados.

COMPARACIÓN DE PRECIOS DE NODO (enero 2004)

CONCEPTO/NODO	KENKO (Bolivia)	PUNO (Perú)	Diferencia (%)
Precio de Energía (US\$/MWh)	7.03	23.1	230%
Precio de Potencia (US\$/kW-mes)	7.36	8.46	15%

Fuente: Elaboración propia con base en información de: CNDC: Estudio de Precios de Nodo noviembre 2003 – abril 2004 y OSINERG: página WEB

3. Marco legal y comercial

Las disposiciones legales aplicables en Bolivia a las Interconexiones y el Comercio Internacional de Electricidad, están contenidas en la Ley de Electricidad No. 1604 de 21 de diciembre de 1994 y sus reglamentos, principalmente en el Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales. Bolivia a diferencia de Perú aún no se ha incorporado a la Decisión 536 de la CAN.

Disposiciones de la Ley de Electricidad

Las principales disposiciones de la Ley de Electricidad son las siguientes:

- Define la industria eléctrica conformada por las actividades de Generación, Interconexión, Transmisión, Distribución, comercialización, importación y exportación de electricidad y declara estas actividades como de necesidad nacional.
- Determina que las exportaciones e importaciones de electricidad y las interconexiones internacionales se efectuarán de acuerdo a las políticas establecidas por el Poder Ejecutivo y las disposiciones de la presente ley y serán aprobadas por la Superintendencia de Electricidad.

- Determina que para el ejercicio de las actividades de transmisión, exportación e importación, entre otras, se requiere licencia que es otorgada por la Superintendencia de Electricidad.
- Determina que la Superintendencia de Electricidad mantendrá un registro de carácter público en el cual se inscribirán, entre otros, los contratos de exportación e importación de electricidad.

Disposiciones del Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad

El Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad norma las actividades de la Industria Eléctrica dedicadas a la exportación e importación de electricidad, así como las interconexiones internacionales de electricidad y las transacciones comerciales relacionadas con el Comercio Internacional de Electricidad. Sus principales disposiciones son las siguientes:

- Establece la figura del Comercializador Internacional de Electricidad para el ejercicio de la actividad de comercialización internacional de electricidad que comprende la compra y venta de electricidad entre el Mercado Nacional de Electricidad y uno o más Mercados Extranjeros de Electricidad. Este agente opera con base en una autorización que le otorga la Superintendencia de Electricidad.
- Define el Sistema Internacional de Electricidad como el conjunto de instalaciones que tiene como único objeto el ejercicio del Comercio Internacional de Electricidad, puede estar compuesto por plantas de generación y sistemas de transmisión dedicados exclusivamente a la exportación; o puede ser el sistema de transmisión dedicado exclusivamente a la importación y/o exportación de electricidad.
- Define la Transmisión Internacional Dedicada aquella cuya operación es exclusiva para la interconexión e intercambio de electricidad entre uno o más agentes nacionales y extranjeros.
- Determina que los generadores, distribuidores, consumidores no regulados y comercializadores internacionales de electricidad pueden realizar operaciones de exportación, importación o comercialización internacional de electricidad, un transmisor solo puede prestar el servicio de transporte, estando impedido de realizar transacciones de compra-venta de electricidad.
- Para la operación de los Sistemas Nacionales de Electricidad, determina que la importación de

- electricidad es considerada como generación local que se adiciona al sistema en el Nodo Internacional. Así mismo, la exportación de electricidad desde los Sistemas Nacionales de Electricidad es considerada como una demanda correspondiente a un Consumidor No Regulado que efectúa retiros de electricidad en el Nodo Internacional.
- f) Dispone que el total de las importaciones de electricidad destinadas a abastecer la demanda del Sistema Interconectado Nacional, no podrá exceder el treinta por ciento (30 %) de la capacidad instalada en dicho sistema.
- g) Reconoce las transacciones comerciales en el Mercado Internacional de Electricidad mediante contratos acordados libremente entre las partes y a través del mercado spot.
- h) Para la valoración de las transacciones spot en el Mercado Internacional de Electricidad se aplicarán las disposiciones vigentes estipuladas para el Mercado Nacional de Electricidad en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico y en el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad.
- i) Determina que desde el Nodo Internacional y hasta el nodo de conexión con el Sistema Extranjero de Electricidad, las instalaciones de transmisión son consideradas como instalaciones de Transmisión Internacional Dedicada, que no operan bajo la modalidad de acceso abierto y cuyos precios no están sujetos a regulación.
- j) Las transacciones que se realicen a través de instalaciones de Transmisión Internacional Dedicada se considerarán actos privados sujetos a las leyes comerciales vigentes y no afectas a regulación de precios.
- k) Una Licencia para Transmisión Internacional Dedicada puede ser solicitada por uno o más Agentes que tengan preacordados contratos de Comercio Internacional de Electricidad que requieran de dicha transmisión dedicada. No existe restricción alguna en cuanto a la participación de un determinado Agente en el derecho propietario de una Línea de Transmisión Internacional Dedicada, mientras ésta mantenga dicha condición.
- l) Las operaciones Spot internacionales estarán limitadas por la capacidad de transmisión remanente luego del despacho del Mercado Nacional de Electricidad y los contratos del Mercado Extranjero de Electricidad. Estas operaciones no podrán exceder o saturar la capacidad de ningún vínculo de transmisión ni afectar negativamente las condiciones mínimas de desempeño incluyendo calidad y confiabilidad en los Sistemas Nacionales de Electricidad.
- m) A fin de asegurar el fiel cumplimiento de los principios de simetría y reciprocidad, las operaciones internacionales de electricidad deberán cumplir mínimamente, las siguientes condiciones en ambos lados de la frontera nacional:
- Principios de despacho económico en cada sistema;
 - No discriminación a demandantes y oferentes;
 - Coordinación técnica y operativa;
 - Compatibilidad técnica entre sistemas;
 - No disminución de los niveles de calidad y confiabilidad de los sistemas que se interconectan.
- n) El Comité Nacional de Despacho acordará con el Comité Extranjero de Despacho, del país con quien se lleven a cabo operaciones internacionales de electricidad, la constitución de un Comité Internacional de Despacho encargado de realizar un despacho económico conjunto, en el marco de los Convenios Internacionales vigentes, las leyes y reglamentos aplicables de cada país, así como los contratos suscritos para el Comercio Internacional de Electricidad.
- o) Ante restricciones físicas tanto en el Sistema Nacional de Electricidad como en el Sistema Internacional de Electricidad, el Comité Nacional de Despacho determinará la operación dando prioridad al Mercado Nacional de Electricidad.
- p) Los precios y tarifas en un Sistema Internacional de Electricidad están sujetos a los acuerdos entre las partes involucradas, enmarcados bajo las leyes comerciales y sectoriales del país y convenios internacionales.
- q) Los cargos que surjan como resultado de las transacciones comerciales dentro del Mercado Nacional de Electricidad para el caso de contratos de importación, serán asignados al Agente del Sistema Nacional de Electricidad que efectúa la compra de electricidad.
- r) Para un contrato de exportación estos cargos serán asignados al Agente del Sistema Nacional de Electricidad que efectúa la venta de electricidad.
- s) El Titular o Autorizado del Sistema Nacional de Electricidad que participa en una operación de intercambio internacional de electricidad es el responsable del pago de los cargos de transmisión

correspondientes a dicha operación, asociados al uso del sistema de transmisión en un Sistema Nacional de Electricidad.

- t) Para contratos de Comercio Internacional de Electricidad, el Titular o Autorizado del Sistema Nacional de Electricidad que suscribe es el responsable de pagar los cargos de transmisión que correspondan a la ejecución del contrato.

Disposiciones de otros Reglamentos

Las disposiciones contenidas en los demás reglamentos de la Ley de Electricidad en lo que corresponde a los derechos para el ejercicio de la industria eléctrica, las obligaciones de operación y otros son también aplicables a los agentes que participan en las interconexiones y el Comercio Internacional de Electricidad, en particular se destacan las disposiciones siguientes:

- a) El Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico dispone que en la programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional deben considerarse los compromisos de importación/exportación establecidos en contratos, las ofertas spot de importación y las solicitudes spot de exportación y que el CNDC coordinará los intercambios spot que surjan con agentes de países interconectados de acuerdo a las oportunidades que se presenten y los convenios en las interconexiones internacionales.
- b) El Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales establece el procedimiento para la obtención de licencias de transmisión y de licencias de exportación y/o importación especificando los requisitos entre los cuales destacan los siguientes:
- carta de intenciones de compra - venta de electricidad,
 - características técnicas, cantidades y período de la compra o venta,
 - cumplimiento de los tratados internacionales y normas del comercio exterior,
 - Documentación de la autoridad competente que acredite lo establecido en el artículo 9 de la Ley de Electricidad; y,
 - Para el caso de importación, cumplimiento de los requerimientos técnicos del sistema al que se integran.

Disposiciones aplicables en Perú

Perú es parte de la DECISION 536: Marco General Para la Interconexión Subregional de Sistemas

Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad, de la CAN, en consecuencia las disposiciones legales básicas para la interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad son las establecidas en dicha Decisión.

La reglamentación está contenida en el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad, que actualmente se encuentra en etapa de revisión.

4. Desarrollo de la infraestructura de interconexión

La inversión para la instalación de una Línea de Transmisión Internacional Dedicada, es de responsabilidad exclusiva del agente que obtuvo la respectiva licencia de transmisión. El Estado no realiza inversiones para el Comercio Internacional de Electricidad.

Esta situación obliga a que los agentes involucrados en el comercio internacional de electricidad deban suscribir con el transmisor contratos de largo plazo de uso de las instalaciones de transmisión.

