
recursos naturales e infraestructura

Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad

Alfredo Muñoz Ramos



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e
Infraestructura

Santiago de Chile, julio de 2004

Este documento fue preparado por Alfredo Muñoz Ramos, consultor de la División Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, CEPAL, con la colaboración de Rodrigo Palma B. profesor de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile y los ingenieros investigadores Guillermo Jiménez E. y Gonzalo Castillo Y. El trabajo fue coordinado por Fernando Sánchez Alvavera y Hugo Altomonte de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL. Para consultas contactar con fsanchez@eclac.cl y haltomonte@eclac.cl.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas
ISSN impreso 1680-9017
ISSN electrónico 1680-9025

ISBN: 92-1-322550-4
LC/L.2159-P

N° de venta: S.04.II.G.87

Copyright © Naciones Unidas, julio de 2004. Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

| | |
|--|----|
| Resumen | 7 |
| Introducción | 9 |
| I. La situación actual del mercado común de electricidad en los países de América Central y del Sur | 11 |
| A. El mercado común de electricidad en Centroamérica. | 11 |
| B. El mercado común de electricidad en la Comunidad Andina..... | 12 |
| C. Centrales binacionales e interconexiones eléctricas. | 18 |
| D. Resumen de importaciones y exportaciones de energía en América del Sur. | 23 |
| II. Impactos ambientales de las interconexiones eléctricas internacionales | 25 |
| A. Impactos asociados a las líneas de transmisión de electricidad. | 25 |
| B. Impactos asociados a los grandes proyectos de generación hidroeléctrica..... | 26 |
| C. La consideración de las energías renovables y la generación mediante generadores de tamaño mediano en futuras interconexiones eléctricas internacionales..... | 31 |
| III. Beneficios económicos de futuras interconexiones eléctricas en los países de América del Sur | 33 |
| A. La interconexión eléctrica en América Central. | 33 |
| B. Beneficios económicos potenciales al año 2010 de la interconexión eléctrica de los países sudamericanos: disminución global de los costos de generación..... | 34 |
| C. El uso de las grandes cuencas hídricas de América del Sur y la reducción de agua vertida..... | 39 |

| | |
|--|----|
| IV. Características de los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica y elementos a considerar al momento de realizar una interconexión entre países | 41 |
| A. Posición privilegiada de generadores de gran tamaño en sistemas aislados | 41 |
| B. Opciones de diseño del sistema de transmisión..... | 44 |
| C. Bases para rentabilizar la inversión en líneas de transmisión internacionales..... | 46 |
| D. Servicios complementarios requeridos para una adecuada operación de un sistema de transmisión de electricidad..... | 51 |
| V. Bases para el desarrollo de la interconexión eléctrica en la región | 55 |
| A. Ideas centrales de una propuesta..... | 55 |
| B. Proceso de gestación de una interconexión eléctrica entre dos o más países de América Latina..... | 59 |
| C. Operación de una interconexión eléctrica..... | 66 |
| D. Las próximas etapas requeridas para el desarrollo de una propuesta de interconexión eléctrica en la región..... | 71 |
| VI. Conclusiones y recomendaciones | 73 |
| A. Conclusiones..... | 73 |
| B. Recomendaciones..... | 75 |
| Bibliografía | 77 |
| Serie recursos naturales e infraestructura: números publicados | 81 |

Índice de cuadros

| | |
|--|----|
| Cuadro 1 : Características de la oferta y demanda | 13 |
| Cuadro 2 : Evolución histórica de las interconexiones de la Comunidad Andina | 15 |
| Cuadro 3 : Resumen de Importaciones y Exportaciones en Sudamérica, año 2002..... | 23 |
| Cuadro 4 : Comparación de sistemas regionales..... | 24 |
| Cuadro 5 : Costos de generación para distintas tecnologías..... | 32 |
| Cuadro 6 : Ahorros asociados a la interconexión en Centroamérica..... | 33 |
| Cuadro 7 : Líneas de interconexión proyectadas al 2010..... | 34 |
| Cuadro 8 : Proyecto aprobado o en ejecución..... | 34 |
| Cuadro 9 : Reducción de costos de generación asociados a la interconexión..... | 35 |
| Cuadro 10: Ligazones eléctricas internacionales mayores..... | 36 |
| Cuadro 11: Diferencias y similitudes de los modelos chileno y argentino | 49 |
| Cuadro 12: Métodos de asignación de capacidades en la Comunidad Europea..... | 69 |

Índice de gráficos

| | |
|---|----|
| Gráfico 1: Intercambios de energía Venezuela-Colombia-Ecuador..... | 13 |
| Gráfico 2: Intercambios de energía Venezuela-Colombia-Ecuador al año 2003 | 15 |
| Gráfico 3: Evolución proyectada en capacidad de interconexión para la CAN y SIEPAC | 17 |
| Gráfico 4: Flujo de inversiones en transmisión e impacto en tarifa a usuario final | 18 |
| Gráfico 5: Generación de la central binacional (Brasil-Paraguay)..... | 19 |
| Gráfico 6: La generación de electricidad y el caudal anual en la central Itaipú..... | 20 |
| Gráfico 7: Generación anual de electricidad de la central binacional de Salto Grande (Argentina-Uruguay)..... | 21 |
| Gráfico 8: Generación de electricidad en el año 2002 de la central binacional Yacyretá (Argentina y Paraguay) | 22 |
| Gráfico 9: Generación de electricidad de la central Salta en Argentina conectada al Sistema del Norte Grande en Chile. | 23 |
| Gráfico 10: Ilustración de la conveniencia económica de detener el generador A3 | 43 |

| | |
|---|----|
| Gráfico 11: Oferta de energía y demanda (GWh/mes) en el Sistema Eléctrico Central de Chile..... | 44 |
| Gráfico 12: Comparación de los costos de líneas de transmisión de tensión alterna y continua | 45 |
| Gráfico 13: Proyección de los costos marginales de energía eléctrica en diversos países de América del Sur..... | 50 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1: Sistema de interconexión eléctrica de América Central | 12 |
| Figura 2: Proyectos futuros a implementar en la CAN y SIEPAC | 17 |
| Figura 3: Ligazones eléctricas internacionales mayores (existentes y proyectadas) entre Chile, Perú, Argentina, Paraguay, Uruguay y Brasil..... | 37 |
| Figura 4: Ligazones eléctricas internacionales mayores (existentes y proyectadas) entre Ecuador, Colombia, Venezuela, y Brasil..... | 38 |
| Figura 5: Principales cuencas hidrográficas de América del Sur | 40 |
| Figura 6: Posición privilegiada de grandes generadores en sistemas aislados..... | 42 |
| Figura 7: Mercados A y B a ser interconectados | 46 |
| Figura 8: Servicios complementarios | 52 |
| Figura 9: Esquema general de segmentación de actividades | 58 |
| Figura 10: Esquema de las funciones requeridas para la interconexión de sistemas eléctricos | 59 |
| Figura 11: Apoyo económico a interconexiones eléctricas prioritarias definidas por el Parlamento Europeo | 62 |
| Figura 12: Formación del precio de compra y el precio de venta (Colombia exporta)..... | 70 |
| Figura 13: Formación del precio de compra y el precio de venta (Colombia importa)..... | 71 |

Índice de recuadros

| | |
|--|----|
| Recuadro 1: Hitos históricos de la interconexión eléctrica entre los países andinos..... | 14 |
| Recuadro 2: Creación del comité andino de organismos normativos y organismos reguladores de servicios de electricidad..... | 16 |
| Recuadro 3: Desarrollo de los enlaces internacionales | 16 |
| Recuadro 4: La central hidroeléctrica de Itaipú. | 19 |
| Recuadro 5: Un gran salto a favor del medioambiente | 30 |
| Recuadro 6: Elementos básicos en la decisión económica de construir una línea | 47 |
| Recuadro 7: El caso de la Unión Europea..... | 60 |
| Recuadro 8: Apoyo y definición de proyectos de redes transeuropeas de energía eléctrica aprobados por el parlamento europeo | 61 |
| Recuadro 9: Últimos avances legislativos destacados hacia la liberalización de las industrias de red en la unión europea | 63 |
| Recuadro 10: Proyecto de reglamento de interconexión y comercialización de electricidad con países vecinos: el caso del reglamento entre Chile y Argentina. | 65 |
| Recuadro 11: La interconexión Francia-Italia, operación coordinada y prorrateo..... | 67 |
| Recuadro 12: La definición de entes operadores en la Comunidad Europea | 69 |

Siglas

| | |
|---------|---|
| AyEE | : Agua y Energía Eléctrica de Argentina |
| BEI | : Banco Europeo de Inversiones |
| BERD | : Bureau Europe Recherche et Development |
| BID | : Banco Interamericano de Desarrollo |
| CAMMESA | : Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico |
| CDEC | : Centro de Despacho Económico de Carga |
| CIER | : Comisión de Integración Energética Regional |
| CTMSG | : Comisión Técnica Mixta de Salto Grande |
| EBY | : Entidad Binacional Yacyretá |
| ERDF | : European Regional Development Fund |
| MEDA | : Mediterranean partnerships providing assistance for economic and social reform |
| PARR | : Plan de Acción de Reasentamiento y Rehabilitación |
| PAS | : Plan de Acción Social |
| PEY | : Plan Estratégico de Yacyretá |
| PHARE | : Poland and Hungary Assistance for Restructuring their Economies (hoy día sus funciones son más amplias) |
| PMMA | : Plan Maestro de Manejo Ambiental |
| PNUMA | : Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente |
| SIC | : Sistema Interconectado Central |
| SIEPAC | : Sistema de Interconexión Eléctrica para la América Central |
| SING | : Sistema Interconectado del Norte Grande |
| TSO | : Transmission System Operator |
| UTE | : Usinas y Transmisiones Eléctricas del Uruguay |

Resumen

En América Latina existen abundantes recursos energéticos que podrían ser utilizados para abastecer en forma económica y segura las necesidades de la región. Para que ello se logre, se requiere eliminar las barreras que impiden la integración de los mercados eléctricos, lo que conlleva no sólo la construcción de líneas de transmisión de electricidad que interconecten a los distintos países, sino que además establezca un conjunto de aspectos tales como la misión de los gobiernos, las reglas para que la inversión pública o privada se concreten y las normas y formas de operar la interconexión.

Como resultado principal del estudio en este texto se presentan las bases para el desarrollo de un mercado común de electricidad en América Latina y se propone impulsar este proceso a través de relaciones y proyectos bi -o a lo más- trinacionales, basados en la satisfacción de requerimientos y beneficios reales y significativos, lo que se traducirá en experiencias concretas y positivas, y en el desarrollo de la infraestructura básica precisada a nivel regional. Se afirma que este proceso exige la participación activa de los gobiernos involucrados, de tal modo que sea posible llegar a acuerdos que permitan la superación de los obstáculos que derivan de los diversos diseños de mercado y marcos regulatorios que existen en la región. El interés o beneficio económico de una interconexión, ya sea evaluado desde el punto de vista social o privado, debe ser el elemento determinante para impulsar proyectos de interconexión. En este estudio se plantea que estos beneficios deben ser evaluados tomando en consideración: la generación de efectos ambientales positivos, la disminución de precios, el incentivo de la eficiencia y de la competitividad, y el incremento de la confiabilidad y la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica.

En el texto se muestra, en primer lugar, los elementos básicos requeridos durante el proceso de gestación de una interconexión eléctrica. En esta etapa, resultan esenciales aspectos tales como: acuerdos gubernamentales, planeamiento de los sistemas, política de inversiones, esquemas regulatorios y normas de construcción de las líneas y sus sistemas complementarios. Planteadas las diferentes fases y elementos de este proceso de gestación, inversión y construcción en el texto se señala a continuación los elementos básicos relacionados con la operación técnica de la interconexión y la operación económica de ella.

En cuanto a la operación técnica de la interconexión eléctrica, se destacan el planeamiento de la operación, la medición de las variables involucradas, la administración de la operación y el mantenimiento predictivo y proactivo del sistema en cuestión. En cuanto a la operación económica, se distingue entre la operación económica del sistema de transmisión y la operación regional del mercado. En el primer aspecto, se advierte la necesidad de definir los esquemas de acceso a redes, la administración de la remuneración de los servicios de la red, la administración y operación de los esquemas de manejo de congestiones. En cuanto a la operación regional del mercado se establece la necesidad de permitir la coexistencia de los diferentes esquemas de mercado que incluyan los contratos bilaterales, el despacho de corto plazo a costo marginal y otros similares.

Los elementos básicos y estructuras definidos en la propuesta contenida en este documento, permiten el desarrollo gradual de la interconexión eléctrica regional a partir de esquemas binacionales (partiendo con contratos de largo plazo como paso previo a la integración de los mercados eléctricos), y se identifican los elementos que podrían constituirse en obstáculos en la consecución del objetivo de largo plazo como es el establecimiento de los llamados mercados integrados de energía eléctrica en la región. De esta forma, los acuerdos binacionales, deben entenderse como la primera y fundamental etapa de un proceso conducente a alcanzar el objetivo final de la integración eléctrica regional.

Introducción

Desde hace décadas, la integración de los sistemas y mercados eléctricos se ha impuesto en diversos países, debido a sus indudables ventajas. En América Latina, al interior de prácticamente todos los países –por grandes que sean las distancias que separan un lugar de otro- existen sistemas eléctricos que inexorablemente terminan por interconectar todo el país. En Europa, funciona desde hace un tiempo la interconexión eléctrica entre todos los países de Europa Central, y, también, existen interconexiones importantes con el Reino Unido y con los países del Norte de Europa. Las ventajas más evidentes de estos sistemas se relacionan con el aprovechamiento de las economías de escala, el empleo integral y complementario del conjunto regional de recursos energéticos y, desde el punto de vista de la demanda, el aprovechamiento de que la demanda máxima horaria no es coincidente en un lugar con respecto a otro. Adicionalmente a lo anterior, la interconexión de los sistemas eléctricos, siempre y cuando ella sea adecuadamente concebida y operada, permite mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, por el hecho de existir una mayor diversidad de centrales de generación y una red de transmisión más amplia, lo que permite satisfacer la demanda con múltiple recursos.

A pesar de las ventajas ampliamente reconocidas por todos los especialistas, el proceso de interconexión eléctrica en América Latina ha sido lento e insuficiente. En este documento se pretende analizar las dificultades que han impedido materializar dicho proceso y proponer opciones destinadas a superar los obstáculos existentes, de modo de explotar al máximo los beneficios de la citada interconexión eléctrica entre los distintos países de la región.

El trabajo se inicia con un análisis de las instalaciones existentes en América Latina, destacándose lo realizado en América Central (Sistema para la Interconexión Eléctrica en América

Central), en el Mercado Eléctrico Andino, los emprendimientos binacionales entre Brasil, Paraguay, Uruguay y Argentina y la Central Eléctrica Salta en Argentina expresamente construida para interconectarse con Chile, en el Sistema del norte Grande (SING Chile). En un contexto más de futuro, se muestran los beneficios económicos potenciales de la interconexión de electricidad en América Latina, los que han sido cuantificados, entre otros, por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER). Lo anterior permite ubicar geográficamente, los proyectos de interconexión eléctrica que, por ser rentables, han sido reconocidos como proyectos de interés para América Latina.

América Latina tiene vastos recursos hídricos sin explotar y, también, existen reservas de gas natural comprobadas al menos para los próximos veinte años, todo lo cual configura un conjunto de fuentes que permiten disponer, como continente, de una posición privilegiada en cuanto a generación de energía eléctrica. Sin embargo, este hecho se puede convertir en competencia desleal si los países no acuerdan, conjuntamente, la forma de considerar los impactos ambientales de cada esquema de generación. En este contexto, en el segundo capítulo se ilustra lo que ha sucedido con diversas centrales binacionales donde los impactos, o no se han considerado o esto se ha hecho en forma tardía, de tal modo de disponer de una base real para enfrentar los problemas futuros en América Latina, cuando las interconexiones eléctricas sean de construcción y uso más frecuentes. En este mismo sentido, se propone tomar en consideración soluciones tales como la generación con máquinas de tamaño mediano que se interconectan mediante sistemas de transmisión de menor voltaje, todo lo cual configura un impacto ambiental sustancialmente menor que el asociado a megaproyectos de generación y transmisión. Un caso de especial interés lo constituyen los generadores en base a energías renovables, todos los cuales, al menos en Europa, tienen un tratamiento especial, tanto en el despacho eléctrico como en la forma en que se costea la energía que ellos producen, ya sea en el caso en que ellos formen parte de un sistema interconectado de carácter nacional o internacional.

En ese escenario, se plantean las diferentes funciones e impactos que tienen sobre el sistema eléctrico la construcción de líneas de transmisión eléctricas. De esta forma, se analizan los efectos de largo plazo de la operación de una línea de interconexión entre dos o más países y los eventuales contratos específicos que se relacionan con ella. De modo especial se considera la transmisión de bloques de energía en horas específicas de demanda máxima.

Finalmente, se destacan las otras funciones de las líneas de interconexión, vinculadas con aspectos económicos que se relacionan con la integración de mercados, esta vez de dos o más países. Los servicios complementarios, (control de voltaje, frecuencia, pérdidas capacidad de reserva, entre otros), requerimientos esenciales para una adecuada operación del sistema eléctrico, son también motivo de análisis.

Se plantea una forma de resolver los problemas enunciados distinguiendo entre las tareas que son propias de los gobiernos de aquellas que pueden ser llevadas a cabo por privados. Se plantea la creación de entes normativos, de planeamiento, de carácter operativo y de comercialización. La estructura interligada que se propone permitirá llevar adelante un proyecto de la envergadura requerida.

I. La situación actual del mercado común de electricidad en los países de América Central y del Sur

A. El mercado común de electricidad en Centroamérica

Las interconexiones de electricidad en Centroamérica se inician con el enlace entre Honduras y Nicaragua en 1976. En 1982 se pone en operación la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua y en 1986 la de Costa Rica-Panamá y la de El Salvador-Guatemala, con lo cual se formaron dos subsistemas interconectados. La construcción del enlace entre El Salvador-Honduras, se ha concluido recientemente (2003).

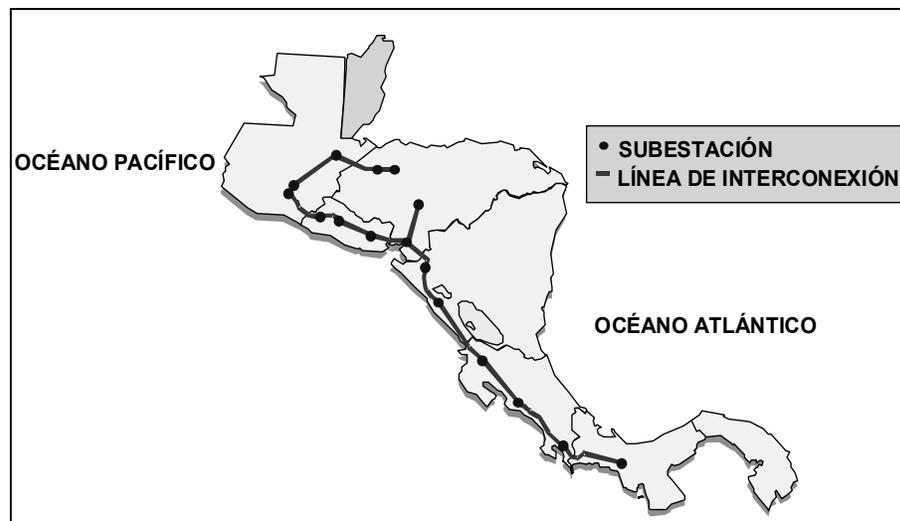
Las interconexiones existentes han sido muy útiles para el apoyo mutuo en emergencias y para intercambiar excedentes de energía, básicamente hidráulica; sin embargo, no permiten concertar transacciones firmes y los límites de transferencia son reducidos (unos 50 MW firmes) ya que la salida imprevista del enlace deja a un sistema deficitario y muy posiblemente sujeto a apagones. Además, existe un rezago en el mantenimiento que se refleja en menor confiabilidad y mayores pérdidas de energía; en varios países hay subestaciones con sobrecarga y una demanda reprimida por falta de capacidad en redes y subestaciones.

Ante las deficiencias anotadas y con la perspectiva de aprovechar las ventajas de un mercado eléctrico con alcance regional, en diciembre de 1996 se firma el Tratado Marco del Mercado

Eléctrico de América Central, el cual fue ratificado por los Poderes Legislativos de los seis países y está vigente a partir de diciembre de 1998. El Tratado es la base jurídica sobre la cual se sustenta la creación de un Mercado Eléctrico Regional que fortalece la infraestructura de SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para la América Central) y la construcción de la línea de transmisión de alta capacidad que interconecte los países de la región. El sistema de transmisión regional incluye las instalaciones dirigidas a reforzar los sistemas eléctricos existentes, la construcción de la línea de interconexión de 230 kV desde Guatemala hasta Panamá, y las ampliaciones de las subestaciones asociadas. Se estima la puesta en operación de la línea en el año 2005 (ver figura 1).

Figura 1

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE AMÉRICA CENTRAL



Fuente: CIER, 2002a

El tamaño del mercado eléctrico del Istmo es relativamente pequeño. En 1999 el Istmo Centroamericano tenía una población de 35 millones de habitantes, una demanda máxima de 4.543 MW¹ y requerimientos de energía eléctrica por 24.900 Gigavatios hora (GWh). Se estima que la demanda máxima será de 6.400 MW y 34.800 GWh de energía en el año 2005. Los países de la región decidieron la formación del Mercado Eléctrico Regional (en adelante el Mercado) y la construcción de una nueva línea de interconexión eléctrica regional, al considerar que ese mercado pronto alcanzará un tamaño atractivo para la construcción de plantas de mayor tamaño que las construidas hasta ahora, y con el propósito de atraer generadores privados a precios y condiciones operacionales más razonables que las logradas a la fecha y para impulsar la integración regional de los mercados de electricidad.