5. Resultados previstos de la interconexión

El proyecto de interconexión Bolivia – Perú esta aún en etapa de estudio y aun no han sido cuantificados los costos y beneficios, por lo que en esta etapa, los resultados esperados solo pueden ser establecidos en términos cualitativos.

Beneficios económicos

El proyecto se concibe como un proyecto de exportación de Bolivia a Perú con importaciones esporádicas en situaciones extraordinarias. Las cantidades promedio anual que serían exportadas se estiman por el orden de 120 MW y 700 GWh por año.

Esta significativa demanda adicional beneficiará a los productores de Bolivia al permitirles la operación de unidades generadoras que actualmente no están siendo utilizadas (ni pagadas), por otra parte permitirá la construcción de algunos proyectos de generación que actualmente están postergados por la falta de demanda local.

Si bien se estima que las importaciones de Bolivia serán menores, estas beneficiarán a los productores de Perú al mejorar la utilización de las plantas de generación existentes.

La complementariedad hídrica e hidrotérmica de los sistemas interconectados así como el desfase de las demandas máximas de los dos sistemas, permitirá

una mejor utilización de los recursos que conforman la oferta, mejorando la operación y la planificación de los sistemas eléctricos, beneficiando a los generadores de ambos países.

Impacto en los agentes del Mercado Mayorista

De acuerdo con lo señalado en los puntos precedentes, es evidente que la interconexión e intercambio de electricidad entre Bolivia y Perú resultaría en un beneficio para el conjunto, pero en el corto plazo los efectos en cada uno de los agentes involucrados son distintos.

El incremento de la oferta a costo menor en el país importador desplazará oferta existente de costo mayor lo cual provocara una disminución de los precios de la energía lo cual es beneficioso para los consumidores, pero el desplazamiento de oferta existente y la disminución de los precios son efectos que perjudican a los productores.

El incremento de la demanda en el país importador determinará la operación de generadores de costo mayor provocando un incremento de precios en el mercado interno lo que constituye un beneficio para los productores pero un perjuicio para los consumidores. Este último aspecto debe ser cuidadosamente analizado pues podría ocasionar una fuerte oposición de los consumidores al proyecto de interconexión.

No se han evaluado las posibilidades de establecer un mercado de servicios complementarios entre los países interconectados.

Seguridad y suficiencia del suministro

Existe en Bolivia una capacidad de generación no renumerada por potencia firme del orden de los 150 MW, que permitiría cubrir el requerimiento en el corto plazo. Actualmente existen restricciones en la capacidad de transmisión hacia el área de La Paz pero están en ejecución varios proyectos de ampliación que permitirán contar con la oferta necesaria en el nodo de interconexión de Bolivia.

Para el mediano plazo existen algunos proyectos hidroeléctricos en la región norte del país que han sido postergados por la falta de demanda en el sistema, con la interconexión podrá viabilizarse su ejecución.

Por otra parte y como mejor posibilidad de incrementar la capacidad de generación está la posibilidad de instalar turbinas de ciclo simple y ciclo combinado en las regiones este y central del país donde se cuenta con disponibilidad de gas natural a

bajo costo. Considerando que estas instalaciones pueden ser realizadas en tiempos relativamente cortos permiten asegurar el abastecimiento de la demanda en el corto y mediano plazo.

6. Lecciones aprendidas y recomendaciones

Con base en la experiencia obtenida en el desarrollo del proceso en curso que tiene como objetivo final la realización de la interconexión de los sistemas eléctricos de Bolivia y Perú, se pueden establecer algunos aprendizajes y recomendaciones que a continuación se señalan.

- a) Existe interés de las empresas eléctricas en Bolivia por desarrollar el proyecto de interconexión Bolivia – Perú. Actualmente están siendo realizados dos estudios al respecto.
- b) Ante la realización de los estudios, se ha manifestado el interés y la necesidad de realizar el análisis de la compatibilidad de las disposiciones legales vigentes en ambos países relativas a las interconexiones y comercio internacional de electricidad.
- c) En términos cualitativos es evidente que la interconexión e intercambio de electricidad entre Bolivia y Perú resultaría en un beneficio para el conjunto, pero deben ser establecidas medidas para mitigar los efectos negativos, particularmente en los consumidores del área exportadora.
- d) Las disposiciones legales relativas a la interconexión e intercambio de electricidad vigentes en Bolivia, están orientadas fundamentalmente a la realización de los intercambios mediante contratos de suministro y a la remuneración de la transmisión a través de contratos de transporte firme. Para la realización de transacciones permanentes en el mercado spot se requieren adecuar y complementar la legislación vigente.
- e) La DECISION 536: Marco General Para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad, de la CAN, constituye un marco legal general que permite a los países andinos contar con una legislación compartida para la interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad por lo que sería conveniente que Bolivia adecue su legislación al respecto y se incorpore a la referida decisión.

9 INTERCONEXIÓN PARAGUAY - ARGENTINA

Clorinda (Argentina) – Guarambaré (Paraguay) (Tensión 132/220 kV; Potencia 80MW; Operativa 50Hz)

Redacción del Informe: Ing. Osvaldo Román – ANDE - Paraguay

1. Descripción de la interconexión

Introducción

Los sistemas eléctricos de Argentina (AR) y de Paraguay (PY) se vinculan a través de:

- Carlos Antonio López – El Dorado: en 132 kV, con una capacidad de 30 MVA. Esta interconexión se encuentra operativa desde el año 1973 y vincula al Paraguay con la Provincia de Misiones, Argentina.
- Clorinda - Guarambaré: en 220 kV, con una capacidad de 80 MW. Esta interconexión se encuentra operativa desde el año 1994 y vincula al Paraguay con la Provincia de Formosa, Argentina.
- Yacretá: desde el año 1994 empieza a operar la primera unidad generadora de la Central Hidroeléctrica, ubicada en la frontera de los sistemas eléctricos de ambos países, constituyéndose en un importante punto de interconexión.

Cabe mencionar además que, el Sistema Eléctrico del Paraguay se vincula al Sistema Eléctrico del Brasil a través de tres interconexiones.

Antecedentes

El 30 de marzo de 1987 se firma el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica entre la ANDE de la República del Paraguay y la Secretaría de Energía de la República Argentina.

El objeto de este Convenio es de establecer las bases y condiciones para la interconexión de los Sistemas Eléctricos de ambos países, permitiendo la asistencia recíproca y el intercambio de experiencias e informaciones técnicas entre los entes interconectados, con vistas a la mejor utilización técnica y económica de los recursos. En ese entonces se verificaban condiciones técnicas y energéticas favorables para la interconexión entre ambos sistemas.

Para la concreción del proyecto se iniciaron los estudios correspondientes y se decidió que la mejor alternativa para atender al mercado de la Provincia de Formosa era una interconexión entre las localidades de Guarambaré (PY) y Clorinda (AR).

En el año 1989, se firma la Nota Técnica N° 3, que se constituye en un instrumento contractual, que forma parte del Convenio citado con anterioridad. Este instrumento contractual, firmado entre ANDE y AyE, tiene por objeto la interconexión eléctrica entre dichas empresas a través de una interconexión en 220 kV entre la Subestación de Guarambaré de ANDE y la de Clorinda de AyE. Al mismo tiempo, se firma un Acta de Acuerdo entre ANDE y AyE, por lo cual se establece la forma de ejecución de las obras de interconexión.

El inicio de la operación se da el 21.12.1994, en la modalidad de suministro continuo con una demanda máxima de 16,5 MW.

En el año 1998, AyE es substituida por Emprendimientos Energéticos Binacionales SA (EBISA), atendiendo a las modificaciones introducidas en el sector eléctrico argentino, derivadas del nuevo Marco Regulatorio.

Cabe resaltar que, en las normativas de este nuevo marco legal, se respetan los Convenios y Acuerdos firmados entre las partes y no son objeto de modificaciones.

Diseño Conceptual y Técnico

Fueron necesarios varios estudios técnicos para factibilizar la interconexión. Para el efecto se crearon grupos de trabajos tales como:

- **Ingeniería de Operación:** encargado de los estudios de operación y de establecer los límites de interconexión.
- **De Operación:** encargado de definir el reglamento de operación, terminología, etc.
- **De Comunicaciones:** encargado de definir los sistemas de Comunicación.
- **De Planificación Energética y Comercialización:** con la tarea de establecer los mecanismos correspondientes.

El Acta de Acuerdo del año 1989 establece entre otras cosas:

- La delimitación de la propiedad, es así que la Línea de Transmisión en 220 kV correspondiente al cruce del río Paraguay pertenece en condominio a las partes.