El costo total para el desarrollo y construcción de la línea de interconexión y subestaciones del proyecto se estima en el equivalente a US\$330,0 millones. En adición se cuenta con una Cooperación Técnica para la implantación del Mercado y las instituciones regionales, con un costo total estimado en US\$ 16,4 millones. Para el desarrollo de esta infraestructura, el BID aprobó en 1997 un Préstamo por US\$ 240,0 millones. El remanente se financia con aportes locales.

B. El mercado común de electricidad en la Comunidad Andina

En términos de oferta, el cuadro siguiente se muestra cómo el componente hidráulico en la región sigue siendo muy importante, lo que determina que los problemas relacionados con la seguridad de suministro sigan estando asociados a requerir reservas adicionales en épocas secas. Igualmente, se observan coeficientes de instalación superiores en un 50% a la demanda máxima, resaltando así el efecto

¹ En comparación, países vecinos como México tienen una capacidad instalada a fines de 1999 de 35.670 MW, y Colombia 12.600 MW en 1999.

de la reserva en una región que, a pesar de esos índices, tiene dificultad de suministro en años secos. Aunque la relación entre la potencia instalada y la demanda máxima es alta, no se tiene asegurado el suministro debido a que la energía firme disponible por las centrales hidráulicas es reducida (Ecuador, Venezuela, Colombia) y, en muchos casos, la indisponibilidad de centrales térmicas es alta (Ecuador, Venezuela). Por otra parte, la congestión de las redes eléctricas o la falta de inversión en líneas de transmisión impide a veces aprovechar plenamente la capacidad de generación.

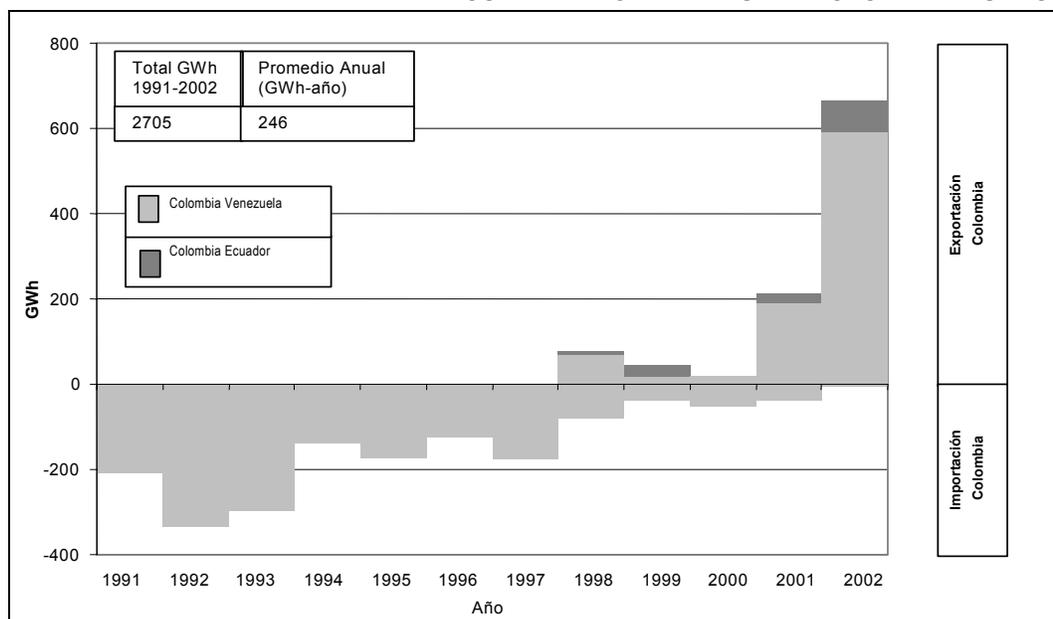
Cuadro 1
CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA Y DEMANDA

| País | Capacidad Instalada - MW | | | | Demanda Máxima | | |
|--------------|--------------------------|---------------|--------------|------------|----------------|--------|----------------------|
| | Hidráulico | Térmico | Total | % Hidro | MW | GWh | Potencia inst/DD Max |
| Bolivia | 336 | 629 | 965 | 35% | 645 | 3.336 | 1,5 |
| Colombia | 8.026 | 4.238 | 12.264 | 65% | 7.712 | 42.460 | 1,61 |
| Ecuador | 1.707 | 1.643 | 3.350 | 51% | 1.954 | 9.881 | 1,71 |
| Perú | 2.860 | 3.210 | 6.070 | 47% | 1.621 | 19.902 | 2,32 |
| Venezuela | 7.233 | 12.316 | 19.549 | 37% | 12.000 | 61.194 | 1,63 |
| Total | | 22.036 | 8.362 | 48% | | | |

Fuente: Mercados Energéticos, 2002.

El marco histórico en el cual se desarrolla la interconexión entre los países andinos es un fiel reflejo de que, para vigorizar y aprovechar todas las potencialidades de una interconexión eléctrica entre países limítrofes, los respectivos gobiernos deben establecer el marco general en que dichos intercambios se realizarán. El proceso de interconexión de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones se inició en el año 1969 con la construcción de la línea Zulia – La Fría entre Colombia y Venezuela. Sin embargo, los intercambios de energía entre los países nunca fueron significativos y siempre se dieron como consecuencias de problemas de seguridad del suministro. A consecuencia de la construcción de esta infraestructura de transmisión de energía eléctrica se establece un corredor (Venezuela-Colombia-Ecuador) de transferencias de electricidad de 35 MW. Los intercambios de energía que se presentaron entre los países andinos durante la década de los noventa se detallan a continuación:

Gráfico 1
INTERCAMBIOS DE ENERGÍA VENEZUELA-COLOMBIA-ECUADOR



Fuente: ISA.

En el recuadro 1 se describe brevemente el camino seguido por los gobiernos de la Comunidad Andina en la definición de un marco general para la realización de intercambios regionales de electricidad, contenidos en la Decisión 536 de 2002.

Recuadro 1

HITOS HISTÓRICOS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE LOS PAÍSES ANDINOS

Las autoridades y delegados de los Organismos Reguladores de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, se reunieron en Quito, Ecuador, el 13 y 14 de diciembre de 2001, y posteriormente en Caracas, Venezuela, el 17 y 18 de enero de 2002, acordando principios normativos necesarios para armonizar los marcos legales y regulatorios;

Los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, el día 19 de abril de 2002, en la ciudad de Quito, suscribieron el Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, donde se acordaron principios generales para la integración eléctrica entre los países suscriptores.

En el Acta de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, adoptada el día 30 de enero de 2002, el Consejo Presidencial Andino destacó la creciente importancia estratégica de la temática energética en el Hemisferio y de su interés para vigorizar la integración subregional andina, latinoamericana y hemisférica.

En la ciudad de Lima, Perú, el día 19 de Diciembre del 2002, se suscribe la Decisión 536, "**Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad**"

Fuente: Comisión de la Comunidad Andina.

De esta forma, el contexto histórico en el que se desarrollarán los intercambios futuros de energía eléctrica y las instalaciones de carácter comunitario que las posibilitarán, quedarán regidas por Reglas Fundamentales, que, formando parte de los acuerdos ya logrados, conviene destacar:

- Los países miembros **no mantendrán discriminaciones** de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos.
- Los países miembros garantizarán **el libre acceso** a las líneas de interconexión internacional.
- Cada país debe operar bajo condiciones competitivas.
- El uso físico de las interconexiones será consecuencia del **despacho económico coordinado de los mercados**, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
- Los contratos que se celebren para la compraventa serán únicamente de **carácter comercial**. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
- Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional **no deben ser asignadas a los propietarios del mismo**.
- Los países miembros **evitarán cualquier subsidio e incentivo directo** a las exportaciones de energía eléctrica, ya que pueden constituirse en prácticas anticompetitivas; así mismo deben evitarse los aranceles a las importaciones de energía eléctrica.
- Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces internacionales deben servir para valorar las transacciones "*spot*" internacionales de energía eléctrica, producto de los flujos físicos determinados por el despacho económico coordinado. Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo son de carácter obligatorio.
- Los países miembros **promoverán la participación de la inversión privada** en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.

Una vez establecida la Decisión 536 y con la construcción de la línea de interconexión Jamondino-Pomasqui entre Colombia y Ecuador se da otro gran paso hacia la integración energética de la subregión. Para el 2003 el avance en infraestructura de la Comunidad Andina permite la creación de un corredor de 250 MW entre Venezuela, Colombia y Ecuador. Tal cual como se detalla en el siguiente cuadro:

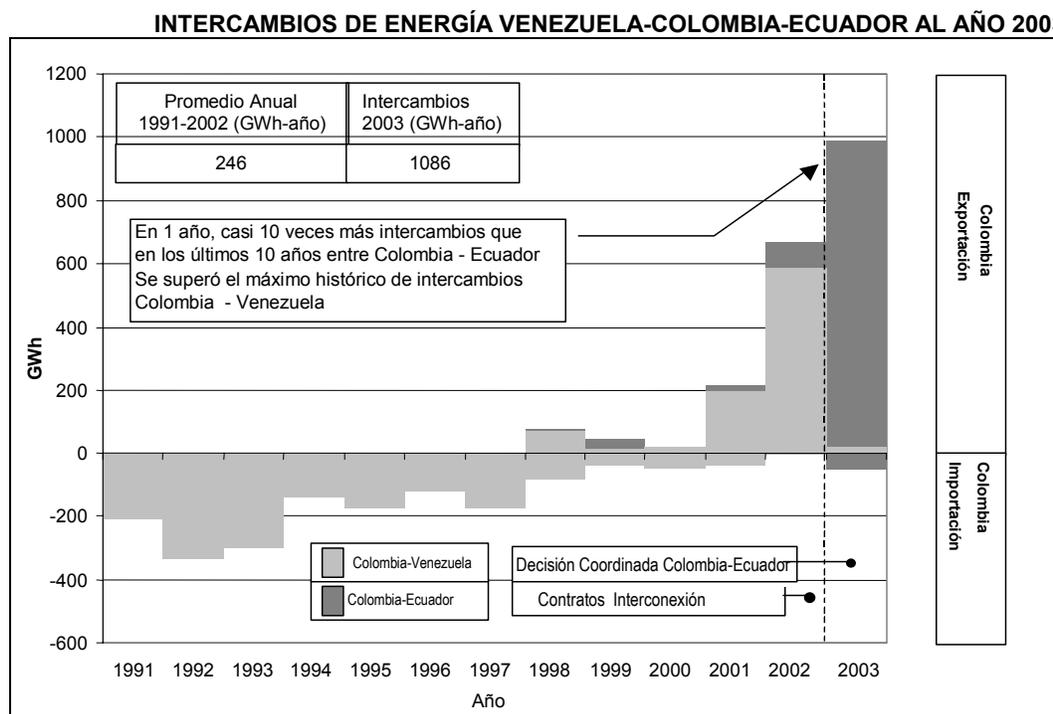
Cuadro 2

| Venezuela – Colombia | | | Colombia - Ecuador | | |
|--|-----------|------|-----------------------------|-----------|------|
| Interconexión | Capacidad | Año | Interconexión | Capacidad | Año |
| Zulia - La Fría (115kV) | 36 MW | 1969 | Panamericana – Tulcán138kV | 35 MW | 1998 |
| Cuestecitas – Cuatricentenario (230kV) | 150 MW | 1992 | Jamondino – Pomasqui 230 kV | 260 MW | 2003 |
| Corozo - San Mateo (230kV) | 150 MW | 1996 | | | |

Fuente: Mercados energéticos, 2002.

En el gráfico 2 se ilustra el efecto de la introducción de la Decisión 536 en el intercambio de energía de los países andinos.

Gráfico 2



Fuente: ISA, 2003.

Tomando en cuenta los principios establecidos en la Decisión 536, se ha formalizado una estructura organizativa que ha permitido el desarrollo y operación de los primeros enlaces internacionales de energía eléctrica entre los Países Andinos. Es así como se ha creado el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Regulatorios de Servicios de Electricidad y se han establecido los mecanismos de planificación, coordinación y remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales. En el recuadro 2 se muestra un detalle de las funciones del citado Comité y en el recuadro 3 se describen los acuerdos tomados para el desarrollo de los enlaces internacionales de energía eléctrica en la Comunidad Andina.

Recuadro 2

CREACIÓN DEL COMITÉ ANDINO DE ORGANISMOS NORMATIVOS Y ORGANISMOS REGULADORES DE SERVICIOS DE ELECTRICIDAD

Capítulo V de la Decisión 536 de los países miembros de la Comunidad Andina

Los Países Miembros establecerán mecanismos para la remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales.

Los Países Miembros garantizarán un acceso libre, oportuno y transparente a la información que los organismos y los agentes del mercado requieran para la planificación de construcción de enlaces internacionales, incluyendo datos acerca de los recursos, oferta y demanda.

En los procesos de planificación de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión y los enlaces internacionales, cada País Miembro tomará en cuenta la información de los demás Países, buscando coordinar la planificación con una visión de integración regional.

Los Países Miembros coordinarán los procesos dirigidos a la construcción de enlaces. En el caso de que dichos enlaces sean considerados como activos de uso común, la coordinación será efectuada por los organismos encargados de la licitación para su realización.

Fuente: Decisión 536, 2002

Recuadro 3

DESARROLLO DE LOS ENLACES INTERNACIONALES

Capítulo IX: Mecanismos de seguimiento, de la Decisión 536 de los países miembros de la Comunidad Andina

Se crea el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad. El Comité estará encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el presente Marco General, incluyendo Resoluciones de la Secretaría General o Convenios.

El Comité también hará seguimiento a los compromisos en materia de armonización de normativas nacionales.

El Comité estará conformado por los titulares de los organismos normativos y de los organismos reguladores nacionales de los servicios de electricidad en cada uno de los Países Miembros, o por sus respectivos representantes.

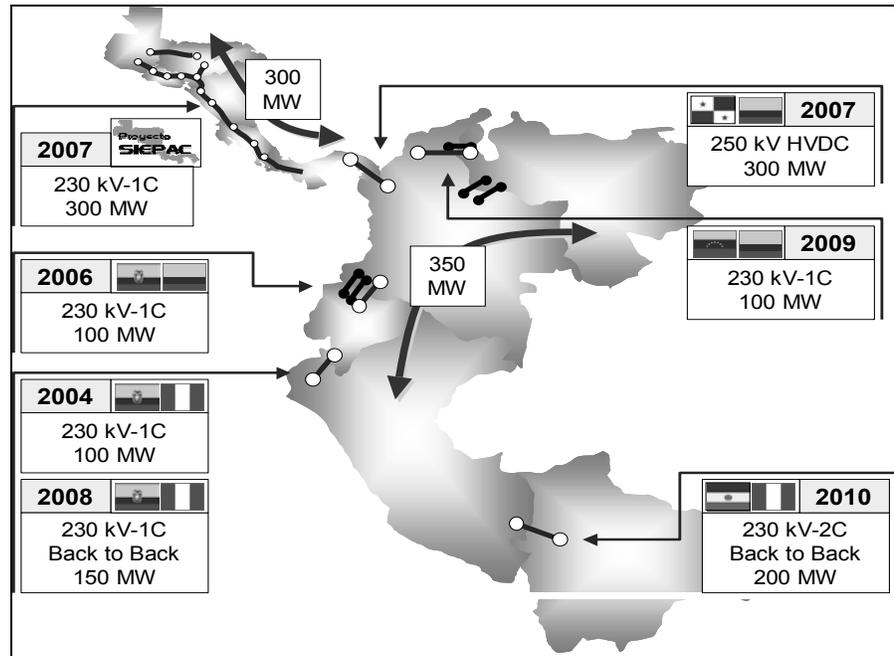
El Comité adoptará su Reglamento Interno, el mismo que establecerá los mecanismos para su organización y funcionamiento y regulará las modalidades de participación y consulta a otros actores, tales como los operadores de los sistemas, los administradores de los mercados de electricidad y los agentes en los mercados.

Fuente: Decisión 536, 2002

La evolución del proceso de interconexión eléctrica de la Comunidad Andina, ha permitido definir ambiciosos planes para los próximos años. Así, se prevén interconexiones con Bolivia y con el SIEPAC, además de proyectos que se encuentran en construcción como lo es la línea entre Perú y Ecuador. En la figura 2 se ilustran los proyectos de interconexiones de la CAN al año 2010.

Figura 2

PROYECTOS FUTUROS A IMPLEMENTAR EN LA CAN Y SIEPAC

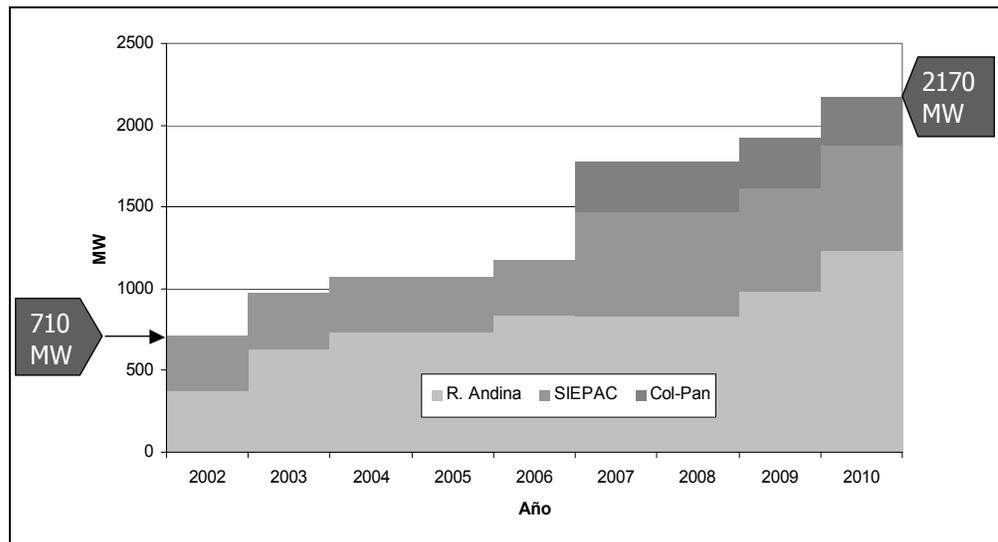


Fuente: ISA, 2003

De acuerdo con los proyectos señalados, la capacidad de interconexión para la CAN y SIEPAC se detalla en el gráfico 3.

Gráfico 3

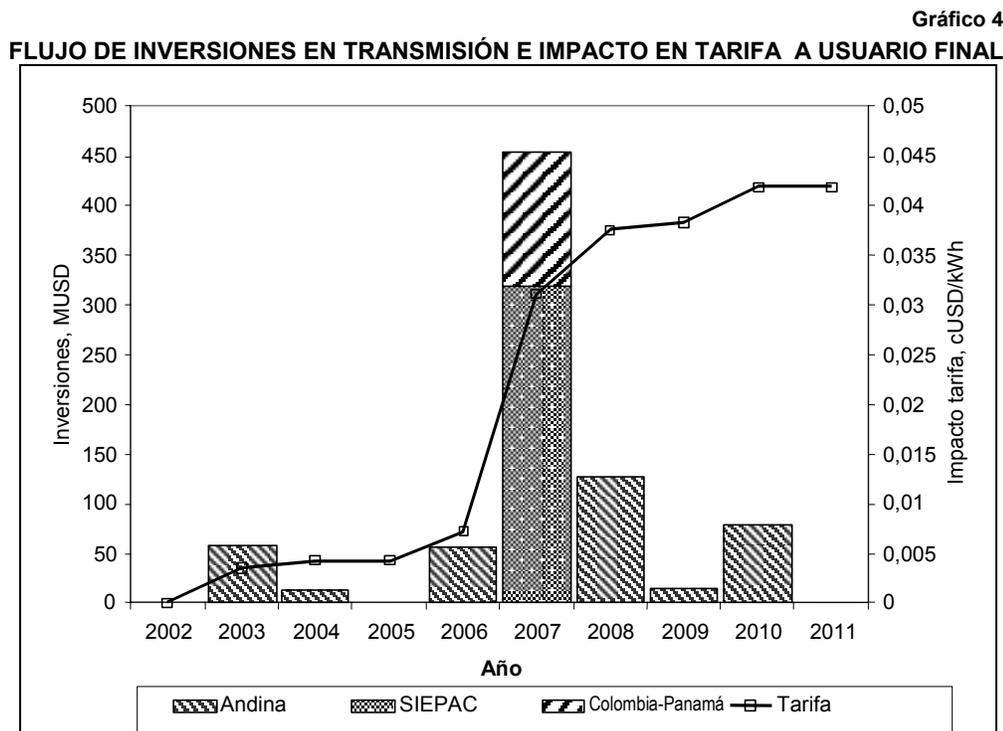
EVOLUCIÓN PROYECTADA EN CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN PARA LA CAN Y SIEPAC



Fuente: ISA, 2003.

Para alcanzar los niveles de interconexión previstos al año 2010 se necesita de una inversión aproximada de US\$800 millones durante los próximos 7 años, lo que sin duda tendrá un efecto en las tarifas al usuario final. Se estima que para el año 2010 el aumento en la tarifa alcance los 0,042

cUS\$/kWh. El impacto en las tarifas, así como el flujo de inversiones se puede observar en el siguiente gráfico:



Fuente: ISA, 2003.