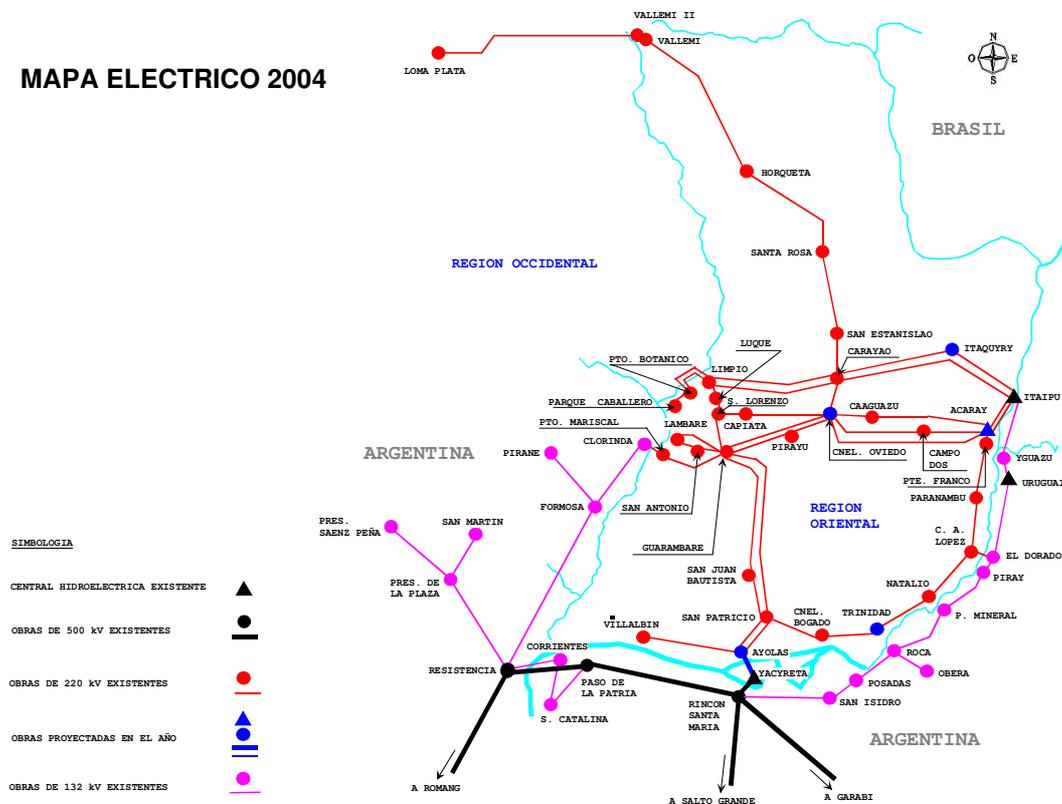
- Las obras necesarias en territorios paraguayo y argentino serán realizadas por ANDE y AyE respectivamente.
- La construcción del cruce del río Paraguay será realizada por AyE.
- ANDE y AyE participarán en partes iguales en el costo de la obra del cruce.
- A efectos de agilizar la concreción de la interconexión, AyE suministrará a la ANDE los equipos y materiales necesarios para las obras de propiedad de ésta, cuyo costo será resarcido por ANDE.
- Los gastos realizados por AyE, de responsabilidad de ANDE, serán reembolsados por ésta mediante deducciones del 20% del valor de las facturas mensuales por suministro de energía de ANDE a AyE.

Cabe resaltar que, para llegar a la concreción de la obra, el personal técnico de ambas empresas puso su mejor empeño, y gracias al contacto personal, y excelente relacionamiento pudieron zanjarse las dificultades que se presentaron, tanto en la construcción como en los estudios y definiciones operativas, demostrando que, en base a la buena voluntad, es posible construir proyectos.

El diseño y la construcción final es el siguiente:

Capacidad de transporte	165 MVA
Capacidad de transformación	90 MVA
Tensión de operación	220 kV
Frecuencia	50 Hz
Longitud total del cruce del río	600 metros
Longitud de LT 220 kV en la AR	31.000 metros
Longitud de LT 220 kV en el PY	13.000 metros

MAPA ELECTRICO 2004



2. Descripción de las razones que dieron motivo al proyecto de interconexión

La interconexión Clorinda - Guarambaré surge de una necesidad de cubrir los requerimientos del mercado de energía eléctrica de la Provincia de Formosa (AR), en particular, a la parte del sistema que atiende las localidades próximas al sistema eléctrico de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) del Paraguay, la cual presentaba condiciones de operación no aceptables, desde el punto de vista de seguridad y confiabilidad. Es así que, en el año 1987, se inician los contactos entre representantes de ANDE y Agua y Energía (AyE).

3. Marco legal y Comercial

Operación Comercial y Técnica

A través de la Nota Técnica N° 3, firmada en el año 1989, se fijan las condiciones contractuales del suministro, entre las que se pueden citar: la vigencia, las condiciones del suministro, punto de medición y de interconexión, precios de la energía y reajustes de precios.

También cabe señalar que, por el Convenio de Cooperación del año 1987, se establece un Comité de Administración que tiene atribuciones tales como:

- Elaborar los procedimientos técnicos y comerciales;
- Elaborar el Reglamento de Operación;
- Intercambiar informaciones y estudios propios de la Interconexión.

La interconexión entró en operación el 21.12.1994, a partir de entonces y hasta la fecha, se tuvo flujo de energía en el sentido PY-AR. A lo largo de estos diez años de operación, se tuvieron modificaciones, mostrando una excelente dinámica de adaptación a las cambiantes situaciones del sector eléctrico, es así que se pueden establecer tres distintas etapas:

Etapa 1: en las condiciones establecidas en la Nota Técnica N° 3, comprendida entre diciembre de 1994 hasta julio de 2000.

Etapa 2: con una variación de los precios establecidos, teniendo como referencia el mercado spot de la Argentina, de agosto de 2000 en adelante.

Etapa 3: utilización de la modalidad de energía de paso, definida ya en el Convenio de Cooperación del año 1987. Esta etapa comprende el periodo de agosto de 2003 en adelante.

La transición de la primera a la segunda etapa estaba vinculada a las condiciones del mercado argentino que, para ese entonces, estaba operando bajo el nuevo Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, y en consecuencia establecía precios muy diferentes a los vigentes en la Nota Técnica del año 1989.

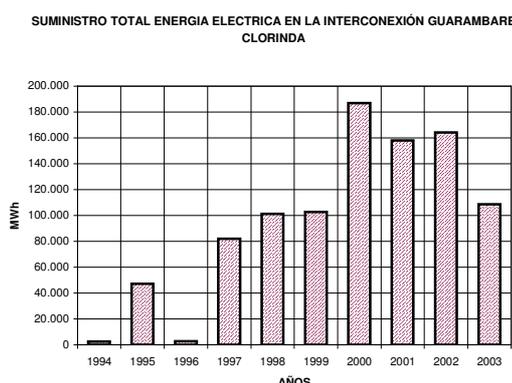
La tercera etapa, vigente a la fecha, está relacionada a la imposibilidad de la ANDE de suministrar energía propia en régimen continuo, por lo que se utiliza la modalidad de energía de paso, que habilita la utilización de las redes eléctricas de una empresa por la otra. Básicamente, lo que EBISA paga es en concepto de derecho de paso de su energía, que es transportada por las líneas de transmisión de ANDE. A la fecha el costo de transporte es de 0,5 USD/MWh.

Cabe resaltar que en la actualidad solo la red de ANDE tiene capacidad de transporte que permite aprovechar la modalidad de energía de paso.

Suministro Realizado

El suministro se realizó en condiciones normales. La disponibilidad de energía de ANDE, hasta el año 2003, pudo atender la demanda del sistema provincial de Formosa.

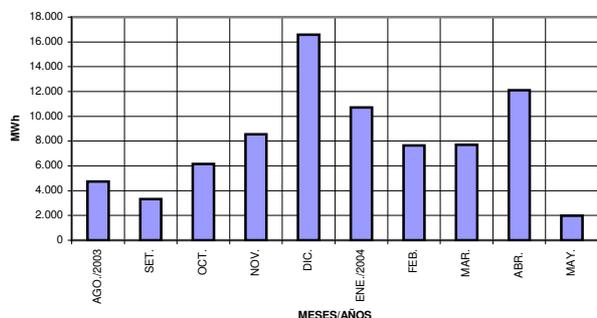
Gráfico 1



A partir del mes de agosto del 2003 se utiliza la modalidad de energía de paso, como puede verificarse en el gráfico 2.

Gráfico 2

ENERGÍA DE PASO ENTREGADO EN LA INTERCONEXIÓN GUARAMBARE - CLORINDA (MWh)

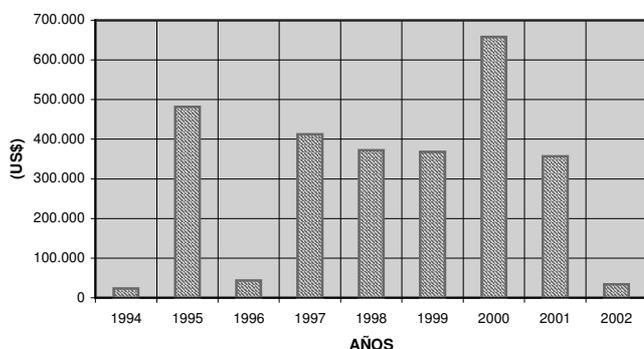


Repago de las Obras y Materiales

Como establecido en el Acuerdo del año 1989, la deuda de ANDE con AyE, originada por la realización de la interconexión Clorinda - Guarambaré, fue cancelada en su totalidad en julio de 2002.

Gráfico 3

PAGOS DE ANDE A EBISA DE LA DEUDA POR LA CONSTRUCCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN GUARAMBARE-CLORINDA



4. Resultados de la Interconexión

Desde la entrada en operación de la interconexión en el año 1994, la Argentina aseguró el suministro a la Provincia de Formosa, en particular a la región indicada en el mapa eléctrico, mostrado precedentemente.

En varias ocasiones fueron atendidas situaciones de emergencia del Sistema del Nordeste Argentino (NEA), llegando a suministros del orden de 80 MW, evitando la interrupción del suministro a la capital de la Provincia y alrededores.

Bajo la nueva modalidad operativa, se verifica la flexibilidad y facilidad en atender situaciones coyunturales, permitiendo la libre circulación de energía de la Argentina por el sistema de transmisión del Paraguay para atender el mercado de Formosa.