C. Centrales binacionales e interconexiones eléctricas

1. La interconexión eléctrica entre Brasil y Paraguay: la central binacional Itaipú

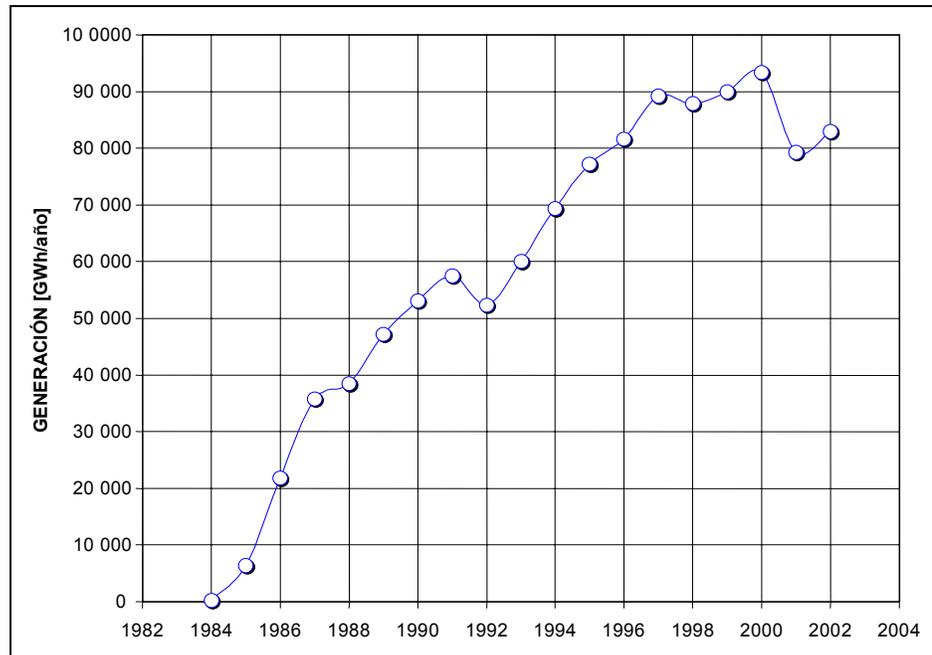
La central Itaipú es un emprendimiento binacional con el objetivo de generar electricidad e interconectar mediante un sistema de transmisión de grandes dimensiones Paraguay y Brasil. En el Recuadro 4 se describe las etapas históricas que se ha requerido cumplir para lograr cumplir con los objetivos planteados al inicio del proyecto.

La central está constituida por 18 máquinas de 700 MW cada una, lo que totaliza una potencia instalada de 12.600 MW. La confiabilidad del sistema es óptima (medida con parámetros de disponibilidad de cada máquina), lo que muestra que el diseño técnico de la central y tamaño de cada una de las unidades fue escogido con criterios de confiabilidad muy adecuados. El gráfico 5 muestra la evolución de la generación de la Central desde el año de su puesta en marcha (1984) a la fecha, lo que permite observar que el proceso de puesta en marcha de las 18 máquinas antes mencionadas se ha logrado solamente en el año 1996.

El gráfico 6 muestra, la generación anual de energía y el caudal anual del río, como una forma de comparar la relación entre caudal y potencia instalada. Se observa que, entre los años 1997 y 2000, la generación fue prácticamente constante a pesar de la variabilidad de caudal existente. Esto se debe a que parte del agua fue vertida sin generar, en razón de que, fundamentalmente, la potencia instalada en generación es inferior a la magnitud del caudal disponible. El que la generación sea constante en estos años implica también que la confiabilidad de la central es alta. Por otra parte, la central no queda sometida, en exceso, a la variabilidad natural de los caudales en lo que a generación de electricidad se refiere, ya que la disminución de caudal en los años 1999 y 2000 no se tradujo en una disminución de la

energía generada. Sólo la sequía de los años 2001 y 2002 ha hecho disminuir la capacidad de generación de la central.

Gráfico 5
GENERACIÓN DE LA CENTRAL BINACIONAL (BRASIL-PARAGUAY)



Fuente: Itaipú Binacional

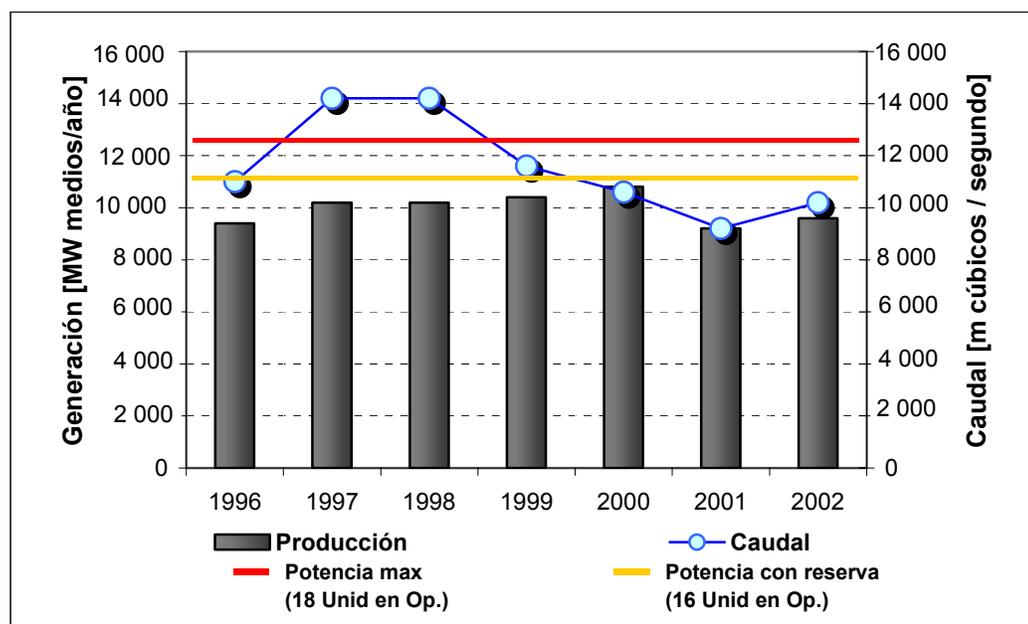
Recuadro 4
LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ITAIPÚ

El 22 de junio de 1966, los Ministros de las Relaciones Exteriores del Brasil y del Paraguay, firmaron el "Acta de Iguazú", una declaración conjunta que manifiesta la disposición de estudiar el aprovechamiento de los recursos hidráulicos pertenecientes en condominio a los dos países, en el trecho del Río Paraná "desde e inclusive el Salto de Siete Caídas hasta la naciente del Río Iguazú".

El 10 de abril de 1970 fue firmado un convenio de Cooperación Técnica entre la Administración Nacional de Electricidad del Paraguay y ELECTROBRAS del Brasil, en el que se establece elaborar un estudio del potencial hidráulico de la cuenca. El estudio, realizado por un consorcio externo a los países en cuestión, se presenta en octubre de 1972. El 26 de abril de 1973 se firma el Tratado de Itaipú mediante el cual se crea una entidad binacional denominada Itaipú para estudiar, proyectar, dirigir y ejecutar las obras. El costo de la obra se estimó en 20000 millones de dólares y demandó –en sus años de máximo empleo– poco más de 30000 personas. La operación de la primera unidad generadora se inicia el 5 de mayo de 1984. A la fecha se encuentran instaladas 18 unidades generadoras totalizando 12600 MW. La energía producida se divide en partes iguales en los dos países, siendo reconocido a cada país el derecho de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro para su propio consumo.

Fuente: Elaboración propia en base a Itaipú binacional

Gráfico 6

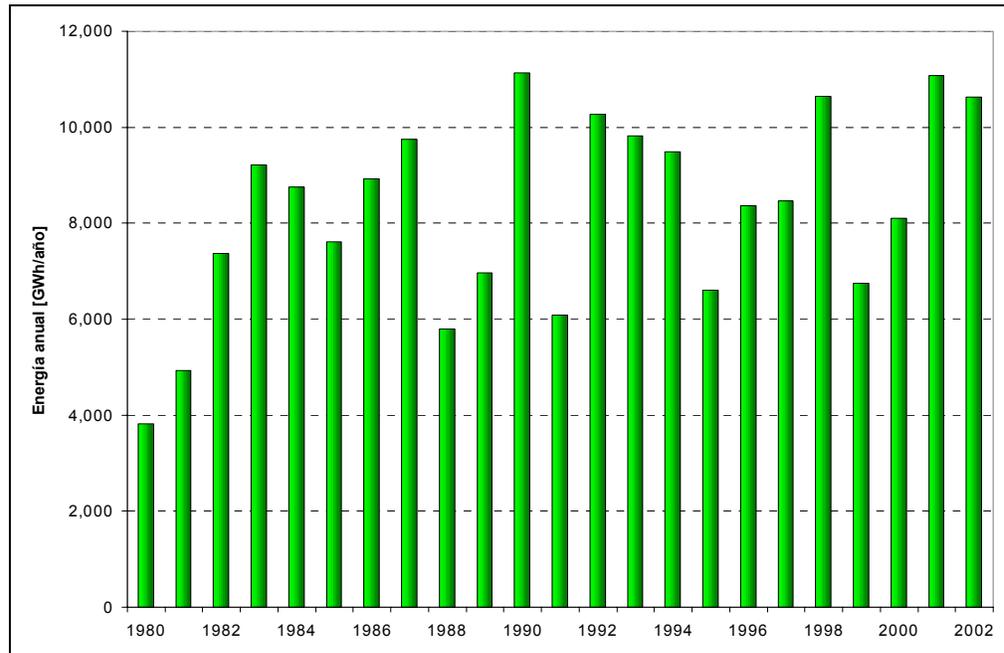
LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y EL CAUDAL ANUAL EN LA CENTRAL ITAIPÚ

Fuente: Itaipú binacional.

2. La interconexión eléctrica entre Argentina y Uruguay: la central binacional Salto Grande

La central Salto Grande (ubicada a 450 km al norte de Buenos Aires y a 500 km de Montevideo) es un proyecto que comienzan a desarrollar Argentina y Uruguay en el año 1938, fecha en que se realizan las primeras mediciones en terreno. En 1946 se firma el Convenio Binacional entre ambos países y se forma la Comisión Técnica de Salto Grande, integrada por igual número de delegados argentinos y uruguayos. La central hidroeléctrica binacional de Salto Grande, está equipada con 14 generadores agrupados de a 7 en cada margen, con una potencia total instalada de 1890 MW (135 MW cada una). El Centro de Control, tiene por misión operar el sistema eléctrico de Salto Grande y coordinar el accionar de la Empresa con los dos países a los que suministra su producción energética. Dicha coordinación se lleva a cabo a través de las comunicaciones con los organismos encargados del Despacho de Carga Argentino (CAMMESA) y Uruguayo (UTE), quienes manejan el sistema interconectado binacional. Con el fin de transportar la energía producida en la central hidroeléctrica de Salto Grande hacia los centros de consumo de Argentina y Uruguay, la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG) construyó entre los años 1977 y 1986 una red de transmisión con una tensión de 500 kV compuesta por seis subestaciones y 1300 km de líneas aéreas. De este conjunto de instalaciones, la CTMSG actualmente opera y mantiene sólo cuatro subestaciones (S-G-Argentina, S-G-Uruguay, Colonia Elía y San Javier), y las líneas que las vinculan entre sí y con la central hidroeléctrica, lo que ha recibido el nombre de "anillo común". Las restantes líneas y subestaciones fueron transferidas para su explotación a las empresas Agua y Energía Eléctrica de Argentina (AyEE) y Usinas y Transmisiones Eléctricas del Uruguay (UTE). El gráfico siguiente muestra la energía anual producida por la Central desde el año en que comienza en operación hasta el año 2002.

Gráfico 7
GENERACIÓN ANUAL DE ELECTRICIDAD DE LA CENTRAL BINACIONAL DE SALTO GRANDE (ARGENTINA-URUGUAY)



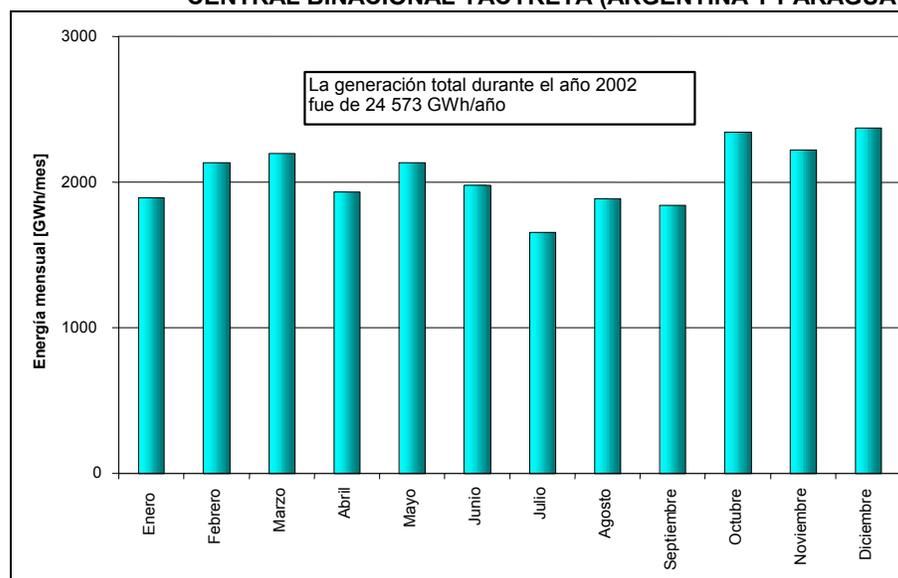
Fuente: Comisión Técnica Mixta de Salto Grande

3. La interconexión eléctrica entre Argentina y Paraguay: la central binacional Yacyretá

Yacyretá es un aprovechamiento energético binacional compartido entre la República del Paraguay y la República Argentina. Está constituido por 20 grupos generadores de 155 MW cada uno, lo que completa un total de 3.100 MW instalados. Las primeras unidades comienzan a generar en el año 1994. El gráfico siguiente muestra la generación de la central durante el año 2002.

Gráfico 8

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL AÑO 2002 DE LA CENTRAL BINACIONAL YACYRETÁ (ARGENTINA Y PARAGUAY)

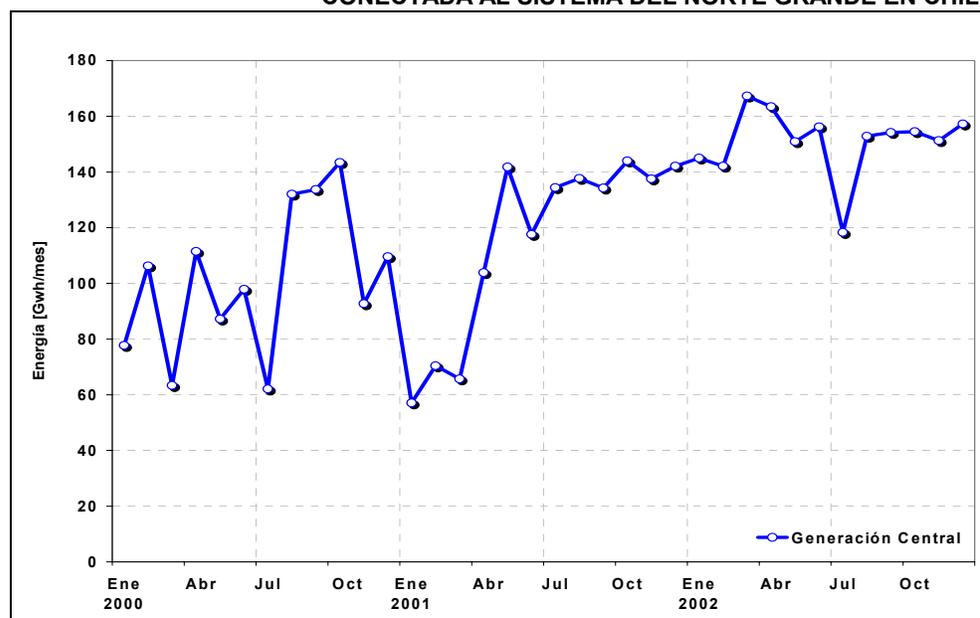


Fuente: Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina, CAMMESA, marzo 2003.

4. La interconexión eléctrica entre Argentina y el sistema del norte grande de Chile: la central Salta

Otro caso de interconexión entre países de América del Sur lo constituye la interconexión entre una central de ciclo combinado situada en la localidad de Salta Argentina y el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile. La central fue construida por una empresa chilena para generar electricidad haciendo uso del gas natural existente en el lado argentino y no está interconectada al sistema argentino. La potencia instalada es de 642 MW (tres unidades de 214 MW cada una), pero por problemas de confiabilidad del sistema chileno (el CDEC-SING) no es posible despachar la totalidad de la potencia. El gráfico adjunto muestra la energía mensual generada por la central desde el año 2000 en que fue puesta en servicio y en él se puede observar que nunca se superan los 167 GWh/mes (232 MW medios, aproximadamente un tercio de la potencia total instalada en la Central Salta). La línea de interconexión entre Chile y Argentina es de 408 km y de una potencia nominal de 777 MVA. Existen planes de interconectar la central Salta al sistema interconectado Argentino, en cuyo caso la línea construida podría utilizarse en mayor medida y transmitirse energía entre ambos países, tomando en consideración la confiabilidad del sistema.

Gráfico 9
**GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE LA CENTRAL SALTA EN ARGENTINA
 CONECTADA AL SISTEMA DEL NORTE GRANDE EN CHILE**



Fuente: CDEC SING, 2002

D. Resumen de importaciones y exportaciones de energía en América del Sur

El cuadro siguiente resume las importaciones y exportaciones de energía en América del Sur durante el año 2002. En este cuadro no se ha considerado como importación, la energía generada por las Centrales Binacionales que ha sido acordada al momento de la construcción de estas centrales como propias de cada país. Por el contrario, la energía transferida de una central binacional por sobre el valor acordado ha sido considerada como importación. Se observa que, si bien los traspasos de energía entre países existen, queda todavía un amplio espacio para el intercambio de energía.

Cuadro 3
RESUMEN DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN SUDAMÉRICA, AÑO 2002
 (gwh)

| | Desde | | | | | | | | | | Totales |
|----------------------------|--------------|----------|----------|----------|------------|-----------|---------------|----------|--------------|------------|---------------|
| | Argentina | Bolivia | Brasil | Chile | Colombia | Ecuador | Paraguay | Perú | Uruguay | Venezuela | Importaciones |
| Argentina | - | | | | | | 6 143 | | 1 908 | | 8 015 |
| Bolivia | | - | | | | | | | | | 0 |
| Brasil | 751 | | - | | | | 35 443 | | | 416 | 36 609 |
| Chile | 1 768 | | | - | | | | | | | 1 768 |
| Colombia | | | | | - | | | | | | 8 |
| Ecuador | | | | | 56 | - | | | | | 56 |
| Paraguay | | | | | | | - | | | | 0 |
| Perú | | | | | | | | - | | | 0 |
| Uruguay | 559 | | | | | | | | - | | 559 |
| Venezuela | | | | | 549 | | | | | - | 556 |
| TOTALES Exportación | 5 299 | 0 | 0 | 0 | 618 | 74 | 42 336 | 0 | 1 909 | 423 | |

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Las diferencias entre los totales y los valores parciales se deben a pérdidas y ajustes.

De igual manera en el cuadro siguiente se resume el avance alcanzado por las diferentes subregiones en cuanto a interconexiones eléctricas se refiere, la comparación se hace entre Centroamérica, Mercosur y CAN. Sin lugar a dudas al analizar las cifras se demuestra el alto potencial que posee la región para el aumento de la integración de los países que la conforman.

Cuadro 4

COMPARACIÓN DE SISTEMAS REGIONALES

| | Centro América | Región Andina | Mercosur |
|--|-------------------------------|--------------------------|--|
| Composición Generación | Térmico 49% Hidro 45% Otro 6% | Térmico 41% Hidro 59% | Térmico 28% Hidro 70% Nuclear 2% |
| Interconexiones [% Dem - GW] | 14 % | 6 % | 15 % |
| Reserva [% Gen - GW] | 33 % | 42 % | 36 % |
| Intercambios [% Dem – GWh] | 5 % | 2,1 % | 5,9 % |
| Potencial Actual Intercambios [% Dem – GWh] | 9,1 % | 5 % | 9,8 % |

Fuente: ISA, 2003.

II. Impactos ambientales de las interconexiones eléctricas internacionales

Los requerimientos energéticos de América del Sur son de enormes proporciones (681942 GWh/año; 159 GW de potencia instalada para generación, año 2000) con un crecimiento de un 65% (en términos de energía consumida) por década (1990 al 2000). Si se plantea satisfacer parte de estos requerimientos mediante interconexiones eléctricas internacionales es imprescindible conocer y considerar los impactos sociales y ambientales que ocurrirán y realizar un planteamiento para minimizarlos fomentando un desarrollo sostenible. El término impacto ambiental incluye aspectos físicos, tales como cambios en la cantidad y la calidad del agua, la erosión y la sedimentación del suelo. El reasentamiento de personas y la interrupción de sus formas de vida y sistemas productivos son formas de impacto social.

A. Impactos asociados a las líneas de transmisión de electricidad

En proximidades de las líneas se producen una serie de fenómenos que alteran el ambiente. Como toda infraestructura, la construcción de líneas tiene efectos sobre el entorno, lo que es preciso prevenir y reducir. Algunos son visibles y afectan el paisaje, otros están relacionados con la seguridad e implican medidas para evitar descargas y electrocuciones. Por otra parte, en los últimos años, se han realizado numerosos estudios tendientes a evaluar el efecto de los

campos electromagnéticos sobre las personas y animales que viven en lugares cercanos a las líneas de transmisión.

El mayor impacto de las líneas de transmisión de energía eléctrica se produce en los recursos terrestres. Se requiere una franja de servidumbre exclusiva para la línea, en donde no se prohíben el pastoreo o uso agrícola pero, en general, los otros usos son incompatibles. La construcción de la franja de servidumbre puede provocar la pérdida o fragmentación del hábitat, o la vegetación que encuentra en su camino. Estos efectos pueden ser importantes si se afectan las áreas naturales, como humedales o tierras silvestres, o si las tierras recién accesibles son el hogar de los pueblos indígenas.

Al ubicar líneas bajas o colocarlas cerca de actividades humanas (por ejemplo carreteras, edificios) se incrementa el riesgo de electrocución; se debe definir las normas técnicas internacionales que se emplearán en América Latina para reducir este peligro. Finalmente, las líneas de transmisión de energía crean campos electromagnéticos, por lo que se han promulgado normas en varios países europeos y en algunos estados de los Estados Unidos, que reglamentan esta situación, a pesar de que la comunidad científica no se ha pronunciado en forma categórica respecto a la relación entre el daño a la salud humana y la magnitud del campo eléctrico existente en el lugar de exposición.

B. Impactos asociados a los grandes proyectos de generación hidroeléctrica

En América del Sur, los mayores impactos sobre el medio ambiente asociados a las interconexiones internacionales se relacionan con la etapa de generación de la energía y, más específicamente, con los grandes proyectos de generación hidroeléctrica. Las centrales de ciclo combinado a gas natural, tales como TermoAndes que exporta energía al Norte de Chile desde Argentina, también ocasionan impactos ambientales que es necesario considerar.

Las grandes centrales hidroeléctricas tienen impactos ambientales a nivel regional y local, fundamentalmente debido a las modificaciones que producen en su medio físico, biótico y socio económico. La construcción de los embalses acarrearán pérdidas significativas de biodiversidad y ecosistemas, desplazamiento de personas y sus consecuentes problemas sociales, pérdida de yacimientos arqueológicos o de interés cultural y aumento de las enfermedades de origen hídrico.

Uno de los más importantes impactos ambientales negativos es el traslado y reasentamiento de poblaciones. Las usinas hidroeléctricas hoy en funcionamiento en Brasil han provocado el reasentamiento de cerca de 200.000 familias (ILSA, ITEM 1999). Estos traslados de personas han provocado la pérdida de fuentes de trabajo, cultura, identidad, sentido de pertenencia y relaciones sociales que difícilmente pueden ser compensadas. La nueva situación local resultante de los nuevos lagos ha traído consigo problemas de salud, afectación de las actividades de pesca y agricultura e inundaciones aguas abajo de las represas.

Además de estos impactos locales hay que considerar las emisiones de CH_4 y CO_2 proveniente de los lagos represados. Se ha sostenido que la generación hidráulica es "limpia" pues no genera dióxido de carbono derivado de la quema de combustibles fósiles. Sin embargo, algunos estudios han señalado que la descomposición orgánica de la biomasa sumergida en los lagos de las represas producen una emisión de CO_2 y CH_4 considerable. En el caso particular de la cuenca amazónica estas emisiones sólo serían menores que la derivada de la quema de combustibles fósiles para generar una cantidad similar de electricidad si se toman horizontes de por lo menos 100 años para la comparación. Si se consideran las emisiones gaseosas de una térmica y las de una represa para la misma generación de electricidad en períodos de tiempo menores entonces las ventajas ambientales de la hidroelectricidad se desvanecen.

La valoración de los efectos ambientales mencionados también ha tenido una evolución temporal. Hace un par de décadas atrás el principal efecto considerado era el problema del traslado y reasentamiento poblacional tratado muy tangencialmente, y la preocupación ambiental no pasaba más allá de una declaración de intenciones que poco o nada se materializaba en acciones concretas. Así por

ejemplo, la cuestión del ambiente se mencionó específicamente en la introducción del Tratado de Asunción, que estableció el marco de preparación del Mercosur en 1991. En el acuerdo se destacó que la integración regional ayuda a ampliar los mercados nacionales a través del "... uso más eficiente de los recursos disponibles y la preservación del ambiente...". Sin embargo, estas declaraciones aún no se materializan concretamente. Sin embargo, hoy en día el tema ambiental se ha transformado en una condición ineludible como por ejemplo en el caso de la elevación de la cota de operación de la represa binacional Yacyretá (Argentina y Paraguay).

En las secciones siguientes se expone brevemente lo que ha sucedido desde el punto de vista ambiental en los principales proyectos hidroeléctricos de interconexión del Cono Sur.

1. Impactos ambientales del proyecto Itaipú

La represa de Itaipú ocasionó entre 1974 y 1976 el desplazamiento de 8.000 familias y la desaparición de varios poblados, lo que fue seguido de movilizaciones y protestas de los damnificados. Se perdieron hábitats, sitios arqueológicos y bellezas naturales debajo de un espejo de agua de 1.400 km² que tuvo impactos en el microclima de la zona, en el ciclo hidrológico de la cuenca, el ecosistema acuático, la salud de los pobladores ribereños, entre otros.

Las consecuencias ambientales de la construcción de Itaipú fueron enormes, sin embargo, con esfuerzos binacionales, muchas de las especies en peligro fueron salvadas. Hoy en día alrededor del 50% de lo que podría haberse perdido permanece. Las precauciones y planeación ambiental asumida por los gobiernos de Brasil y Paraguay, luego de advertir los efectos producidos por la represa, permitieron monitorear y controlar mayores daños.

Al año 1974 alrededor del 85% del bosque alrededor de la porción paraguaya del río Paraná había sido destruido. Tal degradación del hábitat natural de la región dio lugar al desarrollo de estudios y de regulaciones de los impactos ambientales.

La primera de estas medidas comenzó en 1977 con la formación de un Comité del Instituto de Bosques de la Universidad Federal del Paraná, en Brasil, que debía realizar un Inventario del Bosque. Antes de 1978 fue elaborado un documento común entre el comité de Inventario del Bosque y la Entidad Binacional Itaipú, denominado "Alarma ecológica automática para la región de Itaipú ". Apoyados por los gobiernos de Brasil y Paraguay fue puesto en marcha la operación "Gralha Azul", la que tenía los objetivos principales siguientes:

- Justificar y supervisar la situación del bosque del lago artificial.
- Promover y realizar la plantación de bosques en áreas explotadas y deforestadas.
- Establecer el presupuesto y el proceso del desarrollo del bosque en áreas a lo largo de las zonas próximas al río para propósitos ecológicos y recreacionales.

Como resultado de las recomendaciones y de los estudios de las consecuencias para el medio ambiente hechos por Itaipú binacional, aproximadamente 105000 hectáreas afectadas por el proyecto han sido protegidas por la creación de reservas biológicas. Los acuerdos bilaterales firmados por Brasil y Paraguay han resultado ser eficaces en salvar las tierras destruidas, la protección y la preservación del bosque.

2. Impactos ambientales del proyecto Yacyretá

El anuncio de Brasil y Paraguay de construir una presa en Itaipú, en el río Paraná, motivó la preocupación de Argentina en relación con los efectos medioambientales en los tramos de aguas abajo; consecuentemente este país exigió que fuera consultado durante la fase de proyecto. En 1979 se llegó a un acuerdo en el que se aceptó la construcción de las presas de Itaipú -que interesa a Brasil y Paraguay-, y de Yacyretá, promovida por Argentina.

Éste es quizás el proyecto hidroeléctrico más cuestionado de la región. Desde el comienzo, el estudio de factibilidad, por ejemplo, no tuvo en cuenta el hecho de que las condiciones geográficas y del suelo del lugar de la represa, sobre el borde paraguayo, eran inadecuados.

Las obras civiles se iniciaron en 1984 y terminaron en 1992, el embalse se llenó en 1994 a cota 76 metros sobre el nivel del mar (msnm) en la sección Posadas-Encarnación. La capacidad total programada de la central, al nivel final de su embalse, es de 2700 megawatts. Actualmente, las obras de ingeniería y las electromecánicas están totalmente terminadas y las 20 turbinas en pleno funcionamiento, pero el embalse está a un nivel inferior al programado, por los numerosos problemas ambientales y sociales que no han sido encarados.

Con el objetivo de minimizar los efectos potencialmente traumáticos de las relocalizaciones y atender otras necesidades sociales de la población afectada, en materia de capacitación laboral, educación, salud, regularización documentaria, adaptación a las nuevas viviendas, se elaboró e implementó el Plan de Acción Social (PAS) en el período 1989-1990.

A fines de 1991, con la construcción de las obras ya muy adelantadas, se abrieron consultas para el diseño de planes de mitigación de impactos ambientales y de relocalización

En 1992 se elabora el Programa de Medio Ambiente y Reasentamiento cuyo propósito es consolidar y ejecutar el Plan Maestro de Manejo Ambiental (PMMA) y el Plan de Acción para el Reasentamiento y Rehabilitación (PARR). El PMMA tiene como objetivos proporcionar los mecanismos que ayuden a prevenir, controlar, minimizar y compensar los daños que se causen a los ecosistemas y comunidades, así como proteger áreas de alto valor ecológico, social y cultural en la zona de influencia del proyecto.

Los aportes de la sociedad civil no fueron debidamente tenidos en cuenta, lo que derivó en planes insuficientes, e inadecuados. Así fue como la primera etapa del llenado del embalse, realizada en agosto de 1994, dejando graves problemas sin resolver.

Según datos de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), la población urbana y rural afectada por las cotas 76-78 alcanza a 2.065 familias paraguayas y 1.745 familias argentinas de las cuales fueron relocalizadas aproximadamente la mitad (54% en Paraguay y 46% en Argentina).

Hasta este momento no se ha llevado a cabo una evaluación de los alcances reales de los impactos económicos, sociales y ambientales del Proyecto Yacyretã, al nivel actual del embalse, ni se han cumplido todos los planes de relocalización, de implementación de nuevos servicios e infraestructuras y mitigación de impactos que debían concretarse como condición del llenado del embalse a cota 76.

En particular Yacyretá, además de los impactos ambientales y sociales asociados a todas las represas ya mencionados, ha tenido impactos negativos en los esteros del Iberá unos sesenta kilómetros al sur, debido a filtraciones del embalse que han elevado su nivel amenazando su ecosistema. Esta represa además ha tenido graves problemas de corrupción. Del costo inicial de 1.500 millones de dólares ha terminado costando 8.500 millones de dólares. Una evaluación el Panel de Inspección del propio Banco Mundial fue muy negativa y obligó al Banco a revisar su compromiso con el proyecto, negándose a financiar el aumento de cota de operación de la represa.

Según datos de la EBY, la operación de la central a cota reducida ha significado que la empresa ha dejado de facturar del orden de 750 millones de dólares por energía incremental no producida. Esto ha llevado al desarrollo de un nuevo Plan Estratégico (PEY 2002), que implica el establecimiento de un nuevo modelo de gestión que permitiría la operación a cota 84 msnm para junio de 2008. Durante el plazo de ejecución del PEY hasta alcanzar la cota definitiva, la empresa habrá dejado de percibir 965 millones de dólares adicionales.

En el PEY está contemplado un proceso de actualización del PARR y del PMMA los que serán incorporados al cronograma de terminación de las obras, de manera de vincular su realización con la puesta en marcha del plan de llenado.

La actual versión del PMMA (versión 2002) incorpora las recomendaciones y aportes de la ciudadanía, organizaciones gubernamentales y no gubernamentales. Adicionalmente, como parte de la actualización de las políticas de la institución a las demandas ambientales, EBY aprobó el Programa Marco de Actividades Ambientales Recurrentes. Dicho instrumento incorpora los costos de los programas de monitoreo, mitigación, control y manejo de los cambios ambientales generados por el embalse, y los costos de operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica durante toda su vida útil, asegurando su financiamiento con recursos provenientes de la generación de energía. Más aún, EBY ha tomado la decisión de implantar un sistema de gestión ambiental basado en la norma ISO 14000, que incluye la certificación de Yacyretá bajo esta normativa internacional.

3. Impactos ambientales del proyecto Salto Grande

La represa hidroeléctrica Salto Grande, proyecto binacional Argentino-Uruguayo, ha destacado frente a otros proyectos por incorporar desde un principio la variable ambiental, en efecto, desde el inicio de las obras en 1974, la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG) realiza estudios ambientales que le permiten obtener un importante conocimiento ecológico y ejecutar acciones específicas de vigilancia ambiental. De esta manera Salto Grande representa uno de los pocos grandes proyectos hidroeléctricos del mundo cuyos efectos ambientales fueron investigados y previstos cuidadosamente (Ver recuadro 5).

En 1978 la CTMSG firma un convenio con el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) para la realización de un estudio de impacto ambiental que finalizó en 1983 y cuyos resultados delinearon el Programa de Vigilancia Ambiental Permanente, actualmente en ejecución.

En el presente, la comisión tiene incorporada en su estructura orgánica, una unidad específica para el tratamiento del Medio Ambiente con el Departamento de Ecología, en el cual participan profesionales y técnicos especializados a través de convenios que el Organismo Binacional mantiene con Universidades y otras Instituciones Académicas de ambos países.

Para garantizar la calidad de agua del embalse se fijaron normas de protección acordadas por los Gobiernos de ambos países; para el llenado del mismo se aplicó un modelo matemático con el mínimo impacto posible y se estableció un Programa de Vigilancia y control de sustancia contaminantes.

Respecto de la flora y la fauna silvestres, se efectuaron relevamientos florísticos-faunísticos, estudios de comportamiento y ecología de poblaciones. Las acciones más destacadas consistieron en el salvataje de fauna, en la deforestación del lago a nivel mínimo imprescindible y en la delimitación de áreas protegidas.

Con el propósito de minimizar efectos negativos al proceso migratorio de la fauna íctica se instaló, sobre la estructura de la central, un sistema de transferencia de peces. Se realizaron además, estudios sobre las variaciones en la composición de la fauna íctica y experiencia de piscicultura de especies autóctonas.

El caso de la represa hidroeléctrica Salto Grande, con sus 1.890 MW instalados, puede ser exhibido como un megaproyecto, que, fruto de acuerdo binacionales ha atenuado en buena manera los impactos ambientales asociados a la generación hidráulica de electricidad. Incluso ha tomado debidamente en cuenta los usos del agua para fines domésticos, para riego, y para la navegación.

UN GRAN SALTO A FAVOR DEL MEDIOAMBIENTE

El cumplimiento del convenio implica por lo tanto la identificación de aquello que estorbe o restrinja las utilidades del agua, la evaluación de sus efectos, la determinación de las causas o su origen y la implementación de acciones preventivas o correctivas.

Cuando se iniciaron las obras, en el año 1974, la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande incorpora en sus actividades estudios ambientales que le permitieron obtener un importante conocimiento ecológico, realizar acciones específicas de evaluación de efectos ambientales y plantear recomendaciones a sus autoridades y a los gobiernos respectivos. A partir del año 1975, la CTMSG con la participación de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente Humano de la República Argentina y el Instituto Nacional Para la Preservación del Medio Ambiente (INPMA) de la República Oriental del Uruguay se establecen pautas generales sobre el enfoque metodológico para estudiar la problemática ambiental en el área.

Entre los años 1978 y 1983 la CTMSG convino con el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente la realización del Programa de Desarrollo Ambiental para el cual recibió un importante aporte, jerarquizando así la dimensión ambiental incorporada al proyecto.

Con la formación del embalse en 1979, el área de Ecología queda incorporada definitivamente a la estructura gerencial de explotación de la obra, iniciando un nuevo programa denominado Programa de Vigilancia Ambiental Permanente (PVAP) que reviste características de ser continuo, siendo su aplicación paralela a la operación y explotación del aprovechamiento. De esta forma la dimensión ambiental adquiere otra perspectiva al incorporarse como factor decisivo en la gestión que sobre Desarrollo e Integración Regional ejecuta la CTMSG.

El propósito de este Plan es la implementación de un programa integrado de acciones de estudio, vigilancia y control, que permitan obtener información sobre la estructura y funcionamiento del medio ambiente, con el objeto de facilitar la toma de decisiones para un adecuado manejo de la etapa de operación de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande, es decir, para el logro de un funcionamiento y una producción con el menor costo ambiental posible.

Para la elaboración de este Plan se han tomado como referencia, el Convenio de Salto Grande del año 1946 y como criterio metodológico, el Manual de Gestión Ambiental para Obras Hidráulicas de la R.A. (Res. 475 y 718 S.E.), habiéndose consultado también los planes de gestión ambiental de otros emprendimientos.

Mediante la primera resolución citada se obliga a las empresas del sector energético a la implementación de acciones o programas Ambientales dentro de un marco de Desarrollo Regional.

A través de la segunda se indica que tales acciones o programas deben ajustarse al Manual de Gestión Ambiental para Obras de Aprovechamiento Energético que forma parte de la misma resolución y que el costo asociado deberá estar incluido dentro del presupuesto de operación.

En diciembre de 1946 fecha en que la República Argentina y la República Oriental del Uruguay suscribieron el Convenio por el cual se creó la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), se establecieron las condiciones en las que se realizaría el aprovechamiento y se fijaron los criterios de preservación de los recursos hídricos e ícticos que debían respetarse.

En su artículo 3 establece que la CTMSG dictará su reglamento técnico administrativo y formulará el plan de trabajo, ajustando su cometido a las siguientes reglas y principios que las Altas Partes Contratantes acuerdan a este propósito *"Las diversas utilidades de aguas tendrán el siguiente orden de prioridad y no se permitirá ninguna utilización que las estorbe o restrinja"*:

- Utilización con fines domésticos y sanitarios.
- Utilización para navegación.
- Utilización para producción de energía.
- Utilización para riego.

Asimismo la Comisión solicita de los Gobiernos las medidas necesarias para la conservación de la riqueza ictiológica.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de CTMSG.

4. Otras centrales binacionales en etapa de proyecto y consideraciones ambientales a tomar en cuenta

Están en carpeta aún otros dos grandes proyectos hidroeléctricos en América del Sur: El aprovechamiento hidroeléctrico de Garabí en el alto Uruguay con un potencial de 1.800 MW y la represa Corpus Christi sobre el Río Paraná en Misiones de 2.900 MW de potencia posible. Existen también otros aprovechamientos menores como el de Río Bermejo (frontera con Bolivia) con aproximadamente 300 MW de potencia, Chihuido II sobre el Río Neuquén (228 MW) y otros 5

proyectos menores que agregarían otros 350 MW de potencia instalada. En relación con la represa de Corpus Christi, también sobre el Paraná aguas arriba de Yacyretá, cabe recordar que un plebiscito realizado en 1995 en Misiones dio un resultado opuesto a su construcción. La Secretaría de Argentina en su Prospectiva 1999, señala que "...sólo impulsará aquellos proyectos que cuenten con la aprobación por parte de la comunidad involucrada y las autoridades locales correspondientes". Si esto fuera así la represa de Corpus Christi no sería construida.

Las instituciones ambientales, al igual que los entes reguladores del sector eléctrico, han adquirido identidad nacional. Los estudios de impacto ambiental ya no se ven como una exigencia exógena a los proyectos y motivada por algunas organizaciones o por mandato de la Ley: hoy en día se consideran parte esencial del estudio de factibilidad de los proyectos, un engranaje de los mismos.

De esta manera los grandes proyectos hidroeléctricos ya sean nacionales o internacionales deberán considerar seriamente la variable ambiental para llegar a desarrollarse, debido a los enormes impactos que éstos tienen sobre su entorno.

En lo que a ligazones internacionales se refiere, los temas ambientales más sensibles son coincidentes con los correspondientes a las líneas nacionales de transporte. En este sentido, carece de importancia práctica que la línea cruce o no una frontera entre países. Desde luego, cuando se trata de una ligazón internacional, su construcción enfrenta dos marcos normativos ambientales diferentes. Pero con ellos ocurre lo mismo que con las disposiciones laborales que, aunque diferentes entre los países a ligar, no generan la clase de disyuntivas o de problemas que ocurren en los marcos regulatorios de carácter eléctrico, debido a que la jurisdicción de las normas ambientales está limitada por las fronteras de los países. Puede, por ejemplo, adoptarse para una línea la normativa ambiental más exigente, o la normativa ambiental que rija en cada lugar.

El párrafo anterior no significa que unas acciones efectuadas en un país no tengan efectos ambientales en el otro y que, por consiguiente, no tengan que considerarse todos los marcos ambientales integrados. La interrelación ambiental mencionada es frecuente en el caso de ligazones eléctricas internacionales.

C. La consideración de las energías renovables y la generación mediante generadores de tamaño mediano en futuras interconexiones eléctricas internacionales

Desde un punto de vista netamente económico, el abastecimiento de energía eléctrica mediante grandes centrales de generación presenta dos ventajas: por un lado, es posible desarrollar sistemas de mayor rendimiento y, por otro lado, el tamaño posibilita el acceso a economías de escala que se hacen muy atractivas dados los altos costos de capital asociados a estos proyectos. Sin embargo, cada vez con mayor fuerza se están visualizando los efectos negativos que produce el factor tamaño, y al mismo tiempo se desarrollan alternativas y tecnologías más competitivas que pueden hacer factible la introducción de cambios importantes en los sistemas de generación eléctrica.

Es así como, en primer lugar, el factor tamaño en el caso de las centrales hidráulicas, como ya se ha visto, produce grandes impactos sobre el medio ambiente tanto a nivel local como global. En el caso de las centrales térmicas, la quema de combustibles fósiles produce emisiones de una gran cantidad de gases contaminantes, entre los que se cuentan por ejemplo, material particulado, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, óxidos de carbono, entre otros. Estos gases afectan directamente la salud de la población, producen la lluvia ácida con consecuencias graves para la producción agrícola y los ecosistemas. En el caso de la salud de las personas, la emisión de estos gases se encuentran asociadas a afecciones respiratorias, irritaciones, alergias y asma. Adicionalmente la quema de combustibles fósiles produce importantes emisiones de CO₂, gas causante del efecto invernadero que produce el cambio climático. Por otra parte, al ser mayor la cantidad de energía generada, ésta debe ser transportada a través de grandes distancias para abastecer a una mayor cantidad de usuarios finales con altos costos de

infraestructura, las consiguientes pérdidas por transmisión y los efectos ambientales anteriormente descritos.

En respuesta a estos efectos, se ha desarrollado el concepto de generación realizada con equipos de un tamaño menor que el hasta hoy empleado, pero de un número mayor, y geográficamente distribuidos en extensiones mayores. Las redes de transporte de energía son también de menor tamaño y el voltaje de transmisión es menor. Con ello, el impacto ambiental es sustancialmente menor. Adicionalmente, la vulnerabilidad del sistema también mejora ya que el sistema no queda dependiente de grandes instalaciones sino que de una multiplicidad de ellas de tamaño menor, de modo que la posibilidad de un apagón generalizado se reduce notablemente. Sin embargo, en tanto no se cuantifiquen económicamente las externalidades antes citadas, el costo de generación mediante centrales de menor tamaño será mayor que el que se logra con centrales de tamaño mayor. Prácticamente por las mismas razones, para el inversionista no le resulta rentable la generación mediante energías renovables, a no ser que reciba alguna retribución económica debido a que su impacto en el medioambiente es bajo. El cuadro 6 muestra, en forma comparativa, los órdenes de magnitud de los costos de la energía generada mediante centrales de tamaño mediano y convencionales de gran tamaño. Se entiende como costo de la energía aquél que permite rentabilizar la inversión y financiar los costos fijos y variables durante toda la vida útil estimada de cada esquema de generación.