La interconexión entre estos sistemas permite un óptimo aprovechamiento de las energías disponibles, así como de las capacidades de las líneas de transmisión, lo que conlleva ahorros importantes de inversión y abaratamiento en los costos finales del consumidor de la energía.

5. Lecciones aprendidas y recomendaciones

El establecimiento de instrumentos contractuales, dinámicos y flexibles permiten atender las situaciones cambiantes internas de los sectores eléctricos.

La creación de grupos técnicos para implementar el desarrollo de la interconexión, tuvo un rol trascendental, ya que el fluido contacto entre el personal técnico permitió el intercambio de experiencias, con el consecuente crecimiento profesional, facilitando la ejecución de los estudios, de las obras y de la operación.

El establecimiento de un Comité de Administración facilitó la operatividad de la interconexión y demostró ser un excelente instrumento de gestión.

Un aspecto importante a destacar sobre este punto es que, cuando priman la buena voluntad y el verdadero sentido de cooperación, es posible zanjar dificultades derribando paradigmas.

La asimetría en la regulación del sector eléctrico entre dos o más países, no debe ser una barrera que imposibilite la interconexión y el intercambio de energía eléctrica. La vigencia de este Convenio y la continuidad del suministro eléctrico, a través de la Interconexión Clorinda - Guarambaré, así como la de Carlos Antonio López - Eldorado, constituyen pruebas irrefutables de ello.



10 INTERCONEXIÓN VENEZUELA - BRASIL

El Gurí (Venezuela) – Boa Vista (Brasil) (Tensión 230/400 kV; Potencia 200 MW; Operativa 60Hz)

Redacción del Informe: Ing. Daisy Sánchez, CVG Electrificación del Caroní C.A.; Ing. Oscar Zambrano, CVG Electrificación del Caroní C.A.

1. Descripción de la Integración

Introducción

Dentro de la política del Gobierno Nacional para impulsar el desarrollo del sur-este del Estado Bolívar en Venezuela y lograr su integración económica, se concibió un proyecto de interconexión eléctrica entre los recursos hidroenergéticos del Bajo Caroní y las zonas fronterizas localizadas en la vía Puerto Ordaz – Las Claritas – Santa Elena de Uairén.

Este proyecto se extendió para dar suministro a la ciudad brasileña de Boa Vista en respuesta al interés de Brasil y Venezuela por ampliar y profundizar la cooperación bilateral, la cual se estableció en el Convenio de Cooperación firmado entre la República Federativa del Brasil y la República de Venezuela el 4 de marzo de 1994 por los presidentes de ambos países. Por lo tanto, este sistema de transmisión no sólo constituye un punto de alimentación a nuevas cargas, sino que además representa un compromiso de desarrollo para la región sur del país que se traduce en el mejoramiento substancial de la calidad de vida de sus pobladores y sirve de gran apoyo para la política de integración entre Venezuela y Brasil.

Antecedentes

El proyecto de interconexión eléctrica entre Venezuela y Brasil partió de la necesidad de satisfacer la demanda eléctrica asociada al desarrollo del sector minero localizado en el sur del Estado Bolívar de Venezuela. La concepción de este proyecto nace de la decisión tomada por la CVG. en participar en la explotación aurífera localizada en Las Cristinas, conjuntamente con la empresa minera Placer Dome Inc., operador multinacional con sede en Canadá y representada por su filial Placer Dome de Venezuela. Entre ambas, constituyeron la empresa Minca, con participación accionaria del 70% para Placer Dome y 30 % para la CVG. El proyecto minero tenía previsto iniciar su explotación comercial para el segundo trimestre de 1.999.

La demanda inicial del proyecto Minca se estimó en 74 MW y se consideraron incrementos de carga en la región, asociados a nuevos proyectos mineros, desde el segundo hasta el octavo año de operación (año 2.006), por lo que se previó que la demanda alcanzaría 107 MW en esa fecha.

Este proyecto previó apoyar igualmente el desarrollo de los centros poblados de algunas ciudades del sureste del Estado Bolívar y que actualmente son servidas por otra empresa estatal (Cadafe) pero con deficiencias en cuanto a suficiencia y calidad de servicio.

El sistema se extendió hasta la población fronteriza de Santa Elena de Uairén, a unos 200 km de los desarrollos auríferos previstos. Con la inclusión de la subestación Santa Elena de Uairén se atienden los requerimientos de energía de las poblaciones fronterizas circunvecinas, así como se facilitará la desincorporación de la generación térmica a diesel localizada en la zona.

Igualmente se previó como posible mercado la población brasileña fronteriza de Villa Pacaraima (La Línea) localizada a escasos kilómetros de Santa Elena de Uairén. Para estas dos poblaciones se estimó una demanda inicial de 12 MW.

Aunado a la conveniencia nacional en el desarrollo fronterizo, se encuentra el interés de Brasil y Venezuela por ampliar y profundizar la cooperación bilateral, la cual se estableció en el Convenio de Cooperación firmado entre la República Federativa del Brasil y la República de Venezuela el 4 de marzo de 1.994 por los presidentes de ambos países. Uno de los puntos de complementación entre los fue la posible interconexión eléctrica de sus sistemas, para cuyo estudio fueron designadas las empresas Eletrobras y Eletronorte por Brasil y Edelca por Venezuela.

Ambas partes se abocaron durante 1.995 y parte de 1.996 a analizar la factibilidad técnica y financiera de la construcción de una línea desde Macagua II hasta Manaus, con puntos de entrega intermedios en Santa Elena de Uairén y Boa Vista. Si bien técnicamente la

interconexión demostró ser factible, la parte brasileña consideró que los precios de Venezuela no eran competitivos con la opción de suministro eléctrico a Manaus a partir de generación térmica a base de gas de explotación interna, por lo que el proyecto no se concretó de la manera como se había planificado inicialmente. Sin embargo, los desarrollos mineros de

Las Claritas y la necesidad de brindar suministro eléctrico a Santa Elena de Uairén se unieron a la posibilidad de ventas de energía a Boa Vista para abrir nuevas oportunidades a la negociación.

Los grupos de trabajo volvieron a reunirse a fin de estudiar una nueva alternativa de interconexión sin considerar a Manaus y convergieron en una alternativa viable técnica y económicamente para las partes, por lo cual, el 11 de noviembre de 1.996 los Presidentes de Eletrobras, Eletronorte y Edelca acordaron en Caracas la ejecución del proyecto de interconexión, para el suministro a la población de Boa Vista. El 29 de enero de 1.997 se firmó el Memorándum de Entendimiento que sentó las bases para la redacción y elaboración del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica por parte de Edelca a Eletronorte, el cual se firmó el 11 de abril de 1.997.

2. Descripción de las razones que dieron motivo al proyecto de interconexión

Características del Suministro

- Descripción del sistema previo al nuevo desarrollo

La región Sur-Este del Estado Bolívar se encontraba interconectada a la red nacional a través de un único sistema eléctrico denominado El Callao, el resto de las poblaciones se encontraban servidas por sistemas eléctricos aislados, donde destaca el de Santa Elena de Uairén.

En la figura N° 1 se muestra el sistema eléctrico de la región Sur-Este del Edo. Bolívar, previo a la incorporación del nuevo esquema de suministro eléctrico, con sus líneas de transmisión y plantas de generación más importantes. Existen, además del mostrado, otros sistemas eléctricos aislados de menor importancia y capacidad. En las poblaciones de Luepa (Ciudadela); San Francisco y San Ignacio de Yuruaní y en Kavanayén, Edelca ha instalado pequeñas centrales hidroeléctricas de poca capacidad que sirven para cubrir los requerimientos de los poblados cercanos y de sus campamentos.

Figura N° 1



La mayor parte de las poblaciones mineras eran abastecidas por comerciantes de la electricidad, los cuales establecen las características del suministro, las horas del servicio y los precios a ser cancelados.

- Características Generales de la Región de Boa Vista

La Ciudad de Boa Vista contaba con una población de 50.000 habitantes para el año 1.994, su consumo de energía promedio fue de 460 GWh y tenía un crecimiento de la demanda del orden del 9% anual. La interconexión con Venezuela luce atractiva para Brasil dadas las grandes distancias que separan a la ciudad de Boa Vista de otros puntos de interconexión eléctrica dentro de su país. La distancia para una interconexión con el Sistema Nordeste del Brasil es de 1.600 Km. Adicionalmente a estas distancias se encuentran otros tipos de barreras naturales, como son el atravesar el río Amazonas y otros ríos brasileños de grandes dimensiones, lo que hace técnicamente imposible una interconexión con algunos de los sistemas eléctricos existentes.

La demanda para el momento de la propuesta de estudio era del orden de 37 MW equivalentes a 199 GWh. La capacidad de generación en turbinas a gas, con combustible diesel era de 64 MW y con motores diesel de 20 MW.

- Demandas

Para determinar las demandas a ser aplicadas en este sistema se consideró el esquema de toma de carga para el desarrollo de Minca en el sector de Las Claritas a partir de 1.998, así como otro posible proyecto aurífero en la zona de influencia de la subestación Las Claritas. El desarrollo de Minca se iniciaría con una demanda de 74 MW, para el año 1.998 y una demanda final de 77 MW en el año 2.007. Para el posible desarrollo adicional en el área de influencia de Las Claritas, se consideró una demanda inicial de 10 MW para 1.999 con una demanda final de 30 MW a partir del año 2.001. El esquema de suministro eléctrico a Minca incluye una subestación entre Macagua II y Las Claritas, denominada El Callao II, para darle energía a las poblaciones de Tumeremo, El Callao y poblaciones circunvecinas. Para esta carga se consideró una demanda inicial de 27 MW en 1.998 y para el año 2.007 de 32 MW.