Cuadro 5

COSTOS DE GENERACIÓN PARA DISTINTAS TECNOLOGÍAS

| Costos | Unidades | Hidro pequeña | Eólica | Biomasa | Fotovoltaica | Convencional* |
|-----------------|-------------------|---------------|-------------|-------------|---------------|---------------|
| Costo energía | US\$/kWh | 0,03 – 0,10 | 0,07 – 0,20 | 0,10 – 0,20 | 0,70 – 2,50 | 0,012 – 0,02 |
| Costo inversión | US\$/kW instalado | 1000 - 5000 | 1000 – 2000 | 2000 - 3000 | 10000 - 20000 | 500 - 1200 |
| Vida útil | años | >30 | >10 | >20 | 20 | >20 |

Fuente: Scheutzlich, 2002.

Notas: * Rango para hidráulica, ciclo combinado gas natural y carbón-petcoque.

Para que los generadores de menor tamaño y las energías renovables formen parte de la matriz energética de los sistemas interconectados de América Latina se requerirá plantear una política que, por ejemplo, premie a las empresas que incorporen una cierta cantidad de electricidad generada de esta forma. En otras palabras, se tendrá que plantear una política de fomento de la generación en base a centrales de tamaño mediano y mediante fuentes renovables, de modo de definir un marco en que estos sistemas resulten rentables para el inversionista y, al mismo tiempo, no demasiado onerosos para el usuario. Así se ha entendido en el sistema interconectado de Europa, donde existe un tratamiento especial tanto a los generadores de mediano tamaño como a la generación mediante energías renovables.

III. Beneficios económicos de futuras interconexiones eléctricas en los países de América del Sur

A. La interconexión eléctrica en América Central

La evaluación económica del proyecto de interconectar los países de América Central muestran una rentabilidad del 25,1%. Los estudios han estimado los beneficios por país valorizando los costos diferenciales de servir la demanda de cada uno de ellos con base en el concepto de costos marginales, (incluyendo los ahorros en costos de inversión y los ahorros en costos de explotación de las plantas de generación). Sobre la base de la diferencia entre lo que paga la demanda de cada país en los escenarios de referencia y lo que paga en los escenarios coordinados se calcularon los ahorros que se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro 6

AHORROS ASOCIADOS A LA INTERCONEXIÓN EN CENTROAMÉRICA

| País | Miles de pesos |
|-------------|----------------|
| Guatemala | 176,1 |
| El Salvador | 102,5 |
| Honduras | 79,9 |
| Costa Rica | 56,5 |
| Panamá | 70,2 |
| Total Istmo | 513,8 |

Fuente: SIEPAC, 2001.

B. Beneficios económicos potenciales al año 2010 de la interconexión eléctrica de los países sudamericanos: disminución global de los costos de generación

Como se ha dicho, al interconectarse los países, uno de los beneficios que se producen es el económico. Una de las formas de calcular este beneficio consiste en asumir que se realizan interconexiones eléctricas en puntos específicos de diversos países y calcular el ahorro en costos de generación que se produce por el hecho de disponer de esta interconexión. Para que el cálculo sea realista se debe limitar la potencia a transmitir por cada interconexión a la cifra de diseño de la línea de interconexión.

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) integrada por los países miembros de la región sudamericana (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela) realizó un primer análisis de los ahorros en costos de generación en un escenario en que al año 2010 se construyan las líneas detalladas en el cuadro siguiente.

Cuadro 7

LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN PROYECTADAS AL 2010

| De | A: | Potencia [MW] |
|---------------------------------|-----------|---------------|
| Perú | Ecuador | 400 |
| Ecuador | Colombia | 400 |
| Colombia | Venezuela | 1 000 |
| Chile | Perú | 400 |
| Brasil SE | Argentina | 1 000 |
| Total interconexiones simuladas | | 3 200 |

Fuente: CIER, 199^o.

El análisis supone operativas las líneas de transmisión existentes o en etapa de construcción indicadas en el cuadro siguiente.

Cuadro 8

PROYECTOS APROBADOS O EN EJECUCIÓN

| Países | Ubicación | Potencia |
|------------------|--------------------------------------|----------------|
| Brasil - Uruguay | Livramento (Br) - Rivera (Ur) | 70 MW |
| Brasil - Uruguay | Puente Medici (Br) - San Carlos (Ur) | 300 MW |
| Brasil-Venezuela | Boa Vista (Br) - El Guri (Ve) | 60 MW (200 MW) |
| Ecuador - Perú | Guayaquil (Ec) - Piura (Pe) | En proyecto |
| Ecuador - Perú | San Ildefonso (Ec) - Zorritos (Pe) | 70 MW |
| Colombia-Ecuador | Pasto (Co) - Quito (Ec) | 100 MW |
| Argentina-Brasil | Rincón S. M. (Ar) - Garabi (Br) | 1 000 MW |
| Argentina-Brasil | Rincón (Ar) - Itá (Br) | 2 000 MW |

Fuente: BID, 2001 y Coral, 2002.

En un escenario en que se dispone de las interconexiones antes citadas, es posible transferir energía eficientemente de un país a otro con lo cual se reducen los costos operativos de generar la energía requerida por los países. La disminución de los costos de generación se puede evaluar, y el resultado económico es el que se obtiene en el cuadro siguiente.

Cuadro 9

REDUCCIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN ASOCIADOS A LA INTERCONEXIÓN

| AÑO 2010 | Costos operativos [millones de dólares/año] | | Ahorros [millones de dólares/año] |
|--|---|-------------------|---|
| | Sin interconexión | Con interconexión | |
| Ahorro debido a la interconexión Perú, Ecuador, Colombia, Venezuela | | | |
| Perú | 318,7 | 409,9 | -91,2 |
| Ecuador | 542,7 | 145,8 | 396,9 |
| Colombia | 269,2 | 222,5 | 46,7 |
| Venezuela | 121,8 | 163,6 | -41,8 |
| Subtotal | 1252,4 | 941,8 | 310,6 |
| Ahorro debido a la interconexión entre Perú y Chile | | | |
| Perú | 321,3 | 236,6 | 84,7 |
| Chile | 374,7 | 398,9 | -24,2 |
| Subtotal | 696,0 | 635,5 | 60,5 |
| Ahorro debido a la interconexión entre Brasil y Argentina | | | |
| Brasil – Sureste | 500,3 | 377,0 | 123,3 |
| Brasil – Sur | 207,3 | 207,1 | 0,2 |
| Brasil – Noreste | 189,4 | 197,7 | -8,3 |
| Brasil – Norte | 1,9 | 2,0 | -0,2 |
| Argentina – Mercado | 258,3 | 224,6 | 33,7 |
| Argentina – Comahue | 46,6 | 37,4 | 9,3 |
| Subtotal | 1203,8 | 1045,8 | 158,0 |
| Total ahorros [millones de dólares/año] | | | 529,1 |

Fuente: CIER, 1999a y CIER, 1999b.

Así, los estudios muestran que es económicamente importante la construcción de un “corredor energético” que va del Pacto Andino hasta el Cono Sur. En la región del Pacto Andino, se observa una posibilidad de exportación de Venezuela para Colombia que, a su vez, exportaría para Ecuador. A su vez, en el Cono Sur, existe un intercambio binacional de energía eléctrica entre Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay,² Uruguay y Brasil.

¿Quiénes ganan y quiénes pierden al realizarse interconexiones eléctricas? Existe un escenario en el que nadie pierde y todos ganan. Ganan los usuarios finales porque se obtiene energía desde el lugar en que resulta económicamente más barato, porque mejora la confiabilidad del sistema al disponerse de nuevas fuentes energéticas, y porque las posiciones dominantes de las empresas se ven contrarrestadas, al menos en parte, por la presencia de nuevos agentes. Aparece un nuevo negocio, el de la importación y exportación de energía eléctrica, el que tendrá ingresos y/o rentabilidad para los que en él inviertan y/o trabajen. Ganan las empresas generadoras del país que exporta energía, abriéndoseles una nueva fuente de ingresos. Eventualmente pierden los generadores del país importador que queden desplazados por el ingreso de energía barata. Es el punto que habrá que regular. En el límite si sólo se compra a través de la interconexión la energía requerida para abastecer el incremento de demanda del país importador o para abastecer el déficit energético causado por circunstancias climáticas, todos ganan con la interconexión eléctrica. En el otro extremo si se construye una interconexión que deja fuera del negocio a un conjunto relevante de generadores del país que importa se producirán no sólo pérdidas para estas empresas sino una natural inquietud en participar de un negocio riesgoso.

En el cuadro siguiente se muestra un listado de las principales ligazones eléctricas en América del Sur, tanto aquellas operativas como las que están en estudio. Adicionalmente, se ha incluido dos mapas en que se muestra la ubicación geográfica de cada una de estas instalaciones.

Cuadro 10

2 La exportación se puede hacer de manera indirecta, a través del aumento de la transferencia de la energía de Itaipú para Brasil; que sería compensada por el aumento del uso de Yacyretá.

LIGAZONES ELÉCTRICAS INTERNACIONALES MAYORES

| Países | Ubicación | Tensiones | Potencia | Observaciones |
|----------------------|--|------------------|-------------------|-------------------------|
| Argentina ↔ Brasil | Rincón S. M. (Ar) - Garabi (Br) | 500 kV | 1000 MW | Operativa |
| Argentina ↔ Brasil | Paso de los Libres (Ar) - Uruguayana (Br) | 132/230 kV | 50 MW | Operativa (50/60 Hz) |
| Argentina ↔ Brasil | Rincón (Ar) - Itá (Br) | 525 kV | 2000 MW | Operativa |
| Argentina ↔ Brasil | Yacyretá (Ar) - Foz de Iguazú (Br) | 500 kV | 1200 MW | En proyecto (*) |
| Argentina ↔ Brasil | Yacyretá (Ar) - Porto Alegre (Br) | 500 kV | 600 MW | En proyecto (**) |
| Argentina ↔ Chile | Mendoza (Ar) - Santiago (Cl) | 220 kV | 150/200 MW | En proyecto |
| Argentina ↔ Chile | Central TermoAndes (Ar) - Norte Grande (Cl) | 345 kV | 380 MW | Operativa |
| Argentina ↔ Paraguay | Clorinda (Ar) - Guarambaré (Py) | 132/220 kV | 80 MW | Operativa |
| Argentina ↔ Paraguay | El Dorado – Carlos Antonio Lopez | 132 kV | 30 MW | |
| Argentina ↔ Paraguay | Salidas de Central Yacyretá | 500/220 kV | 800/130 MW | Operativa |
| Argentina ↔ Paraguay | NO Argentino (Ar) - Asunción (Py) | | | En estudio (***) |
| Argentina ↔ Uruguay | Anillo de Central Salto Grande (Colonia Elía (Ar) - San Javier (Uy)) | 500 kV | 1000 MW | Operativa |
| Argentina ↔ Uruguay | Concepción (Ar) - Paysandú (Ur) | 150/132 kV | 100 MW | Operativa |
| Brasil ↔ Paraguay | Salidas de Central Itaipú | 220/750 CC | 6300 MW | Operativa (60/50 Hz) |
| Brasil ↔ Paraguay | Foz de Iguazú (Br) - Acaray (Py) | 132 kV | 70 MW | Operativa (60/50 Hz) |
| Brasil ↔ Uruguay | Livramento (Br) - Rivera (Ur) | 150/230 kV | 70 MW | En ejecución (50/60 Hz) |
| Brasil ↔ Venezuela | Boa Vista (Br) - El Guri (Ve) | 230/400 kV | 60 MW (200 MW) | Operativa |
| Ecuador ↔ Perú | El Alamor (Ec) - Piura (Pe) | | | Operativa |
| Ecuador ↔ Perú | Guayaquil (Ec) - Piura (Pe) | | | Proyecto |
| Ecuador ↔ Perú | San Ildefonso (Ec) - Zorritos (Pe) | 230 kV | 70 MW | En proyecto |
| Colombia ↔ Venezuela | Cuestecita (Co) - Cuatricentenario (Ve) | 230 kV | 150 MW | Operativa |
| Colombia ↔ Venezuela | Tibú (Co) - La Fría (Ve) | 115 kV | 80 MW | Operativa |
| Colombia ↔ Venezuela | San Mateo (Co) - Corozo (Ve) | 230 kV | 150 MW | Operativa |
| Colombia ↔ Ecuador | Ipiales (Co) - Tulcán/Ibarra (Ec) | 115/138 kV | 40 MW (113 MW) | Operativa |
| Colombia ↔ Ecuador | Pasto (Co) - Quito (Ec) | 230 kV | 100 MW | En proyecto |

Fuente: Elaboración propia.

Notas:

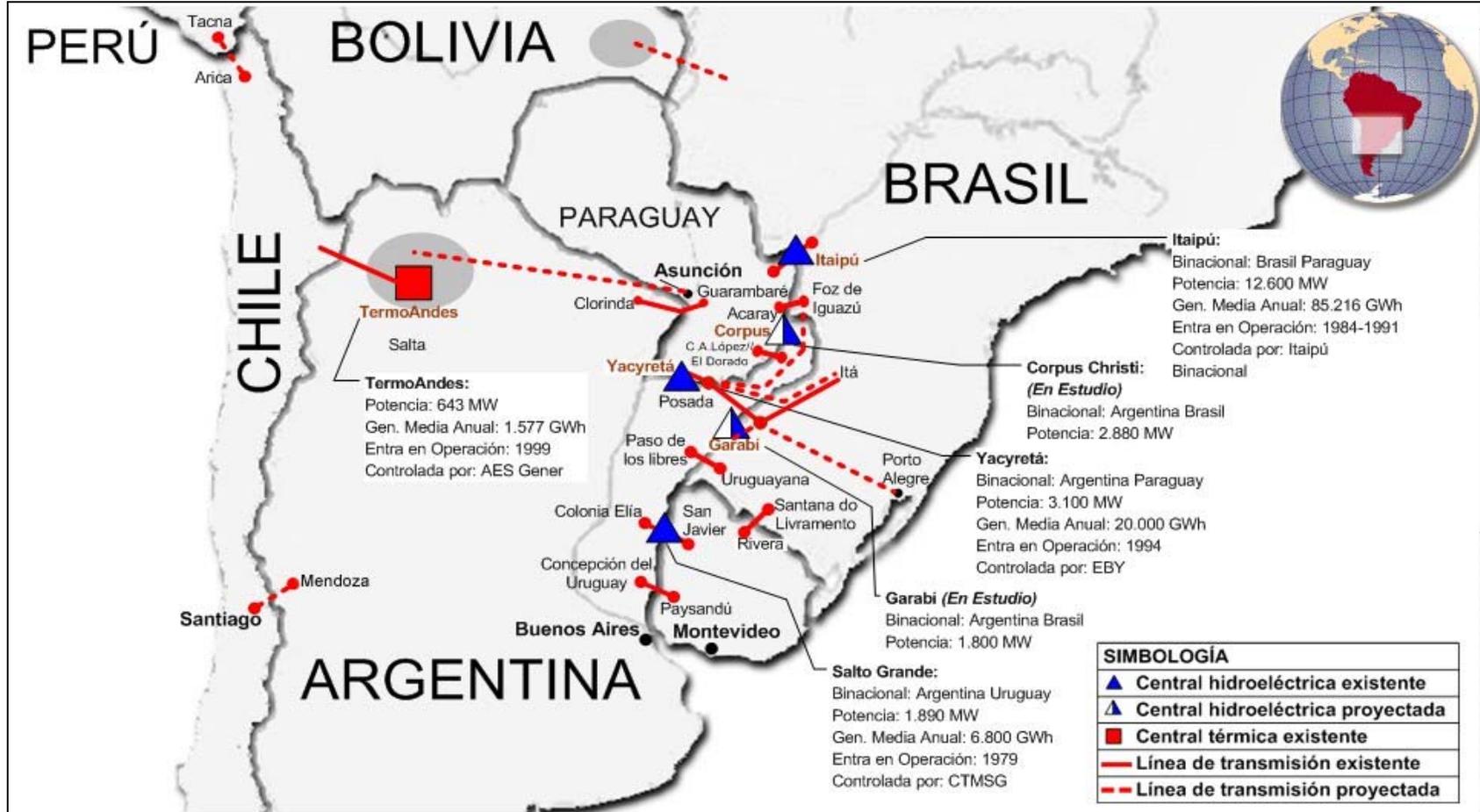
(*) Este proyecto se completa con la construcción en Brasil de una interconexión desde Foz de Iguazú hasta San Pablo y en el lado Argentino una nueva línea de 500 kV que vincula las regiones NEA-NOA. Este proyecto está siendo impulsado por GENER

(**) Es un proyecto de mediana escala tendiente a llevar energía a la zona de Porto Alegre (BRA)

(***) Un proyecto de una planta térmica vecina a Asunción abasteciéndola con gas natural proveniente del Noroeste Argentino y/o del oriente de Bolivia. Esto permitiría abastecer la demanda de Paraguay con energía proveniente del Mercado Argentino haciendo que el total de la producción de Itaipú sea utilizada por Brasil, constituyendo esto una exportación neta de energía desde ARG a BRA por medio de las redes de Paraguay.

- Existen otras posibles Interconexiones entre Yacyretá y San Pablo / Porto Alegre, sin embargo, la factibilidad de estas interconexiones de mediana escala quedará condicionada al refuerzo de la infraestructura de transporte de Argentina y/o el incremento de la cota de la C. H. Yacyretá permitiendo que esta incremente su capacidad de producción a 3 000 MW.

Figura 3
LIGAZONES ELÉCTRICAS INTERNACIONALES MAYORES (EXISTENTES Y PROYECTADAS) ENTRE CHILE, PERÚ, ARGENTINA, PARAGUAY, URUGUAY Y BRASIL



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

LIGAZIONES ELÉCTRICAS INTERNACIONALES MAYORES (EXISTENTES Y PROYECTADAS)
ENTRE ECUADOR, COLOMBIA, VENEZUELA, Y BRASIL



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Un incremento de las interconexiones internacionales en el Mercosur, como las mencionadas, dará beneficios que, finalmente, se traducirán en una mayor eficiencia económica debido a que, al disponerse de una mayor cantidad de opciones de generación y transmisión, el precio de la energía disminuirá y, sobre todo el mercado a nivel regional tendrá un número de participantes mayor. Por estas razones, y sólo tomando en cuenta el punto de vista económico, se justifica la inversión en las líneas de interconexión planteadas. ¿Por qué entonces los proyectos no se llevan a cabo? Esta interrogante se responde en buena medida considerando que la inversión requiere de acuerdos complejos y de largo plazo entre los países limítrofes que se mostrarán en los capítulos siguientes.

C. Uso de las grandes cuencas hídricas de América del Sur y la reducción de agua vertida

Un incremento de las interconexiones internacionales en el Mercosur dará beneficios que finalmente se traducirán en un menor uso de combustibles no renovables gracias a un mejor despacho del parque de generación y, muy especialmente, debido a un mayor uso del agua almacenada en los embalses hídricos de América del Sur. En el caso de varios países de América Latina, en años hidrológicos medios o ricos, se vierte o desperdicia agua, ya sea por no tener una demanda capaz de utilizar dichos recursos, por estar copada la capacidad de transmisión de energía o por tener una capacidad de generación inferior a la disponibilidad hídrica.

Por otra parte, en América del Sur existen abundantes recursos hidroeléctricos no explotados. Se trata de megaproyectos energéticos, para cuya realización es necesario concordar previamente la estrategia de interconectar eléctricamente los países que conforman la región. Adicionalmente, es útil consignar que se trata de recursos renovables, los que no quedarán sujetos, como el caso del gas natural, a un agotamiento irreversible. El uso del recurso hídrico de todas formas debe tomar en cuenta el medioambiente circundante, o que también debiese formar parte de las decisiones que habrá que tomar al nivel de toda la América del Sur. El mapa que se adjunta más abajo muestra las principales de estas cuencas.