En el caso de Santa Elena de Uairén, la demanda considerada parte de 4 MW en 1.998 alcanzando un valor de 21,5 MW en el año 2.007. Es de destacar que en esta estimación se incluye la demanda de la población de Villa Pacaraima (La Línea), en el lado brasileño, ubicada a 5 Km aproximadamente de la subestación Santa Elena de Uairén y el suministro a pequeñas comunidades en los alrededores de Santa Elena de Uairén.

Para la ciudad de Boa Vista se utilizó la demanda suministrada por Eletronorte. El crecimiento promedio sería del 13 % con una demanda inicial de 53 MW, en 1.998, llegando a una demanda final de 189 MW La demanda total del proyecto de suministro eléctrico a la región sur-este del Estado Bolívar y a Boa Vista arranca con 158 MW en 1.998 y se ubica en 253 MW en el año 2.006. La tabla N° 1 muestra las demandas que ambos grupos técnicos estimaron inicialmente para el diseño de este sistema.

Tabla N°1
Demandas en MW

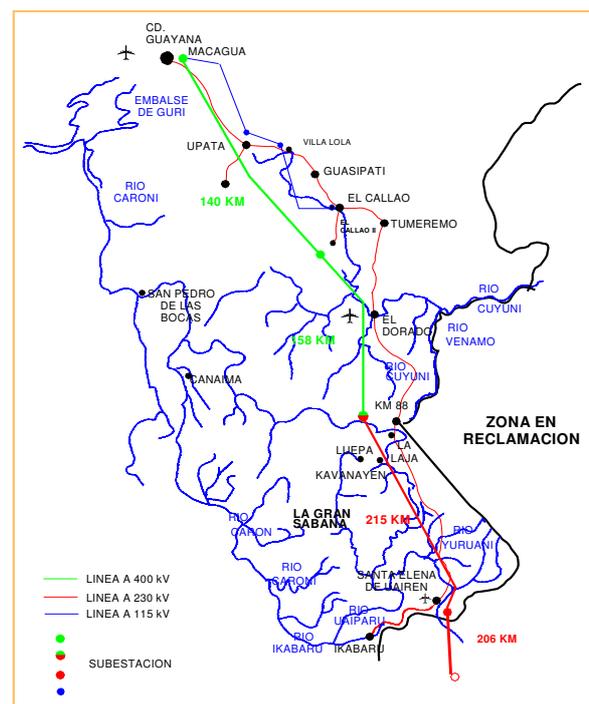
	1.998	2.006	2.014	2.022
EL CALLAO II	27	31.6	37.1	43.4
PLACER DOME	74	77	77	77
OTRO DESARROLLO MINERO	0	30	30	30
STA. ELENA DE UAIREN	4	19.9	32.9	48.6
BOA VISTA	53	94.8	140.4	189
TOTAL	158	253	317	388

- *Descripción del Sistema Eléctrico*

El esquema de suministro diseñado consideró una línea a 400 kV desde Macagua II hasta Las Claritas,

en el kilómetro 88, de 298 Km de longitud, con una derivación a 140 Km de Macagua II que alimentará a la subestación El Callao II. Desde la subestación Las Claritas sale una línea a 230 kV hasta la subestación Santa Elena de Uairén con una longitud de 215 Km y desde esta subestación continua la línea a 230 kV hasta la ciudad brasileña de Boa Vista en Brasil, con una extensión de 206 Km. (ver figuras N° 2).

Figura N° 2



- *Subestaciones*

La descripción de las obras asociadas a las subestaciones Las Claritas, El Callao II y Santa Elena de Uairén se presenta a continuación:

Subestación a 400 / 230 / 34,5 kV Las Claritas: Es una S/E tipo convencional exterior, con un patio a 400 kV en esquema de interruptor y medio, el patio a 230 kV es en esquema de doble barra. El patio de 400 kV tendrá cinco celdas y el patio de 230 kV también tendrá 5 celdas. La S/E contará con 7 autotransformadores monofásicos de 400/230/34,5 kV, 50 MVA cada uno y dos reactores trifásicos de 400 kV, 50 MVA, cada uno.

Subestación a 400 / 115 / 34,5 kV El Callao II: Es una S/E tipo convencional exterior, con el patio de 400 kV dispuesto en esquema de interruptor y medio y el patio a 115 kV en esquema de doble barra. El patio de 400 kV tendrá una bahía con una celda y el patio de 115 kV tendrá dos celdas. La S/E cuenta con cuatro autotransformadores monofásicos de 400/115/34,5 kV, 40 MVA.

Subestación a 230 / 34,5 kV Santa Elena de Uairén: Es una S/E tipo convencional exterior, con el patio de 230 kV dispuesto en esquema de doble barra y el patio de 34,5 kV en esquema de barra simple dentro de celdas blindadas. El patio de 230 kV fue diseñado para albergar en su desarrollo final siete celdas y el patio de 34,5 kV nueve celdas. En la actualidad la S/E cuenta con dos transformadores trifásicos de 230/34,5 kV, 30 MVA cada uno y dos reactores trifásicos de 230 kV, 25 MVAR, cada uno.

- **Líneas de transmisión**

Las Líneas de transmisión asociadas al proyecto se describen a continuación:

Línea de transmisión a 400 kV Macagua II – Las Claritas: es de un circuito, dos conductores tipo ACAR 1024,5 MCM por fase y dos cables de guarda. Esta línea tiene una longitud aproximada de 298 Km. entre la S/E Macagua II y la S/E Las Claritas.

Línea de transmisión a 230 kV Las Claritas – Las Cristinas: tiene una longitud aproximada de 10 Km. es de un circuito, un conductor tipo ACAR 1024,5 MCM por fase y un cable de guarda. Línea de transmisión a 230 kV. Las Claritas – Santa Elena de Uairén: es de un circuito, un conductor tipo ACAR 1024,5 MCM por fase y un cable de guarda, tiene una longitud aproximada de 215 Km entre ambas subestaciones. Línea de transmisión a 230 kV. Santa Elena de Uairén – La Frontera: tiene una longitud aproximada de 5 Km. Es de un circuito, un conductor tipo ACAR 1024,5 MCM por fase y un cable de guarda.

Línea de transmisión a 115 kV. El Callao II – El Callao I: tiene una longitud aproximada de 12 Km. Es de dos circuitos, un conductor tipo ACAR 1024,5 MCM por fase y dos cables de guarda.

La figura N° 3 (ver al final del punto 6) muestra un diagrama unifilar del sistema eléctrico Macagua – Boa Vista.

3. Marco Legal y comercial de la interconexión

En enero de 1997 se firma el memorandum de entendimiento para el suministro de energía eléctrica Venezuela-Brasil, cuyo documento dio origen al Contrato de Suministro de Energía Eléctrica por parte de Edelca a Eletronorte, para atender la ciudad de Boa Vista, Estado de Roraima, el cual fue firmado el 11 de abril de 1997.

El marco legal para las ventas de energía por parte de Venezuela a Brasil esta definido dentro del Contrato de Servicio Eléctrico entre Edelca y Eletronorte. Este es un contrato para el suministro firme de potencia hasta por la cantidad de 200 MW, en el cual

Eletronorte informa a Edelca en noviembre de cada año los valores mensuales de demanda y energía activas para los años siguientes.

El contrato tiene una vigencia de 20 años y en él se establece un cargo único por energía que se actualiza anualmente con base en el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América (CPI).

Adicionalmente, se establecieron 20 cuotas fijas semestrales que deberá cancelar Eletronorte por concepto de costo de construcción del sistema de transmisión en territorio Venezolano y un cargo anual por concepto de costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión venezolano, el cual es actualizado anualmente con el CPI de los Estados Unidos de América.

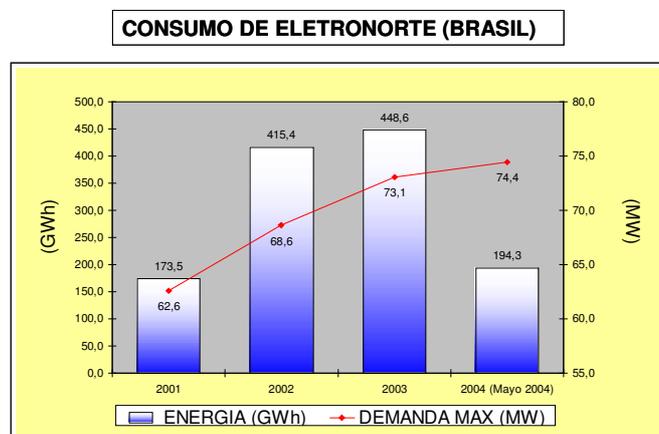
Para efectos de la calidad y continuidad del servicio, se establecieron índices que miden la energía interrumpida por año, así como penalidades para Edelca si la energía interrumpida esta por encima de cierto valor.

Cada país es responsable de la operación de la porción del sistema existente en su territorio, con la debida coordinación para asegurar las condiciones del servicio pactadas. Las responsabilidades operativas están definidas en un manual de operaciones suscrito por ambas empresas.

- **Intercambios realizados**

En la figura N° 4 se muestran los valores de energía suministrados a Brasil desde la puesta en servicio de la interconexión, ocurrida el día 15 de Julio de 2001. La operación de la interconexión Venezuela - Brasil, se puede calificar como satisfactoria para ambos países, debido a que se han superado los montos de energía estimados para los años que han transcurrido desde la puesta en servicio.

Figura N° 4



La tabla N° 2 que se muestra a continuación presenta un resumen con los valores de energía y demanda

suministrados a Brasil desde el inicio de la operación comercial hasta el mes de mayo de 2004, comparados con los valores estimados en el contrato de suministro.