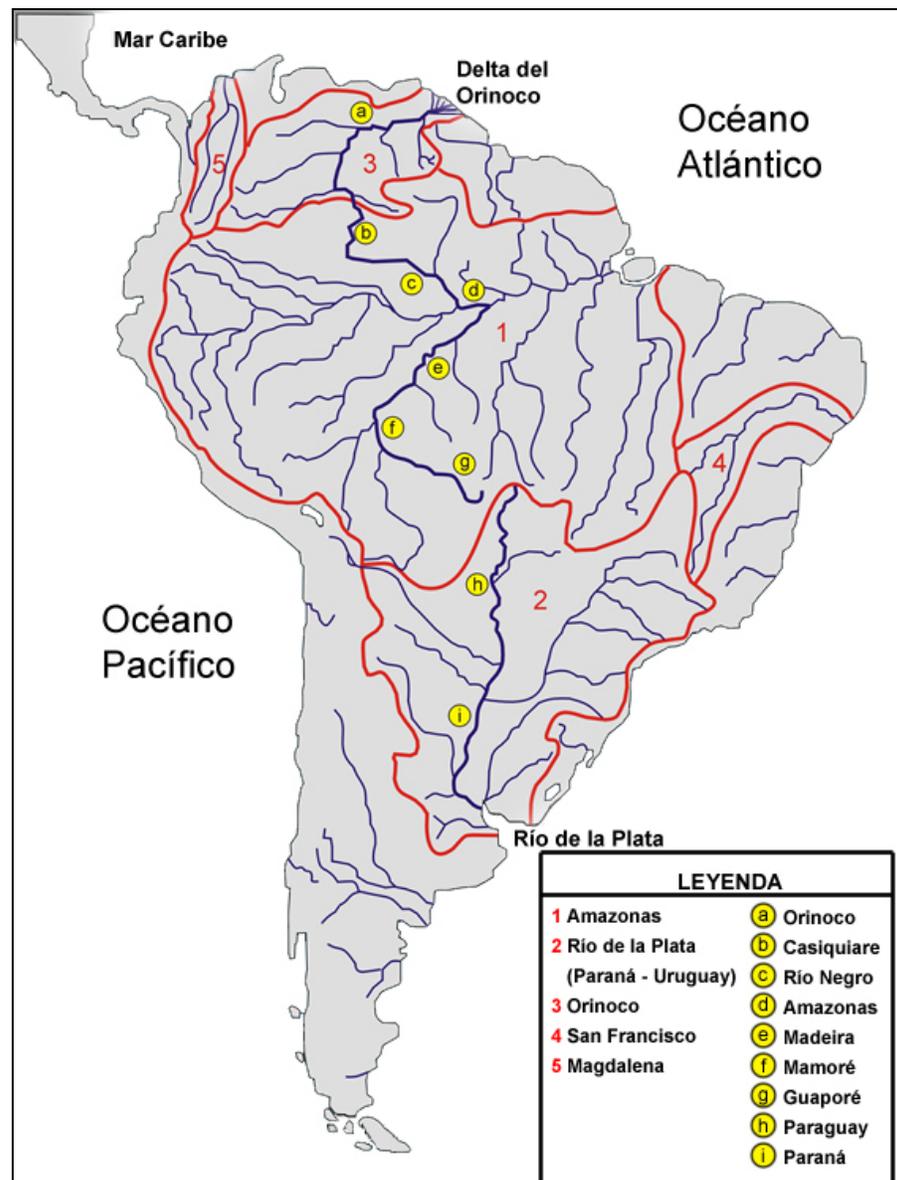
Un problema no menor es aquél que se relaciona con fijar el precio de exportación de la energía generada en estas grandes cuencas. En efecto, si bien las políticas de precios son, en general, similares, en el caso específico de los recursos hídricos los precios son mucho más complejos de calcular debido esencialmente a lo siguiente:

- El usar el agua embalsada tiene el efecto económico directo de no usar combustible y por tanto los costos variables de generación disminuyen.
- El costo de oportunidad de generar hoy usando agua embalsada implica que ella probablemente no podrá ser usada mañana, a no ser que el uso de agua en generación sea inferior a la cantidad de agua que ingresa al embalse, lo que depende de la magnitud de los deshielos y del agua de lluvia.
- El valor del agua embalsada depende de la cantidad de agua embalsada (en períodos anteriores). Mientras más agua embalsada hay (valor que es determinístico) menor es su costo.
- El costo del agua depende de la magnitud de las precipitaciones y deshielos de mañana. Si mañana llueve mucho el valor del agua es bajo, pero si resultan hidrologías más secas su valor se incrementa porque se deberán utilizar más intensamente centrales térmicas (en el extremo ocurrirá un déficit).
- Como no es posible conocer con certeza las hidrologías futuras, se debe emplear modelos estocásticos para calcular el valor del agua embalsada.
- Existen usos alternativos del agua embalsada externos al sistema eléctrico (riego, control de crecidas, etc.) que se requiere satisfacer (particularmente en momentos de sequía), los que son numéricamente descontados de la cantidad de agua disponible, pero, la cantidad reservada para estos usos no está siempre adecuadamente calculada en años secos y ello provoca que el

agua disponible para generar electricidad sea menor que la esperada, los déficits se producen y los costos marginales se incrementan.

Figura 5

PRINCIPALES CUENCAS HIDROGRÁFICAS DE AMÉRICA DEL SUR



Fuente: CIER, 2002b

Nota: Las cuencas de los ríos Magdalena y Orinoco tienen alta complementariedad hidrológica. Lo mismo sucede con las cuencas de los ríos San Francisco y Río de La Plata.

No obstante estas dificultades en el cálculo, puede afirmarse que es posible calcular los beneficios de los intercambios de energía eléctrica generada en grandes embalses hídricos de tal modo que este tipo de proyectos se constituyan en los principales ejemplos de interconexión eléctrica a imitar. El caso de la Central Hidroeléctrica de Itaipú citado anteriormente es un claro ejemplo de emprendimiento binacional.³

³ En cualquier caso, no deben ignorarse los impactos ambientales de las grandes centrales hidroeléctricas y la necesidad de mitigarlas.

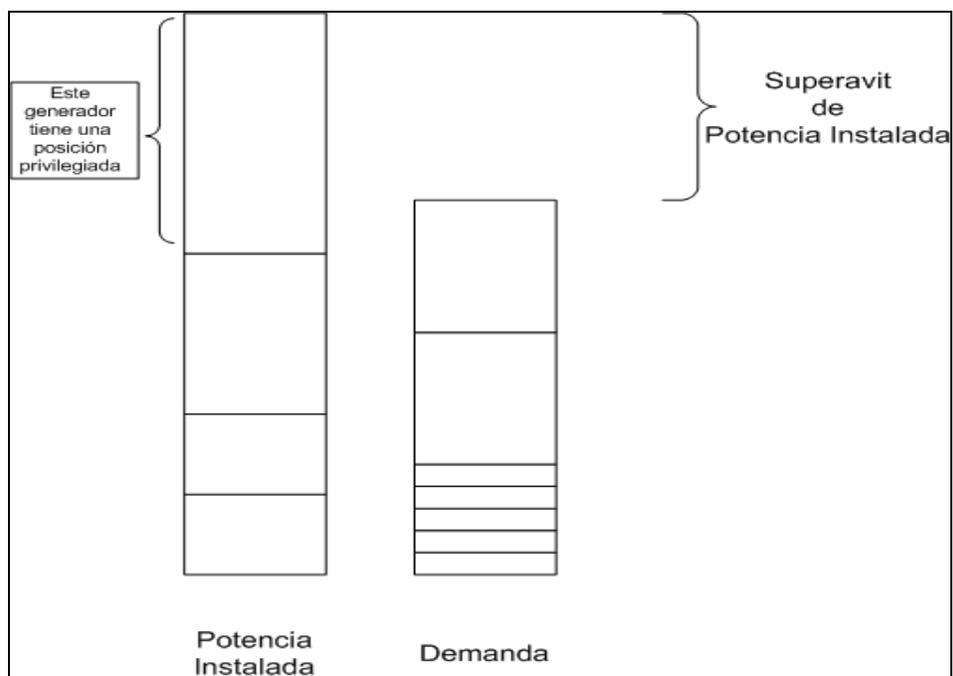
IV. Características de los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica y elementos a considerar al momento de realizar una interconexión entre países

A. Posición privilegiada de generadores de gran tamaño en sistemas aislados

La generación de electricidad, es un negocio en que los factores de escala son relevantes, es decir el costo de una instalación evaluado en dólares por kW de potencia instalada es decreciente a medida que aumenta el tamaño del generador. Este hecho, junto al afán de monopolizar el negocio de modo de tomar ventajas en el mercado, ha llevado a la formación de grandes empresas eléctricas poseedoras de capitales elevados. Por otra parte, en todo sistema, debe existir un superávit de potencia instalada para abastecer los crecimientos futuros o no previstos que experimentará la demanda (con el fin de preservar la confiabilidad y seguridad del sistema de acuerdo a criterios predefinidos). La figura siguiente muestra una de las situaciones probables que se presentan en un sistema eléctrico. Al observar con detalle esta figura, se observa que las centrales de generación de electricidad aparecen ordenadas en orden decreciente de potencia

instalada, verificándose que la central de mayor tamaño tiene una potencia disponible superior al superávit de potencia existente en el sistema. Esta situación hace que la empresa dueña de la central tenga una posición privilegiada o dominante en el sistema eléctrico del país ya que una disminución arbitraria sólo de su generación (disminuye su participación en el mercado) se producirá probablemente un racionamiento de energía y, por otra parte, es la única capaz de dar estabilidad al sistema eléctrico. Este hecho puede provocar, dependiendo del diseño de mercado existente en el sistema estudiado, un incremento artificial en los precios de los contratos, un desabastecimiento ocasional asociado al mantenimiento de un generador realizado en una fecha inapropiada, y en general tomar ventajas asociadas a su posición de privilegio.

Figura 6

POSICIÓN PRIVILEGIADA DE GRANDES GENERADORES EN SISTEMAS AISLADOS

Fuente: Elaboración propia.

Ante esta situación, los países tratan de proteger a los usuarios de la energía eléctrica mediante sistemas regulatorios que, entre otros aspectos, regulan los precios, castigan los racionamientos de energía, garantizan la competencia entre las empresas, etc. Como parte de estos sistemas regulatorios, se utiliza un esquema de precios asociado al costo marginal (US\$/kWh) de la energía generada, generalmente realizado a través de un sistema de tipo Pool con costos auditados. Este esquema, si bien imperfecto, permite lograr que el sistema de generación trabaje en un punto cercano al óptimo social. Se basa en que cada uno de los generadores explicita sus costos de operación a una entidad central que lleva a cabo el despacho de cada central haciendo uso de un proceso de optimización que busca la minimización de los costos totales del sistema. Los precios así calculados sirven de base para la valorización de las transferencias entre los generadores. Adicionalmente, una agencia regulatoria establece los precios de nudo del sistema cada seis meses. El Gráfico 10 muestra la forma en que el sistema opera en un caso simple. Se requiere abastecer una demanda de 500 MW en base a cinco centrales. Tres de estas centrales (A1, A2 y A3) son de propiedad de una misma empresa; las otras dos (B1, C1) pertenecen a otras empresas eléctricas. En este ejemplo, las centrales a despachar serían las centrales A1, A2, B1 y A3 ya que entre las cuatro (que poseen los costos de operación más bajos) son capaces de alimentar el sistema. El costo marginal (P1) será 21 US\$/MWh y el ingreso de la empresa A en este caso es:

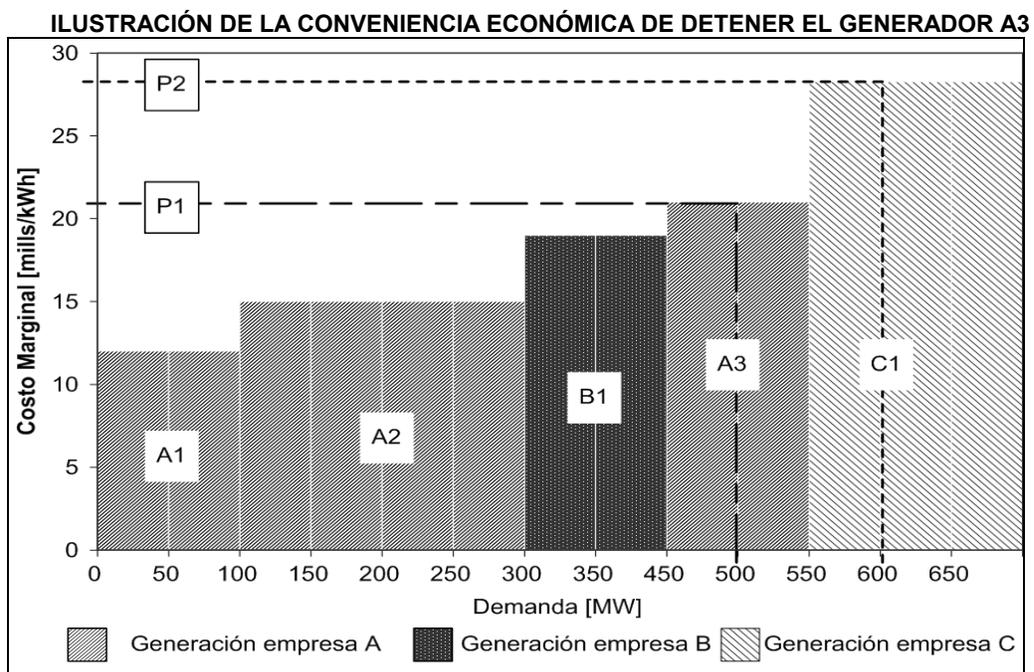
$$\text{Ingreso de la empresa A} = (100+200+50) \cdot 21 = 7350 \text{ [US\$/hora]}$$

El costo de operar el sistema de esta forma es justamente el mínimo requerido para abastecer la demanda de 500 MW del ejemplo. Sin embargo, si la empresa A decide detener la central A3, por ejemplo aduciendo razones de mantenimiento, sus ingresos crecerán lo que es una clara forma de mostrar que las empresas pueden rentar deteniendo algunas de sus máquinas en lugar de hacerlas operar. En efecto, al detenerse la generación de A3 el operador ordenará generar a la central C1 con lo que el costo marginal crecerá (al valor $P2= 28 \text{ US\$/MWh}$) y los ingresos de la empresa A serán ahora:

$$\text{Ingreso de la empresa A} = (100+200) \times 28 = 8400 \text{ [US\$/hora]}$$

Ahora bien, si la diferencia entre $P1$ y $P2$ es pequeña, que es lo que se supone en el planteamiento teórico del problema de despacho óptimo, entonces a la empresa A no le convendrá detener la central A3.

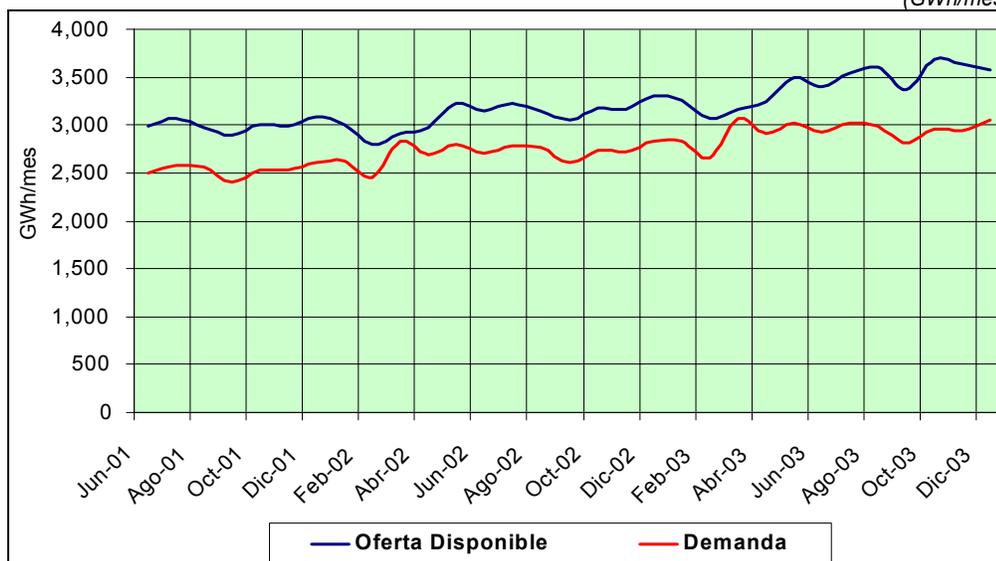
Gráfico 10



Fuente: Elaboración propia.

Tanto la oferta como la demanda de energía en un país aislado presentan variaciones que normalmente se repiten de año en año y que permiten incluso pronosticar los meses en que habrá carencias de energía disponible. El gráfico 11 describe esta situación para el caso de Chile en que para los meses de marzo-abril del 2002 y marzo-abril del 2003 el país estuvo en riesgo de desabastecimiento. Una eventual interconexión con Argentina sería una solución al problema, pero ¿Cómo se calcula la rentabilidad de esta inversión y se la compara con otras opciones para evitar el racionamiento? En los párrafos que siguen se planteará las formas de enfrentar problemas como el citado y su eventual solución vía interconexiones entre los países de América del Sur.

Gráfico 11
OFERTA DE ENERGÍA Y DEMANDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CENTRAL DE CHILE
 (GWh/mes)



Fuente: Blanlot, 2001.

B. Opciones de diseño del sistema de transmisión

El problema de especificar el sistema de transmisión a emplear es más complejo que decidir la magnitud de la potencia que se desea transmitir. En efecto, son variados los aspectos a considerar en el diseño, y las opciones no pueden ser decididas por los constructores o inversionistas del sistema. Las principales decisiones a adoptar en el diseño de una línea de interconexión entre dos países son complejas, ya que, por ejemplo, la magnitud y tipo de tensión a emplear (alterna o continua) y la potencia nominal de la transmisión son decisiones que implican tomar en cuenta una multiplicidad de factores. En lo que sigue se presenta un análisis de los aspectos principales a considerar.

1. Magnitud y tipo de tensión a emplear en interconexiones eléctricas binacionales

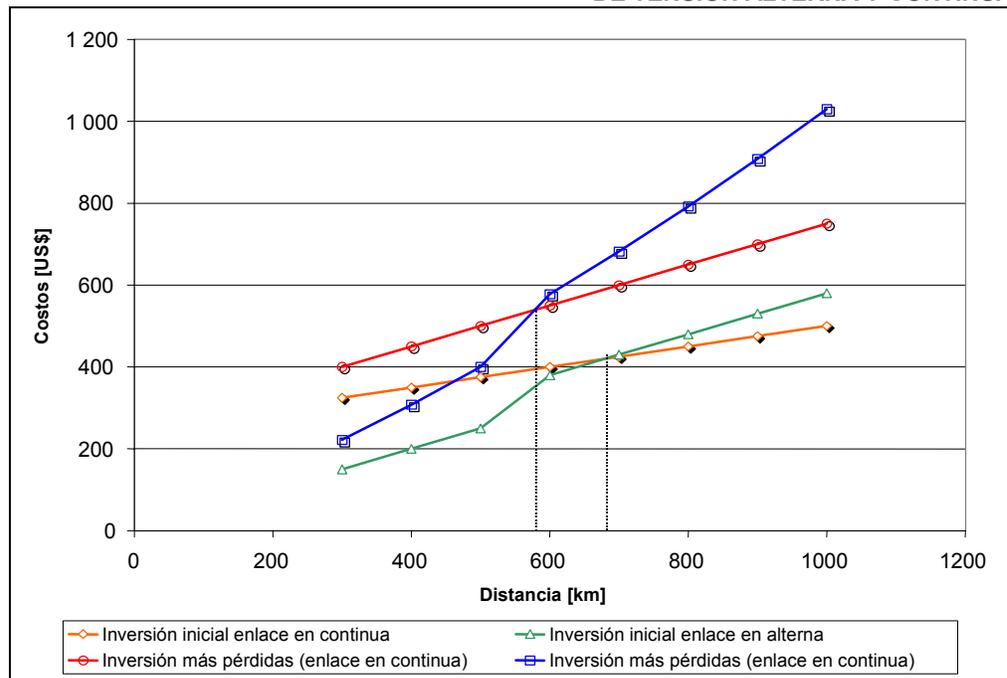
La magnitud del voltaje y el tipo de tensión (alterna o continua) a emplear en una interconexión eléctrica entre dos países es una decisión que debe tomar en cuenta al menos lo siguiente:

- La magnitud de la tensión tiene que ver con la potencia nominal que se desea transmitir entre ambos países y la distancia que los separa. Al incrementarse el nivel de la tensión de transmisión se incrementa el costo inicial del sistema, pero en el largo plazo es posible que se justifique esta mayor inversión debido a que las pérdidas en el sistema se reducen con el incremento de la tensión.
- La elección de un enlace en continua entre dos sistemas tiene la gran ventaja que independiza ambos sistemas. Estos sistemas se utilizan frecuentemente cuando las frecuencias de los dos sistemas son diferentes (típicamente un enlace de 50 y 60 Hz), cuando las potencias a transmitir son elevadas (el enlace Itaipú São Paulo es un ejemplo de transmisión en tensión continua en América del Sur, o cuando existe un obstáculo geográfico de consideración como es el caso de las interconexiones europeas mostradas en la figura siguiente.
- La elección de un enlace en tensión alterna es la opción elegida generalmente cuando los sistemas a interconectar son de la misma frecuencia. Esta opción es atractiva debido en primer lugar a que su costo inicial es más bajo, comparativamente con el de emplear un enlace en continua. Además tiene la ventaja de que es posible construir subestaciones intermedias, también de costo menor que aquellas en tensión continua, desde donde es posible realizar

retiros o inyecciones adicionales de energía. No obstante, la comparación económica entre cada opción, como se ha dicho, es compleja. En general, las inversiones son cuantiosas; en efecto, la inversión realizada para interconectar los sistemas Sureste y Noreste de Brasil, fue del orden de los 600 millones de dólares y fue realizada en tensión alterna. A modo de guía, la figura siguiente muestra los costos de inversión de una línea de transmisión en tensión alterna comparada con la de una línea en tensión continua.

Los costos comparativos asociados a las pérdidas de los sistemas en alterna versus continua es otro tema a considerar, ya que en ese caso se requiere construir un escenario de largo plazo en el cálculo comparativo. Técnicamente la comparación es difícil porque, como es sabido, al elevarse el voltaje de transmisión se disminuyen las pérdidas, pero aparecen otros fenómenos físicos que es necesario considerar. En efecto, en el caso de alterna comienzan a aparecer pérdidas por “efecto corona” (que produce el zumbido característico de las líneas de alta tensión particularmente en el caso de zonas húmedas). Estas pérdidas son proporcionales, entre otros factores, al voltaje de transmisión, a la longitud de la línea y al diámetro del conductor que se emplea. La pérdidas corona son nulas en el caso de la transmisión en continua.

Gráfico 12
COMPARACIÓN DE LOS COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
DE TENSIÓN ALTERNA Y CONTINUA



Fuente: Elaboración propia.

Nota: En el caso de la transmisión en tensión alterna se supuso la construcción de un sistema de transmisión en doble circuito (calculado a 250 kUS\$/km cada uno). Se supuso que sobre 600 km se requería compensación serie la que se estimó en US\$ 80 millones. Para la transmisión en tensión continua se supuso una línea de 250 kUS\$/km, más estaciones convertidores en ambos extremos estimadas en US\$ 250 millones en total. En el caso de un enlace en continua las pérdidas se supusieron iguales a 250 kUS\$/km. En el caso del enlace en alterna las pérdidas se supusieron iguales a 150 kUS\$/km más 0,3 kUS\$/km², para así considerar que cuando la distancia crece las pérdidas crecen más que linealmente con la distancia ya que es prácticamente muy difícil mantener un factor de potencia unitario en toda la extensión de una línea de transmisión de gran longitud.

2. Potencia nominal de la transmisión: métodos y equipos para maximizar la eficiencia de una línea de transmisión

El diseño de una línea de transmisión deberá evaluar, técnica y económicamente la mejor opción, esto implica considerar que la potencia nominal de la línea queda limitada por razones de estabilidad de la ligazón y por el límite de la temperatura que alcanzan los conductores de la línea. A su vez este último parámetro se relaciona con las pérdidas de la línea, por lo tanto, el diseño de la línea consistirá en minimizar las pérdidas aun cuando la potencia transmitida sea menor que la capacidad nominal de la línea.