Tabla N° 2

AÑO	CONTRATO		CONSUMO REAL	
	DEMANDA (KW)	ENERGIA (MWH)	DEMANDA (KW)	ENERGIA (MWH)
1999	52.300	294.200	0	0
2000	55.900	313.200	0	0
2001	60.300	338.800	62.600	173.452
2002	65.100	365.800	68.600	415.420
2003	70.100	394.700	73.100	448.571
2004	75.200	425.400	74.400	194.345

Las transferencias de energía por la Interconexión han correspondido aproximadamente al 111% de la energía estimada en el contrato de suministro desde la puesta en servicio, lo cual indica una explotación del recurso superior a la prevista, que ha contribuido con el beneficio de ambos países.

4. Resultados de la Interconexión

Beneficios

Desde la entrada en operación comercial de la Interconexión tanto Venezuela como Brasil han obtenido beneficios energéticos y económicos, sin mencionar el avance que ha representado este proyecto de interconexión internacional dentro del ámbito de integración regional. Entre estos beneficios podemos señalar:

- i. Consolidación del proceso de integración latinoamericana, particularmente en la relación binacional Brasil - Venezolana.
- ii. Complementariedad energética que ha permitido a los países la realización de intercambios de energía en términos de oportunidad para cubrir los requerimientos del país vecino en épocas de escasez.
- iii. Generación de oportunidades económicas para los países involucrados, intercambios de experiencias operativas.
- iv. Apoyo sustentable al desarrollo de la región al permitir el acceso a energía económica y confiable.

Cada país por su parte ha logrado beneficios económicos y energéticos particulares como se describe a continuación:

a) Para Brasil

- i. El aumento de la demanda atendible por exportaciones de Venezuela.

- ii. La disminución de racionamientos potenciales por tener disponible la interconexión durante la vida útil del proyecto.
- iii. Desde el punto de vista ambiental desplaza el consumo de diesel usado en plantas de generación en la zona, lo que evita la emisión de gases de escape contaminantes.
- iv. Económicamente le permite un ahorro sustancial del consumo de combustibles que de otra forma estaría destinado a la producción de energía eléctrica.

b) Para Venezuela

- i. El pago de la contraparte correspondiente a Brasil de la línea de interconexión obteniendo la rentabilidad esperada de la inversión.
- ii. Incremento en las ventas de energía durante la vida útil del proyecto lo que representa un ingreso adicional de divisas para el país.
- iii. Desde el punto de vista ambiental desplaza el consumo de diesel usado en plantas de generación en la zona, lo que evita la emisión de gases de escape contaminantes.
- iv. Apoya la política de diversificación energética nacional al utilizar la energía eléctrica como un bien energético de exportación distinto al petróleo, lo cual le garantiza una inmunidad con respecto a la fluctuación de precios típica de dicho renglón.
- v. Mejoramiento de la calidad de vida de las poblaciones atendidas por el proyecto en el territorio nacional y reforzar la presencia del estado Venezolano en las zonas fronterizas.
- vi. Permite a futuro ampliar los enlaces de telecomunicaciones entre Venezuela y el sur del continente, pues existe suficiente capacidad de transmisión de las fibras ópticas utilizadas en el tendido eléctrico.

5. Lecciones aprendidas y recomendación

• En el área de planificación:

Se evidenció la conveniencia de mantener estrechas relaciones entre los grupos técnicos de ambas empresas, cuya principal característica lo representa la permanencia del mismo equipo técnico durante todas las fases del estudio.

Es importante establecer reuniones de control y seguimiento en ambos países, para dar la oportunidad

a los grupos técnicos de conocer de primera mano las filosofías de gestión de ambas empresas.

Es importante involucrar en forma efectiva a las principales autoridades regionales y étnicas que podrían verse afectadas positiva o negativamente por el desarrollo del proyecto. Para ello es conveniente identificar oportunidades de interrelación y de posibles beneficios de las distintas localidades con el proyecto.

Es imprescindible identificar en esta etapa las posibles condicionantes sociales, ambientales y técnicas que podrían afectar el normal desenvolvimiento del proyecto, tanto en su etapa de desarrollo como de futura operación y preparar con antelación las estrategias de respuesta.

- *En el área de diseño:*

En el lado venezolano se presentaron algunos inconvenientes al momento de escoger el corredor definitivo de la línea de transmisión. Estos inconvenientes se resolvieron una vez que se logró conformar un grupo técnico especialista en el área ambiental, pertenecientes a los ministerios involucrados, organismos públicos con ingerencia en el tema ambiental y la empresa.

Dado que este sistema disponía de una sola línea de transmisión se previó en el diseño del sistema un esquema de subestación en el cual existen seccionadores de "by-pass" que flexibilizan la operación y reducen al mínimo las interrupciones por maniobras operativas. Igual flexibilidad operativa brinda la decisión tomada en la etapa de diseño de instalar los reactores de reserva con interruptores.

Se emplearon postes en lugar de las estructuras de celosía o fin de reducir el impacto visual de la línea en especial en las zonas de mayor atractivo turístico. Adicionalmente se empleó un diseño semicompacto que permitió además reducir la franja del derecho de paso. Asimismo se incorporó un segundo cable de guarda a objeto de reducir el impacto de las descargas atmosféricas en la región, las cuales son muy significativas.

El dimensionamiento de los equipos mayores, autotransformadores y reactores, fue realizado tomando en consideración las restricciones impuestas por la localización geográfica de las subestaciones. Especial atención mereció el caso de la S/E Santa Elena debido a las limitaciones de la carretera nacional en particular en el sector de Sierra de Lema.

- *En el área de construcción:*

Las restricciones ambientales en las áreas protegidas por los regímenes especiales de administración territorial obligaron a la utilización de tecnologías costosas para la construcción de la línea de

transmisión, a objeto de minimizar la afectación del ambiente.



Se implementaron programas especiales que permitieron gestionar en forma efectiva los compromisos ambientales que la empresa asumió para minimizar el impacto al medio ambiente, entre otros objetivos dichos programas permitieron la supervisión ambiental, la recuperación de áreas deforestadas, control de incendios y la vigilancia y control ambiental de forma permanente.

Se construyeron infraestructuras turísticas que serán operadas y mantenidas por el Instituto Nacional de Parques utilizando la fuerza laboral de las comunidades de la zona.

La instalación de las puestas a tierra requirió de especial cuidado debido a la fragilidad y alta resistividad de los suelos.

Debido a la fragilidad de los suelos de la región, los movimientos de tierra para la construcción de las subestaciones requirieron especial cuidado.

- *En el área de administración contractual:*

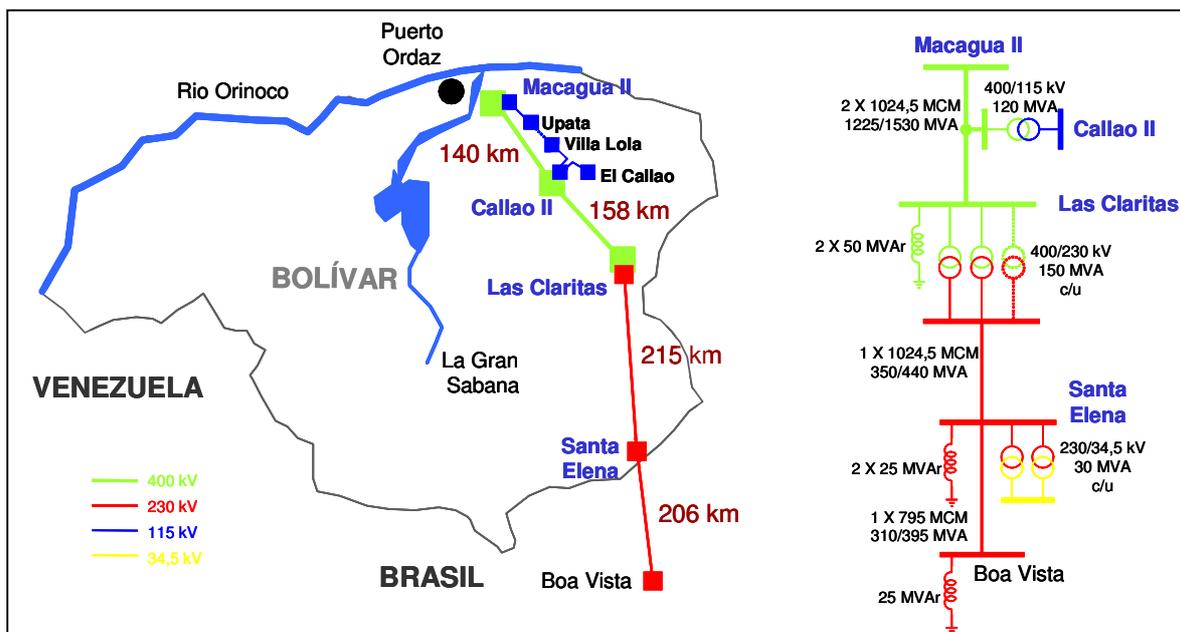
En el área operativa:

Operativamente se ha podido constatar los beneficios de contar con los reactores de reserva fácilmente operables a través de interruptores así como los seccionadores de "by-pass", lo cual ha redundado en un servicio con altos estándares de calidad de servicio.

El sistema opera con recierre monofásico lo cual ha permitido que las escasas fallas presentadas en la línea de transmisión, la mayoría de ellas debidas a descargas eléctricas durante la estación lluviosa, hayan sido despejadas sin mayores consecuencias para el usuario final.