Con el desarrollo de semiconductores de potencia (que son capaces de manejar altos voltajes y altas corrientes), se han desarrollado diversos equipos para reducir las pérdidas en líneas de transmisión e incrementar la estabilidad de la conexión, de modo que, su empleo permite lograr mayores potencias nominales de transmisión, para un mismo tamaño de sección del conductor.

El principio básico de los equipos que mejoran la eficiencia de la línea y estabilizan la conexión, consiste en conectar condensadores e inductancias que minimicen los flujos de potencia reactiva por la red, en forma controlada, es decir, en las más variadas circunstancias de operación de la línea. Los dos equipos básicos más empleados hoy son los TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitors*) y los SVC (*Static Var Compensators*). Ambos equipos se han empleado en América latina y, por cierto, en Europa y Estados Unidos.

C. Bases para rentabilizar la inversión en líneas de transmisión internacionales

Es posible plantear como hipótesis de cálculo que la totalidad de los mercados de los países a vincular se pueden aglutinar en dos mercados concentrados en los Nudos A y B señalados en la figura adjunta, de modo que es posible definir precios y demandas en cada uno de estos nudos.



Tanto los precios como las demandas en los puntos A y B variarán al momento de instalar el sistema de transmisión. Desde un punto de vista estrictamente económico la condición que usualmente se emplea como requisito para construir una interconexión eléctrica entre dos sistemas es que los precios de la energía eléctrica en uno o en ambos sistemas bajen después de que la interconexión se ha construido. El recuadro adjunto resume esta posición netamente económica.

Recuadro 6

ELEMENTOS BÁSICOS EN LA DECISIÓN ECONÓMICA DE CONSTRUIR UNA LÍNEA

Para que exista interés económico de los usuarios debe tenerse que

$$P_A'' < P_A', \quad \text{o bien} \quad P_B'' < P_B'$$

En que,

PA', PB': Precio de la electricidad en los nudos A y B antes de construir la interconexión.

PA'', PB'': Precio de la electricidad en los nudos A y B después de construida la interconexión.

Una segunda ecuación que justifica la inversión requerida de la línea de transmisión es que la integral de los ingresos sea superior a la integral de la inversión (incluyendo inversión inicial, operación y mantenimiento) en un horizonte de evaluación, es decir que:

$$\int_0^T (P_A'' - P_B'') Q dt > \int_0^T Inv dt$$

Fuente:
Coral,
2002.

En que,

Q: Cantidad de energía eléctrica transferida por la interconexión.

Inv: Inversión requerida para construir y operar la interconexión.

S

in embargo, tanto el análisis sobre la base de precios antes y después de la interconexión como el análisis en base a un cobro de peajes está lejos de optimizar el sistema de abastecimiento de la demanda. En efecto, sólo al considerar el problema netamente económico, la solución óptima (Galetovic, 2002b) debe tomar en cuenta, que la identidad básica para proveer una demanda Q se plantea en base a la fórmula del valor presente neto de la inversión requerida:

$$VPN_o = \sum_{i=1}^{i=N} (P(i) - c) \cdot Q(P(i)) \frac{1}{(1+r)^i} - K(Q)$$

donde:

P(i) : Precio de las Q unidades de energía demandadas durante el año i.

c : Costo variable incurrido por unidad de energía generada.

Q(P(i)) : Energía generada en el año i y vendida al precio P(i).

r : Tasa de interés anual.

K(Q) : Inversión de capital para proveer las Q unidades de energía anuales.

Así por ejemplo, basta con que una interconexión baje los precios P(i) para que, según el nuevo VPN que resulte, se justifique su construcción, no siendo necesario que circulen por la interconexión grandes cantidades de energía. Se dice entonces que la interconexión tiene cuatro funciones todas las cuales se deben evaluar económicamente:

- **Función de transmisión.** Consistente en transmitir energía durante períodos largos, de un país a otro, con el claro objetivo de abastecer los déficit de energía de un país con los superavits del otro.
- **Función de interconexión.** Consistente en producir mejoramientos tales como aumentar la confiabilidad, mejorar la regulación de voltaje, incrementar las opciones disponibles frente a una falla, incrementar la potencia en giro en ambos sistemas, etc. Esta función no puede ser remunerada en forma proporcional a la magnitud de energía transmitida, sino que, entre otras formas, en función de la magnitud de las inversiones requeridas y de los montos adicionales requeridos para operar el sistema en condiciones más seguras.
- **Función de integración de mercados.** Por el solo hecho de existir la línea se modifica el número de agentes que intervienen en ambos extremos de ella, promoviendo una mayor competencia entre ellos. Es posible, en estas circunstancias, que un generador incremente su capacidad en uno de los países, invirtiendo capital, hasta el punto de hacer nula la

transmisión de energía por la interconexión. El aumento citado de la generación (sustituyendo la energía por la interconexión) hace bajar el precio de la energía al quedar abastecido el sistema en forma más económica. La línea ha actuado “por presencia” de modo que el sistema funciona en forma distinta con o sin interconexión, independientemente de la magnitud de energía transportada por ella.

- **Función de reducción de precios.** La interconexión modificará los precios en los dos nudos que interconecta y en ambos sistemas. La construcción de la línea deberá considerar los múltiples efectos que esto producirá. Como se explicará más adelante, existen varios escenarios que analizar al respecto, en algunos de los cuales todos los actores ganan: los usuarios por la disminución de precios y porque al existir un nuevo agente el riesgo de desabastecimiento disminuye, y los inversionistas porque se ha abierto un nuevo negocio que se define como rentable. Por otra parte, pueden perjudicarse las empresas que generan a costos altos que, en este nuevo escenario, eventualmente no serán despachadas, situación que queda prácticamente limitada por la potencia nominal de la transmisión.

La transmisión y la distribución de energía eléctrica en un país han sido reconocidas como monopolios naturales y, por ello, en todos los países se han desarrollado sistemas de regulación, los que consideran al menos tres aspectos:

- **La eficiencia productiva.** Es decir, producir la energía requerida al mínimo costo.
- **La sustentabilidad de las empresas.** Es decir, que las empresas que participan del mercado cubran sus costos económicos de largo plazo.
- **La eficiencia asignativa.** Es decir, que el valor de la unidad de energía marginalmente consumida sea igual al costo marginal de largo plazo.

Tomando estos principios en cuenta se definen “empresas eficientes”, se establecen las opciones de abastecimiento de la demanda prevista y se establecen las tarifas de tal modo que las “empresas eficientes” cubran los costos de inversión en que han incurrido. Los modelos para la programación de la operación de los sistemas eléctricos en cada país minimizan el valor esperado de la suma de los costos de producción, incluyendo una valorización económica del agua almacenada en embalses y el costo de falla, que cuantifica el perjuicio económico experimentado por el país debido a una insuficiencia en la oferta de energía.

Para fijar el precio de la energía, el regulador debe estimar los costos de operación, la tasa de retorno, y la inversión requerida. Se pueden optar diversos métodos, siendo el cálculo en base a una “empresa eficiente modelo” uno de los métodos más usados. La definición de esta empresa modelo es uno de los problemas más difíciles de resolver al aplicar la metodología del costo marginal.

Resuelto el problema de fijación tarifaria corresponde resolver el problema de la programación de la operación de cada central en el sistema, lo que particularmente en el caso de sistemas con abundancia de recursos hídricos trae consigo diferencias sustantivas, debido fundamentalmente a que el manejo estadístico de las hidrologías, los usos alternativos del agua externos al sistema eléctrico (riego, control de crecidas, etc.), la esperanza matemática de la generación hídrica anual y su comparación con los precios futuros de producción en base a centrales térmicas puede realizarse de diversas formas. En la tabla siguiente se muestran las diferencias y similitudes entre los modelos empleados en Chile y Argentina (GOL, OMSIC y MARGOT).

Cuadro 11

DIFERENCIAS Y SIMILITUDES DE LOS MODELOS CHILENO Y ARGENTINA

| | GOL, OMSIC y MARGOT | | |
|------------------------|---|--|--|
| Aspectos comunes | Tipo de precio: Mercado (costo marginal esperado). Tipo de modelo: Optimización y simulación. Variables: Operación. Método matemático empleado: Programación dinámica estocástica y simulación tipo Montecarlo.. Criterio de confiabilidad: Costo de energía no suministrada. | | |
| Aspectos diferenciados | GOL | OMSIC | MARGOT |
| Función objetivo | Mínimo costo esperado actualizado | Mínimo costo esperado actualizado | Mínimo costo esperado |
| Escala temporal | Horizonte de 10 años Etapas trimestrales | Horizonte de 1 a 2 años. Etapas mensuales | Horizonte de 3 a 5 años. Etapas semanales |
| Despacho de centrales | Un embalse optimizado. Térmicas por escala de mérito. | Principales embalses optimizados. Térmicas por escala de mérito. | Principales embalses optimizados. Térmicas por escala de mérito. |
| Demanda | Determinística. Un bloque de energía y potencia máxima trimestral. | Determinística. Bloques de energía y potencia máxima mensual. | Determinística. Curvas de carga y curvas de duración. |

Fuente: Rudnick, 1997.

Desde el punto de vista de interconectar dos países resulta entonces difícil fundamentar el financiamiento de la línea de interconexión en base a la diferencia de los precios regulados de la energía entre los países que se piensa interconectar. Así, al menos los siguientes aspectos contribuyen a diferenciar la metodología de cálculo del costo marginal de los países:

- La definición de “empresa eficiente” es diferente en cada país y puede reflejar pobremente o en forma excesiva los costos de generación.
- La “empresa eficiente” pertenece al país donde se realiza la fijación tarifaria, es decir, considera los estándares de calidad de servicio exigidos por la ley de ese país. Estos estándares son función, entre otros aspectos, de la geografía de cada país, (por ejemplo, sismicidad, nivel isocerámico, etc.) y no específicamente del lugar geográfico donde se realizará la interconexión. De este modo, el diferencial de costo marginal entre los dos países debe servir sólo como referencia al momento de decidir si la interconexión se realiza o no.
- La fijación del costo marginal se realiza en un ambiente de “asimetría de información”. Es difícil o imposible que el regulador conozca con precisión los costos de generación de cada empresa. Incluso, es razonable pensar que existan normalmente “conflictos de intereses” porque la empresa “no querrá anunciar que sus costos son bajos o la demanda alta si cuando lo hace se le fijan precios más bajos”.

A primera vista, una interconexión sería de interés si la reducción del costo operativo total (suma de los costos de los países) resultante de la misma excede el respectivo costo de inversión. Sin embargo, es importante tomar en cuenta la asignación de estos beneficios entre los agentes (generadores y demandas) de los sistemas.

Por ejemplo, aunque la interconexión reduzca el costo *total* de los países, es posible que el costo operativo del país exportador aumente. En este caso, se tendría un aumento en las tarifas de los consumidores del país exportador, que entonces se pondrían en oposición a la interconexión. En otras palabras, es posible que los consumidores de los países “excedentarios” no reciban beneficios por la interconexión.

Una respuesta a esta inquietud es que se debe tomar en cuenta la dinámica de las nuevas inversiones en generación del país exportador. Por ejemplo, supongamos que el precio “spot” promedio del exportador es US\$25/MWh, y que además el sistema está en equilibrio, esto es, el costo marginal de expansión también es US\$25/MWh. Si la exportación para el país vecino aumenta los precios locales a US\$28/MWh se induciría la entrada de nueva oferta en el sistema, lo que llevaría a una reducción de los precios al valor de equilibrio. Por lo tanto, los consumidores no serían perjudicados. Sin embargo, otros

economistas de energía (e.g. S.Oren de U.C.Berkeley) presentan el argumento opuesto: la existencia de precios más altos en el país vecino entrega una señal a los productores del país exportador que la demanda local tendría una “disposición a pagar” precios más altos por la energía, lo que llevaría a un aumento de los precios locales. A su vez, los generadores del país importador desplazados por la energía importada tendrán pérdidas, que pueden traducirse en una reducción de la actividad económica local o en el aumento del desempleo. Por lo tanto, estos agentes tendrán razones para oponerse a la interconexión.

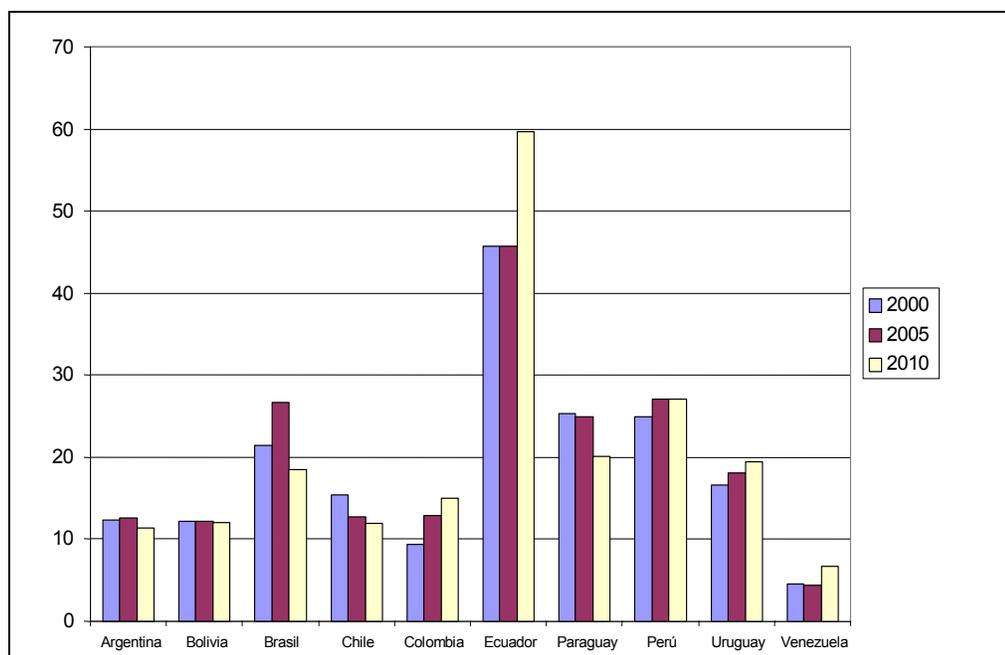
Por las razones indicadas será necesario fijar un procedimiento para definir la forma en que se establecerán los precios de la energía eléctrica que se importa y exporta a través de la línea de interconexión. Adicionalmente será necesario establecer los montos máximos permitidos de las transferencias o, dicho de otra forma, cada nueva interconexión deberá ser motivo de un análisis y autorización de los países involucrados en el negocio.

Adicionalmente, es importante recalcar que las fuentes de generación de electricidad en los países de América Latina permiten, al menos, dos clases de oportunidad para interconexión:

- complementariedad hidroeléctrica entre países con características hidrográficas distintas;
- complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidroeléctrica.

El gráfico que se muestra más abajo muestra la proyección de los costos marginales de la energía en eléctrica en diversos países de América del Sur. Del gráfico se aprecia que la variabilidad de precios implicaría que existe una oportunidad de negocios importante para exportar energía de un país a otro en un horizonte de tiempo largo.

Gráfico 13
PROYECCIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN DIVERSOS PAÍSES DE AMÉRICA DEL SUR
(dólares/MWh)



Fuente: CIER, 1999b.

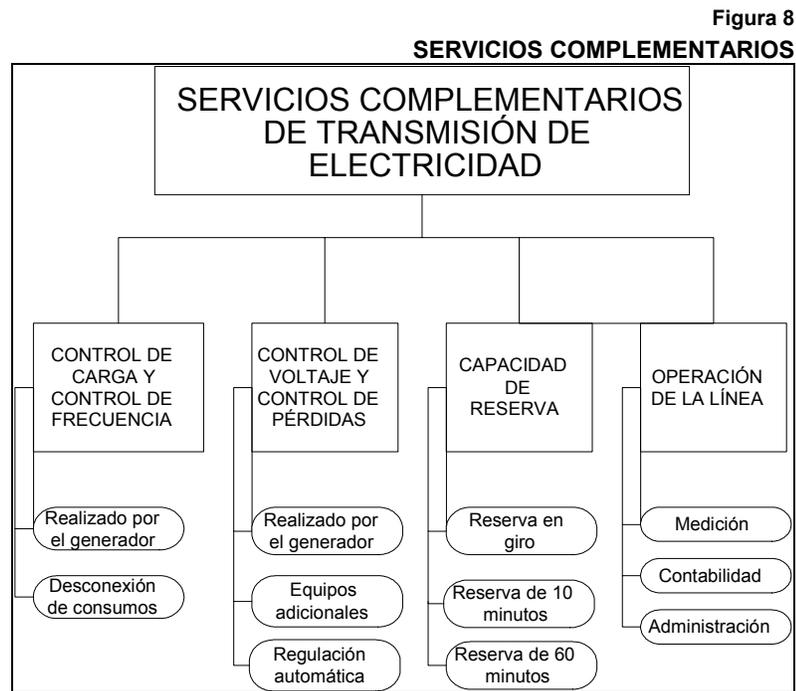
D. Servicios complementarios requeridos para una adecuada operación de un sistema de transmisión de electricidad

El IEEE define los servicios complementarios en un sistema de eléctrico como “todos los recursos necesarios para una adecuada operación del sistema de transmisión incluidos aquellos ubicados en plantas de generación o en sistemas de distribución”. Esto implica que, cuando se diseña y opera un sistema eléctrico se debe considerar la existencia y financiamiento de un conjunto de recursos necesarios para que el sistema opere en forma confiable y eficiente (Soler, 2002). Estos recursos van más allá de los servicios o productos de venta de energía y potencia, tradicionales en el sector eléctrico. La figura siguiente muestra esquemáticamente el tipo de recursos que se requiere disponer, entre los que destacan:

1. **Control de carga y control de frecuencia.** Cuando en un instante de tiempo la demanda o carga del sistema eléctrico supera a la energía generada, se puede optar por lo que se denomina desprendimiento de carga o control de carga. La señal que hace actuar la desconexión de consumos es normalmente la frecuencia del sistema, la que disminuye cuando existe un déficit de generación en el sistema. Así, actúan los llamados relés de baja frecuencia, se desconectan algunos consumos (que quedan sin electricidad) y la frecuencia recupera su valor de norma (Sullivan). El control puede considerarse que contribuye con reserva instantánea, de modo que, consecuentemente, el eventual reconocimiento y estructuración de un mercado de servicios complementarios para las desconexiones automáticas de carga debiera analizarse en función de su aporte como reserva rápida al sistema.
2. **Control de voltaje y control de pérdidas.**
 - a) Control de voltaje y control de pérdidas realizada con equipos adicionales. El soporte de tensión y potencia reactiva es un servicio más localizado, en un área geográfica definida. Puede haber alternativas de suministro reactivo mediante equipos de diferentes tipos: condensadores estáticos controlados mediante sistemas de conexión por pasos, sistemas de control de voltaje con equipos de electrónica de potencia, etc. (Cheung et al, 2000).
 - b) Regulación automática (AGC) del voltaje. Es el control de generación desde el computador de despacho que poseen algunas unidades o directamente en cada central.
3. **Capacidad de reserva.**
 - a) **La reserva en giro:** Los servicios de reserva tienen una función importante en la regulación de frecuencia primaria, en la regulación de carga y en las reservas para casos de falla de potencia, para situaciones de sequía, entre otras (Kirschen, 1999).
La reserva en giro sirve, en primer lugar, para regulación primaria para absorber las variaciones pequeñas de carga y emplea la regulación de frecuencia como mecanismo de control de la potencia producida. La parte más rápida, de algunos segundos, sirve para equilibrar el sistema también en caso de falla de un generador, pero comúnmente no es suficiente si no se aplica una reducción de carga a la vez, generalmente relacionada con la acción de los relés de baja frecuencia instalados en el sistema. Además se usa la reserva en giro para restablecer el despacho económico de carga, aumentando o reduciendo la carga de algunas unidades generadoras y restablecer la reserva primaria.
 - b) **La reserva detenida de partida rápida o de 10 minutos:** La reserva detenida de partida rápida se emplea en emergencias, para restablecer consumos desconectados o para recuperar parte del servicio en tiempos de hasta 10 minutos. En el caso chileno este límite se fijará en el reglamento respectivo. Se incluyen aquí las unidades hidráulicas que no están despachadas y las turbinas a gas de partida rápida.
 - c) **La reserva detenida de reemplazo o de 60 minutos:** La reserva detenida de reemplazo incluye a las unidades de todo tipo que pueden entrar en servicio en alrededor de 60 minutos. Esto incluye a unidades térmicas a vapor con reserva en caliente y algunas turbinas de ciclos combinados. Por extensión, también incluye unidades embancadas que pueden comenzar a generar en tiempos intermedios (Allen, 2000).
 - d) **Energización no interrumpida (baterías y generadores auxiliares de emergencia).** La energización no interrumpida (o autopartida) es el servicio que otorga una planta, consistente

en energizar las barras de otra central para que sus servicios auxiliares puedan entrar en servicio, permitiendo el proceso de puesta en marcha de la unidad principal. Este servicio es fundamental para la restauración del servicio luego de un “black out” o una falla que ha comprometido un sector importante del sistema.

4. **Operación de la línea.** Por operación de la línea se entiende el realizar todas aquellas acciones tendientes a mantener la línea en funcionamiento, definir sus límites máximos de operación y equipar la línea con instrumentos de medición y control de su operación, y emitir informes contables y de administración de su uso. La figura siguiente muestra un diagrama de los servicios complementarios descritos.



Fuente: Elaboración propia.