Aún cuando la barrera lingüística habría podido significar algún contratiempo al momento de la operación conjunta del sistema, la adopción de un manual de operaciones diseñado por ambas empresas ha proporcionado un respaldo para una operación exitosa.

Figura n°3



11 INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ (en estudio)

Redacción del Informe: Ing. Fernando Rojas P., Ing. Andrés Villegas R., Ing. Hugo Alejandro Bedoya H. – Interconexión Eléctrica S.A. – ISA - Colombia

1. Descripción de la interconexión

Los buenos resultados del esquema de despacho coordinado entre Colombia y Ecuador (primer gran paso en la vía de la integración eléctrica andina), incentivan la búsqueda de un mercado suprarregional entre la Región Andina y Centroamérica, que asegure la optimización conjunta de los sistemas y un costo eficiente del servicio para los usuarios finales en condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad.

De la experiencia Colombia – Ecuador, se han identificado tres pilares básicos para el logro de una real integración de mercados, que han sido llamados las 3 R (por sus iniciales en español):

- Recursos: Entendidos como las fuentes energéticas disponibles, la complementariedad de los sistemas y la competitividad de precios entre países, que determinan el potencial de una integración de mercados.
- Redes: La infraestructura de transmisión requerida para interconectar los sistemas.
- Reglas: Acuerdos y reglamentación necesaria para viabilizar los intercambios de energía.

Con respecto al segundo pilar, las REDES, el proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá permitirá interconectar los mercados de Centroamérica y Región Andina, por lo cual, conscientes de su importancia para el desarrollo de la región, las empresas Interconexión Eléctrica S.A. - ISA- en Colombia, y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. -ETESA- en Panamá, vienen adelantando los estudios para determinar la viabilidad técnica y económica del proyecto Interconexión Eléctrica entre ambos países, que más que un proyecto de interés binacional se constituye en un proyecto de carácter suprarregional.

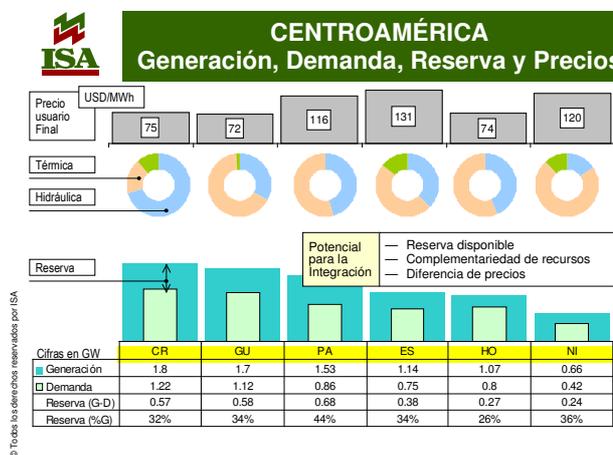
El 28 de abril de 2003, los gobiernos dieron un impulso importante al desarrollo del proyecto, con la firma del “**Memorando de Entendimiento**” de la X Reunión de la Comisión de Vecindad Colombo – Panameña. A través de este documento, Colombia y Panamá acordaron promover las acciones necesarias

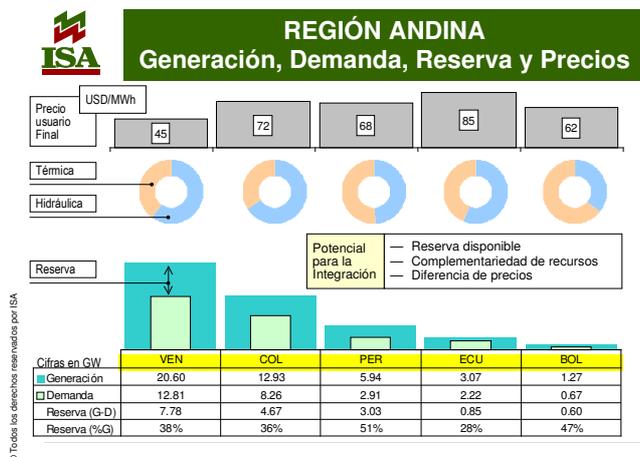
para determinar la viabilidad de la integración energética y formalizar los grupos de trabajo necesarios para desarrollar el objeto previsto. En cumplimiento de lo dispuesto en este Memorando de Entendimiento, se conformaron dos grupos: un grupo técnico (desarrollo de las redes) y un grupo normativo (para el desarrollo de las reglas), con participación de empresas y organismos de los dos países.

2. Descripción de las razones que motivan el proyecto de interconexión

Descripción del Mercado

Con base en las características de los sistemas eléctricos de los países centroamericanos y andinos (demanda, capacidad instalada y precios de la energía eléctrica), se identifican posibilidades reales para el desarrollo del proyecto de interconexión entre Colombia y Panamá, en el marco de un mercado suprarregional de energía, como se aprecia en las gráficas siguientes, donde se identifican importantes reservas de capacidad instalada en la región (alrededor del 40%) y diferencias de precios energía significativas, que hacen pensar en intercambios importantes de energía entre las regiones.





3. Marco legal y comercial

Para el desarrollo de la infraestructura de la interconexión se deben tener en cuenta el marco legal y regulatorio actual y el tratamiento a las interconexiones en cada uno de los países:

✓ Tratamiento de las interconexiones internacionales en Colombia.

- Pueden ser activos de uso o conexión (Uso cuando hagan parte del Plan de Expansión de Transmisión).
- Como activos de uso se remunerarán a través de Cargos por Uso del STN (Sistema de Transmisión Nacional) y como conexión, la CREG aprobará los cargos correspondientes a la utilización del tramo colombiano.
- La planeación de la expansión estará a cargo de la UPME, conjuntamente con los organismos de planeación de los países con los que se tenga una integración regulatoria de Mercados Eléctricos.
- En cuanto a las interconexiones existentes, los intercambios con Venezuela son contratos bilaterales, con Ecuador obedecen a un despacho coordinado.

✓ Tratamiento de las interconexiones internacionales en Panamá.

- El planeamiento y ejecución de la expansión del sistema (incluidas las interconexiones) está a cargo de ETESA.
- Similarmente a Colombia, en Panamá la interconexión puede ser desarrollada como activo de uso o conexión.

- Las transferencias internacionales de electricidad se realizan por medio de contratos a largo plazo, o transferencias a corto plazo.
 - Los contratos a largo plazo, son pactados por los agentes del mercado.
 - Las transferencias a corto plazo son realizadas por ETESA, como gestora de la operación integrada del sistema interconectado nacional.

Teniendo en cuenta lo anterior, el proyecto podrá realizarse mediante la iniciativa privada como inversión a riesgo (conexión), o mediante licitación pública internacional (uso), coordinada por los organismos de gobierno encargados de la planeación de los sistemas y su inclusión en el plan de expansión, la UPME en Colombia y el COPE en Panamá.

Con base en los mecanismos existentes en cada uno de los países, es necesario abordar una armonización regulatoria con el objeto de:

- Identificar, compatibilizar y establecer los esquemas regulatorios que viabilicen las transacciones de electricidad entre los países.
- Analizar e integrar las señales de los países y los mercados regionales configurados (Centroamérica y Región Andina).

Para este fin se ha constituido un Grupo Normativo con participación de la CREG (Colombia) y el ERSP (Panamá).

4. Resultados del estudio de la Interconexión

Como resultado del trabajo conjunto de las dos empresas, se cuenta hoy con estudios de factibilidad de análisis de restricciones y criticidades ambientales, estudios energéticos y estudios eléctricos, los cuales han sido la base para identificar alternativas de rutas para desarrollar el proyecto de interconexión, dimensionar su capacidad de acuerdo con el nivel de intercambios esperados y definir las características técnicas del enlace.

Estudio Ambiental

- Dada la localización del proyecto en la región del Darién⁷, el estudio ambiental ha tenido especial

⁷ Región natural ubicada en la frontera de Colombia y Panamá, que en razón a su alta biodiversidad, endemismo de especies y valor ecológico posee las siguientes áreas protegidas por la legislación ambiental de ambos países:

consideración con las áreas de protección y conservación biótica de interés nacional e internacional (como el Parque Nacional de los Katíos y la Reserva Forestal de Darién y así mismo de territorios étnicos).

- Se identifican alternativas posibles para la ejecución del proyecto, que deben ser cuantificadas en términos de costos ambientales. Mediante el análisis de restricciones se identifican diferentes alternativas de rutas, y con base en ellas se priorizan algunas rutas principales (terrestres y submarinas), por las cuales sería más probable desarrollar el proyecto.
- Sobre esta base, y con referencia a un área de estudio, el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) permitirá establecer alternativas viables ambiental y socialmente que permitan generar rutas de mínimo impacto; es un insumo base para el proceso de licenciamiento ante las autoridades ambientales de cada país. El DAA está siendo desarrollado en forma conjunta con el fin de asegurar un trazado viable, coherente y armónico entre Colombia y Panamá, y por tanto la optimización técnica y ambiental del proyecto. Como un elemento de viabilidad, se identifica la necesidad de analizar la formulación del proyecto de interconexión bajo un esquema de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), con el fin de acceder a un mercado de reducción de emisiones, dado el potencial de reducción de la generación térmica en Centroamérica.

Estudio Energético

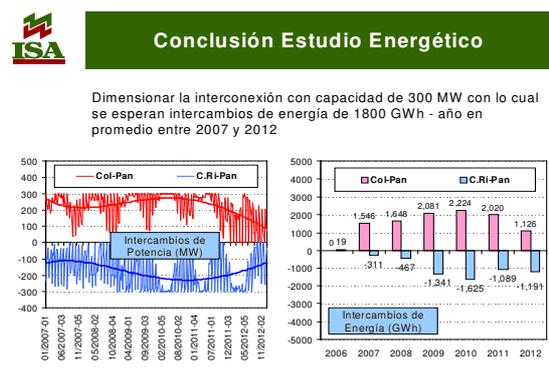
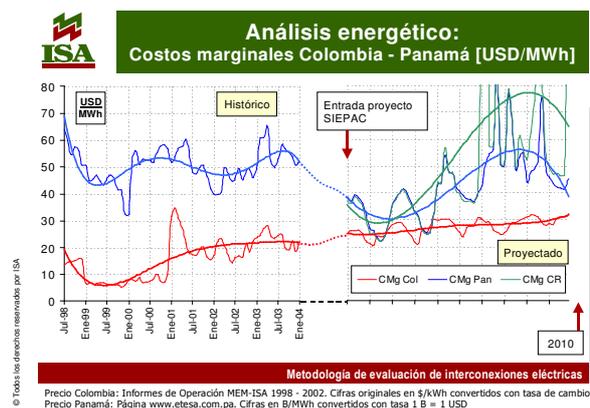
- La interconexión Colombia – Panamá tiene altas posibilidades de intercambio de energía por la diferencia de los costos marginales entre los dos países. La tendencia exportadora de Colombia, al inicio del periodo simulado como se muestra en las gráficas, se explica por sus menores costos en comparación con Panamá y Centroamérica.

En Colombia : El Area de Manejo especial del Darién que comprende la Reserva Natural Protectora (420 km²) y el Parque Nacional Natural de Los Katíos (720 km²), creado en 1973 y declarado por la UNESCO como Patrimonio Natural de la Humanidad.

En Panamá : Parque Nacional El Darién (5790km²) creado en 1980 y declarado igualmente por la UNESCO como Patrimonio Natural de la Humanidad y Reserva del hombre y la biósfera.

Esta región, por sus condiciones selváticas, pantanosas y de alta pluviosidad, es conocida como "El Tapón del Darién", ya que representa un obstáculo natural desde el punto de vista de aprovechamiento para implantar proyectos de infraestructura, con una longitud de 317 km en Panamá y 81 km en Colombia. Además es asiento de numerosas comunidades indígenas de los grupos Kuna y Embera.

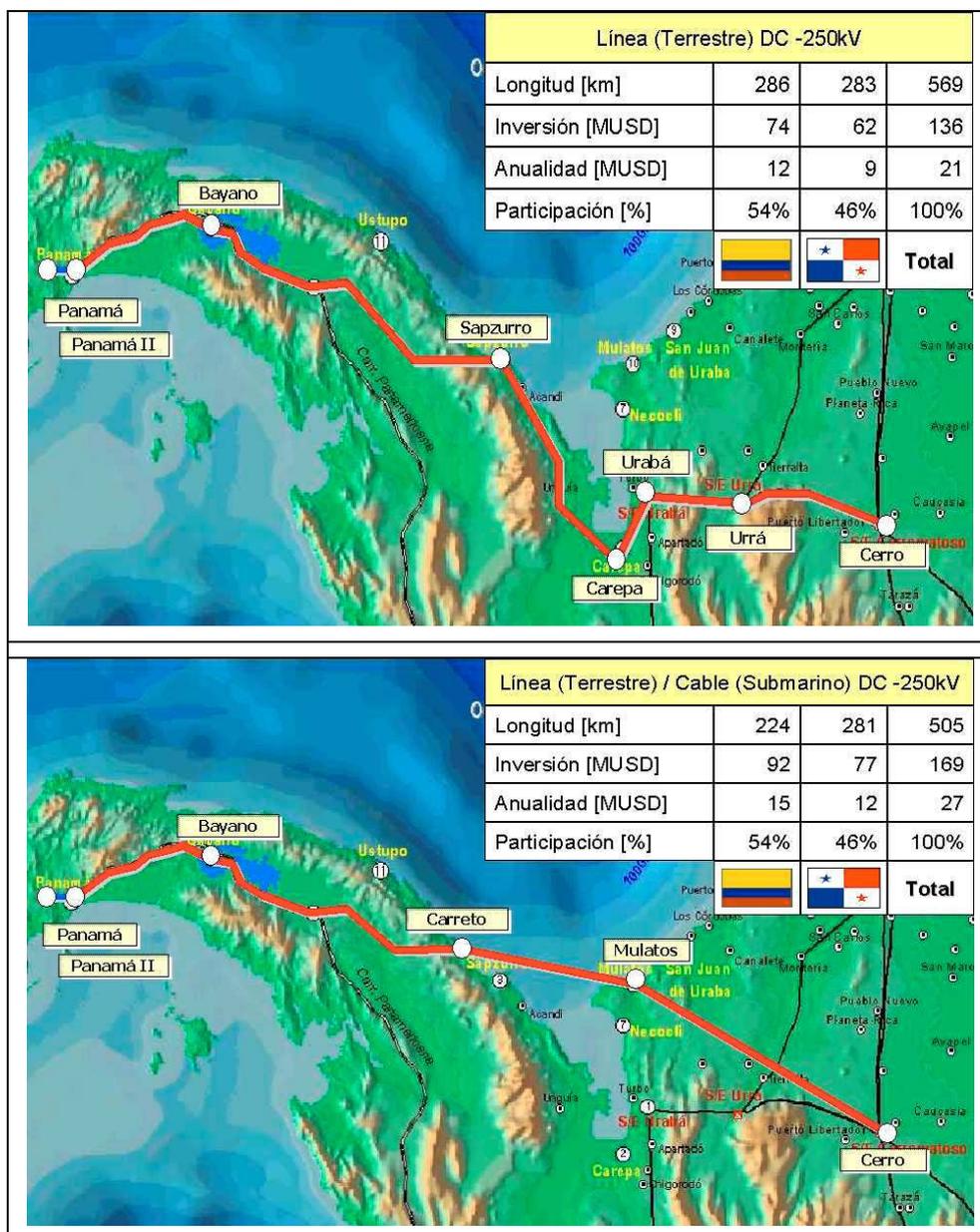
- Los beneficios operativos esperados son del orden de 49 millones de dólares anuales suponiendo una capacidad indicativa de 300 MW. Debido a la incertidumbre en la expansión de la generación, al final del horizonte se identifican racionamientos esperados que podrían cuantificarse como beneficios del proyecto.
- Los beneficios se reducen en un 35% en caso de presentarse un crecimiento alto de la demanda de Colombia. El escenario de mayores intercambios es el de altos costos de combustible en Centroamérica. La exportación neta de Colombia aumenta en un 24% y los beneficios operativos en un 36% con relación al caso de referencia.
- Como conclusión del estudio, se encuentra adecuado dimensionar la interconexión con una capacidad entre 250 y 300 MW.



Estudio Eléctrico

- La interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá es viable técnicamente. Los análisis eléctricos en estado estable, cortocircuito, estabilidad dinámica y análisis modal realizados permiten identificar opciones de desarrollo del proyecto mediante tecnologías de transmisión en corriente directa (DC) y corriente alterna (AC).

- Independientemente de la ruta que se obtenga como resultado del DAA, la recomendada es DC, ya que si la ruta recomendada es terrestre la alternativa en esta tecnología supera ampliamente a la alternativa en AC por razones de costo y desempeño eléctrico. En caso de que el DAA indique que la única posibilidad es una ruta combinada por tramos terrestre (línea aérea) y submarino (cable), entonces, debido a la longitud del cable, la única alternativa técnica viable será la que utilice transmisión en DC.
- Las alternativas viables en DC parten de Cerromatoso (Subestación intermedia de la línea Interconexión región Central con la Costa Atlántica a 500kV) en Colombia y llegan a la ciudad de Panamá, con una longitud entre 505 y 569 km (de acuerdo con la ruta escogida), tal como se muestra en los mapas siguientes:



5. Lecciones aprendidas y recomendaciones

- Para el desarrollo de la interconexión ha sido fundamental la voluntad política y el apoyo de los Gobiernos, existe interés de los países materializados en acuerdos de gobierno y en su política energética. Se trata de decisiones que afectan los recursos energéticos bajo su responsabilidad y que hacen parte de la gestión pública de los ministerios respectivos.
- Se deben aunar los intereses contrapuestos de los países a favor de la consecución de objetivos de consenso.
- Se han identificado tres pilares básicos en los cuales se debe trabajar conjuntamente para el logro de una real integración de mercados, que han sido llamados las 3 R:
 - **Recursos:** Fuentes energéticas disponibles, la complementariedad de los sistemas y la competitividad de precios entre países, que determinan el potencial de la integración.
 - **Redes:** La infraestructura de transmisión requerida para interconectar los sistemas.
 - **Reglas:** Acuerdos y reglamentación necesaria para viabilizar los intercambios de energía.
- La experiencia muestra la conveniencia de conformar un Grupo Técnico (desarrollo de las redes) encargado de la factibilidad y el estudio económico - financiero, y un Grupo Regulatorio (desarrollo de la reglas), encargado de estudios regulatorios, operativos y comerciales.
- Con base en la idea del proyecto de interconexión y apoyo de los gobiernos, debe realizarse un diagnóstico de la situación, que permita establecer los requerimientos reales de la población, sus condiciones socioeconómicas, los parámetros, las dimensiones y características de las oportunidades que han generado interés.
- Se debe establecer o acordar una metodología que permita realizar la evaluación integral de los aspectos relevantes que permiten definir la viabilidad de la interconexión. La evaluación de la interconexión debe determinar su viabilidad mediante indicadores como B/C, considerando diferentes esquemas de desarrollo del proyecto, remuneración y, fundamentalmente, el impacto en la tarifa al usuario final.