Revisando la experiencia internacional, sólo en los últimos años se han formalizado estos recursos, tomando la forma de productos o servicios a los cuales se les asocia un sistema de precios específico. Australia, Nueva Zelanda y el Reino Unido han acumulado gran experiencia en esta materia. Los mercados de servicios complementarios son una realidad en un número importante de países, en particular en aquellos donde se ha introducido estructuras de mercados competitivos. Desde el punto de vista de la estructura de mercado dada a los servicios complementarios, pueden distinguirse los siguientes esquemas:

- **Sistemas sin mercado.** Estos sistemas no remunerar en forma explícita el servicio. Generalmente se acuerdan sistemas ad-hoc para cubrir eventuales costos y asignar responsabilidades de los agentes en los pagos.
- **Sistemas con mercado monopsónico.** Aquí el operador o encargado de la red asigna las necesidades y compra el servicio a los grandes consumidores y compañías distribuidoras. El precio se asigna en forma centralizada (regulada) o mediante algún procedimiento preestablecido.
- **Sistema con competencia.** Aquí existe un mercado donde la oferta la constituyen fundamentalmente grandes consumidores, generalmente a través de montos y precios por cada oferente, y la casación se determinada en un organismo central encargado del mercado.

Por su parte, para establecer un mecanismo de compensación de un servicio complementario se identifican los siguientes criterios de análisis:

- La valorización económica del servicio puede analizarse a través del costo incurrido, costo de oportunidad o costo evitado del servicio.
- El pago del servicio puede realizarse por “disponibilidad” o “activación” del servicio.
- Distinguir entre niveles obligatorios y voluntarios de entrega del servicio por parte de los agentes del mercado.
- El mecanismo de compensación debe buscar entregar señales de incentivo y eficiencia económica a los distintos agentes involucrados en el servicio.
- El mecanismo propuesto no puede analizarse en forma independiente del diseño de mercado existente y/o proyectado: normativas de calidad de suministro, sistema de multas, causales de fuerza mayor, etc.

Al momento de estudiar la necesidad de definir servicios complementarios en un sistema determinado se recomienda analizar los siguientes puntos:

- **Necesidad del servicio:** se identificará el motivo por el cual se requiere el servicio, fundamentando en forma técnica y económica las razones para su incorporación.
- **Valor o costo del servicio:** se identificarán los costos asociados a la provisión del servicio (cuánto cuesta producirlo) y el procedimiento que se requerirá para su valoración.
- **Proveedor del servicio:** se deben determinar quiénes estarían en condición de proveer el servicio y si pueden ejercer poder de mercado. En caso de existir poder de mercado se deben indicar los mecanismos (técnico-económicos) mediante los cuales se evitará su ejercicio.
- **Quién requiere el servicio:** se deben identificar quienes serían los demandantes del servicio.
- **Pago del servicio:** se debe determinar si el servicio es remunerado total o parcialmente, explícita o implícitamente en el sistema tarifario vigente y quiénes realizan dicho pago. En el caso de no encontrarse incorporado o incorrectamente considerado en las tarifas, proponer esquemas para su correcta incorporación de manera que los reales demandantes del servicio sean los que paguen.
- **Retribución del servicio:** siguiendo el mismo análisis anterior, que deben determinar quiénes reciben actualmente los pagos indicados. En el caso de que éstos no sean recibidos por quienes proveen el servicio, se deberán proponer los mecanismos para que ello ocurra.

En el caso de Chile se encuentra en discusión cambios regulatorios tendientes a incorporar una gama de servicios entre las que se incluye:

- Reserva en giro,
- Reserva detenida de partida rápida,
- Reserva detenida de reemplazo,
- Soporte de voltaje y reactivos,
- Auto partida,
- Operación a mínimo técnico,
- Capacidad instalada.

A nivel latinoamericano se encuentran en una fase inicial las regulaciones tendientes a crear mercados de servicios complementarios. Los países líderes en la región en este contexto son Argentina y Colombia.

V. Bases para el desarrollo de la interconexión eléctrica en la región

A. Ideas centrales de una propuesta

Los fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad, explicados en los capítulos anteriores, ha permitido establecer un conjunto de criterios que sustentan una propuesta para el desarrollo de las interconexiones eléctricas a nivel regional. Los conceptos básicos e hipótesis de trabajo, son fundamentalmente los siguientes:

- Un esquema para el desarrollo de interconexiones a nivel regional debe ser consistente con el objetivo central de propender a la creación de un **mercado común de electricidad**.
- Las particularidades geográficas, regulatorias, tecnológicas, históricas y culturales observadas en la región tienen **características únicas** que impiden adaptar mecánicamente propuestas existentes a nivel internacional.
- La complementariedad de recursos de América del Sur permitiría altos intercambios de energía entre países excedentarios y deficitarios. La ubicación de las cuencas de gas, por una parte, y los comportamientos hidrológicos de las hoyas de los grandes ríos del continente, por la otra, constituyen un potencial que difícilmente poseen otras regiones del planeta.

- La situación política, económica y social en la región, sin perder de vista la visión de creación de un mercado regional a largo plazo, hace recomendable impulsar este proceso a través de relaciones y proyectos bilaterales. Para ello, en la fase de transición, es fundamental entregar un carácter resolutivo a las relaciones bilaterales con el fin de que se vaya creando la infraestructura básica a nivel regional. Este proceso ya se evidencia en las acciones seguidas por la comunidad andina y el sistema interconectado de Centroamérica.
- A pesar de que a nivel latinoamericano gran parte de los mercados eléctricos competitivos se han orientado a estructuras de tipo *Pool* (un mercado mayorista de electricidad donde el precio en cada hora resulta de la casación de la oferta y la demanda), el análisis de cada uno de **los diseños de mercado muestran una gran diversidad de variantes**, situación que seguramente se va a mantener en el mediano plazo, lo que no implica ignorar la necesidad de disponer de mecanismos u organismos de tipo centralizado para coordinar la gestación y operación de los sistemas. Sin embargo cabe destacar que un predominio de sistemas de tipo *Pool* (comparado con sistemas basados en contratos bilaterales) facilita la evaluación técnico económica de distintas alternativas de interconexión. En este sentido se pueden discutir distintos niveles de coordinación que puede ir de un despacho independiente con traspaso de información hasta un despacho integrado de sistemas, pasando por distintos tipos o niveles de despacho coordinado.
- A nivel internacional **no existe una respuesta categórica** sobre la forma de asegurar la continuidad de los procesos ya iniciados de interconexión regional y entre los países. Más concretamente, a nivel internacional se observa una crisis en este ámbito, no existiendo señales claras para invertir en interconexiones y, por otra parte, se han hecho evidentes algunas dificultades en el manejo de situaciones de congestión y en el financiamiento de la ampliación de las instalaciones existentes. El hecho de que esta situación no se aprecie con mayor profundidad se debe al sobredimensionamiento existente antes de iniciarse el proceso de liberalización.
- El tema eléctrico no puede ser estudiado en forma aislada del resto de los proyectos de integración energética (en particular, del gas).
- La actividad de interconexión, como caso particular de la actividad de transporte de energía debe ser una actividad regulada, estableciéndose formalmente, además de las normativas señaladas, el mecanismo de planificación, financiamiento y remuneración de las interconexiones aprobadas.

Los criterios e hipótesis de trabajo anteriores, permiten identificar algunas ideas matrices para el desarrollo de una propuesta de interconexiones eléctricas a nivel regional:

- El proceso de interconexión eléctrica entre países exige la participación activa de los gobiernos involucrados a través de una institucionalidad predefinida que permita establecer metas globales de política energética regional. En otras palabras, el desarrollo de las interconexiones eléctricas a nivel regional no puede ser el resultado de la mera interacción entre agentes interesados en eventuales transacciones energéticas. Este hecho se sustenta en que la industria eléctrica constituye uno de los sectores más importantes de la economía regional, y que condicionan directamente su desarrollo. Lo anterior no debe significar inhibir el desarrollo de iniciativas bilaterales o multilaterales en la región. De aquí nace la idea de crear un libro blanco de las interconexiones en la región que permita establecer una base de discusión transparente y objetiva sobre el tema.
- Dentro de las grandes metas que deben definir los estados miembros en el marco del desarrollo de las interconexiones, se requiere de un cronograma aprobado que defina los grados de apertura de los mercados. Esta meta puede ser expresada en función de la demanda de energía. Lo anterior deberá traducirse en un plan regional de grandes infraestructuras de interconexión que responda a las necesidades y ventajas detectadas en cada situación específica. Mediante acabados estudios técnico-económicos será posible identificar los principales proyectos que deberán abordarse en el ámbito regional y que pueden considerarse vitales a corto plazo, para la realización del mercado común. A modo de ejemplo, puede ser razonable fijarse como meta inicial que la región alcance un nivel de interconexión eléctrica equivalente como mínimo al 10% de su capacidad instalada, en un plazo de 10 a 15 años. Iniciativas concretas en esta materia pueden ser apoyadas

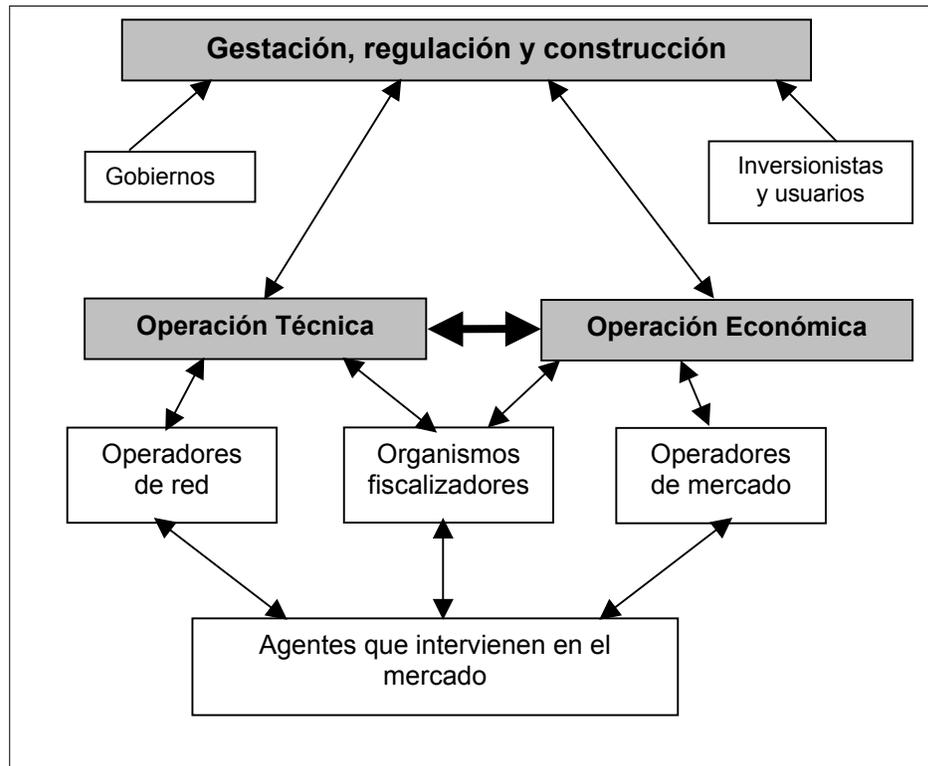
formalmente por los gobiernos de la región, ya sea financiando directamente parte de la inversión y/o creando facilidades (ej. tasas preferenciales en créditos bancarios).

- La implementación de un intercambio integrado de electricidad, es el resultado de un largo proceso. En América Latina existen algunos casos de intercambios de energía y distintos grados de integración, pero la integración de mercados está lejos de lograrse. Lo anterior ofrece una oportunidad única de establecer un proceso de desarrollo sostenido desde un comienzo sin tener que responder a compromisos históricos o estructurales excesivos.
- La diversidad de diseños de mercado y esquemas regulatorios existentes a nivel regional requiere de la definición de principios sobre los cuales es posible llegar a acuerdos entre los distintos países, sistemas o agentes involucrados. Los principios de **reciprocidad** y **subsidiariedad** podrían ser los elementos utilizados en la definición de derechos y obligaciones entre los países miembros. El principio de reciprocidad se trata de un *quid pro quo*, es decir, hacer corresponder a la acción de uno la acción del otro. Ambos países o sistemas tienen que contribuir lo más equitativamente posible en el trabajo común y beneficiarse lo más posible de la colaboración. El principio de subsidiariedad es un principio regulador del mercado y de las funciones estatales, según el cual son los Estados miembros los que determinan los detalles de una directiva o meta definida en forma conjunta.
- El interés o beneficio económico de una interconexión, ya sea evaluado desde el punto de vista social o privado debe ser el elemento determinante para impulsar proyectos de interconexión. Estos beneficios deben ser evaluados tomando en consideración aspectos tales como: la generación de efectos ambientales positivos, la disminución de precios, el incentivo de la eficiencia y de la competitividad, y el incremento de la confiabilidad y la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica. Para ello se requiere del establecimiento de índices de evaluación aceptados mayoritariamente por los agentes, los que permitan establecer un "benchmarking" entre distintas alternativas de interconexión. Asociado a este punto, el establecimiento de un sistema de información común puede generar una base sólida en esta materia.
- En el proceso de desarrollo de interconexiones eléctricas se distinguen tres etapas esenciales: gestación de la interconexión, operación técnica de los sistemas y operación económica de los sistemas. La fase de gestación e implementación se desprende de los estudios preparados por los entes encargados de promover el desarrollo de proyectos de interconexión en interrelación con los agentes interesados en la materialización de los proyectos específicos. No se descarta que los países de la región establezcan esquemas de cofinanciamiento con dichos agentes. La operación técnica se refiere al monitoreo y control del conjunto de estándares que aseguran una operación segura del sistema y facilitan el desarrollo de los mercados ampliados de electricidad. Ello supone, especialmente, la aplicación de los procedimientos para operar el sistema en situaciones de emergencia y de congestión. Por su parte, la operación económica monitorea y articula los mecanismos de remuneración de las líneas de interconexión, incluidos los esquemas financieros de manejo y administración de congestiones.

La siguiente figura muestra el esquema general de segmentación de actividades para el desarrollo de interconexiones eléctricas entre países o a nivel regional.

Figura 9

ESQUEMA GENERAL DE SEGMENTACIÓN DE ACTIVIDADES

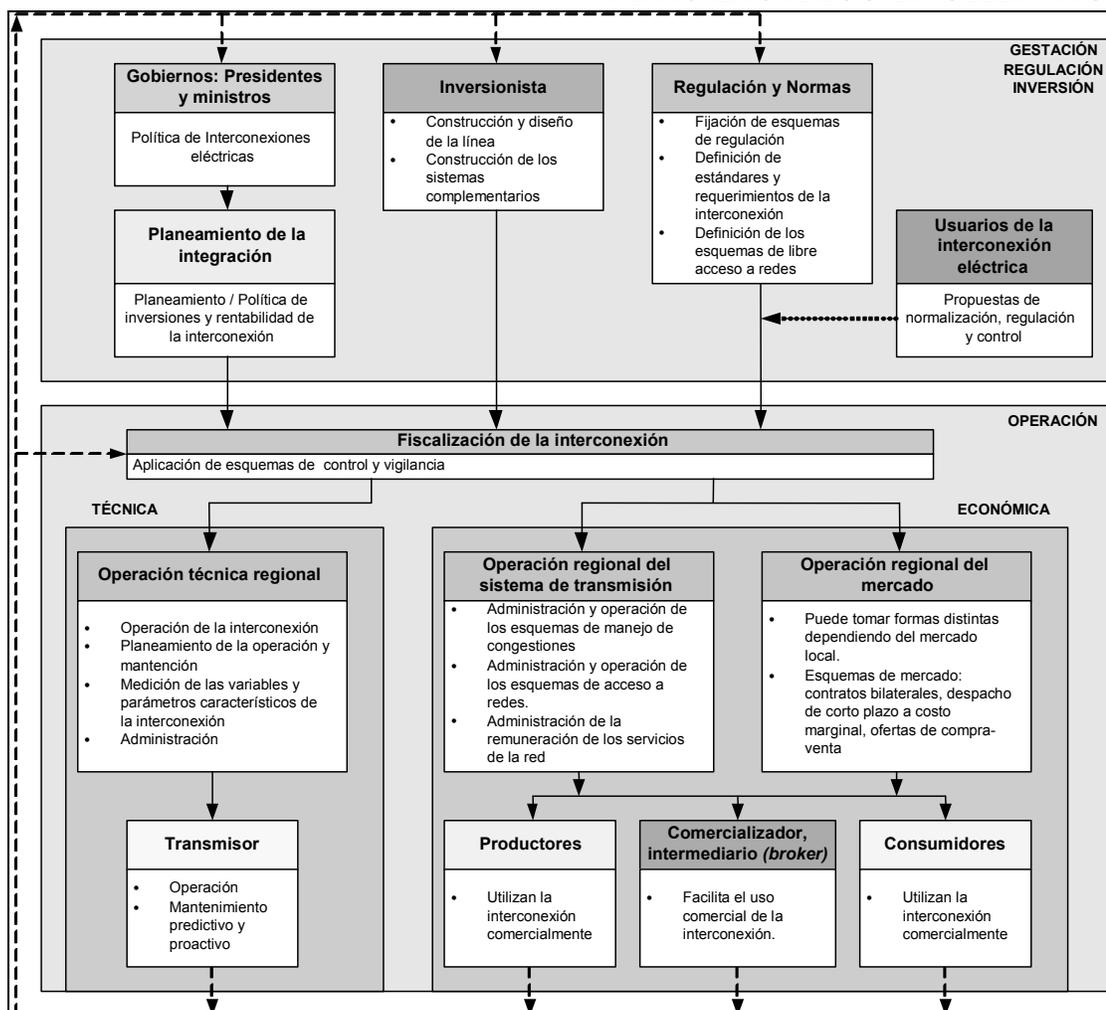


Fuente: Elaboración propia.

En función del esquema anterior, en la figura siguiente se grafica, en forma más detallada, las funciones que determinan la interconexión entre países.

En los puntos B y C siguientes se describen las funciones principales que demandan las fases de gestación y de operación técnica y económica de los sistemas de interconexión eléctrica.

Figura 10
ESQUEMA DE LAS FUNCIONES REQUERIDAS PARA LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS



Fuente: Elaboración propia.

B. Proceso de gestación de una interconexión eléctrica entre dos o más países de América Latina

1. La misión de los gobiernos en la gestación y desarrollo de una política de interconexión eléctrica

Hasta la fecha, en general, los vínculos o interconexiones energéticas más importantes entre los países han tenido como objetivo satisfacer necesidades de energía muy específicas. De este modo, los proyectos no han sido el resultado de una estrategia de desarrollo, sino que más bien de explotar un recurso económico y abundante (proyectos binacionales) o cubrir necesidades esporádicas menores (utilizando infraestructuras insuficientes en capacidad de potencia y tensión). Sin embargo, el abastecimiento de energía eléctrica implica inversiones cuantiosas y requerimientos tales como la confiabilidad, la superación de un desabastecimiento circunstancial, la protección del medio ambiente, entre otros aspectos, temas que necesariamente deben ser abordados por los países de América Latina en forma conjunta. Por esta razón, es que se plantea que son los gobiernos de América Latina los llamados

a liderar una Política de Interconexiones Eléctricas. Es en relación con esta política, que deben generarse acuerdos tendientes a:

- Lograr un mayor desarrollo de los sistemas eléctricos que cruzan las fronteras de los países de América Latina, de tal modo que hagan posible la obtención de los beneficios de la integración.
- Regular en forma coordinada los monopolios naturales de los sistemas de transporte de electricidad.
- Aprovechar las economías de escala que derivan de la interconexión entre países.
- Aprovechar las economías de alcance de los sistemas de transporte, posibilitando mayores coberturas eléctricas, gracias a la interconexión.
- Mejorar la confiabilidad y seguridad en el suministro de electricidad al tener la posibilidad de obtener energía eléctrica desde un mayor número de centrales de generación de electricidad.
- Establecer un mecanismo para resolver controversias.
- Reconocer todos los servicios o productos requeridos en el sector eléctrico, tales como servicios complementarios, calidad, capacidad a disposición para emergencias o condiciones extremas (año seco, demanda pico, etc.).
- Establecer y aclarar, en forma conjunta, los subsidios directos o indirectos a la generación o al precio de la energía en cada país, así como el tratamiento tributario y la existencia de aranceles de importación de energía que favorezcan la generación interna y, por tanto, atenúen las ventajas que conlleva la interconexión eléctrica en los países de la Región.
- Establecer una política regional que propenda a la sustentabilidad ambiental de los proyectos energéticos, a la consideración de la generación de electricidad mediante fuentes renovables y a la incorporación preferente de generadores de mediano tamaño en la red.
- Promover la creación de un comité de integración con el objetivo de realizar el planeamiento de la interconexión energética requerida.
- Promover la constitución de un comité de inversión mixta (pública y privada) para desarrollar la política de inversiones y los mecanismos que permitan calcular las rentabilidades públicas y privadas de los proyectos de interconexión.
- Promover la creación de un comité de usuarios de la interconexión que contribuya, con sus sugerencias, al desarrollo de los lineamientos de una Política de Normalización, Regulación y Control de las instalaciones.

Debido a que la experiencia europea constituye un referente importante a considerar, al plantear las bases de un proceso de interconexión eléctrica en la Región, se estima necesario describir algunos de sus elementos principales, los que se incluyen en el recuadro siguiente.

Recuadro 7
EL CASO DE LA UNIÓN EUROPEA

La UCTE: Breve historia: La UCPT (Union for the Co-ordination of the Production and Transmission of Electricity), asociación predecesora de la actual UCTE, fue creada en 1951. La primera misión de la UCPT fue contribuir al desarrollo de la actividad económica a través de un uso más efectivo de los recursos energéticos producto de la interconexión de los sistemas eléctricos. Durante este período la asociación ha experimentado un permanente crecimiento pasando de ocho a 21 países miembros, los que hoy componen el área UCTE que abarca la parte central de Europa, desde Portugal a Polonia y Dinamarca a Grecia. Hoy la UCTE busca asegurar un suministro confiable de electricidad a 400 millones de clientes. La UCTE también integra a los países miembros de Centrel, Bosnia-Herzegovina, Croacia, Eslovenia, Suiza, Serbia y Montenegro y la antigua República Yugoslava de Macedonia. La mayor parte de la península balcánica y Grecia fueron sin embargo desconectados en 1991 a consecuencia de la guerra en los Balcanes. Grecia ha sido interconectado recientemente a través de un enlace en corriente continua desde Italia. Las interconexiones en corriente alterna a través del océano presentan dificultades técnicas para distancias mayores a 50 km. Esto explica que el sistema británico, irlandés y escandinavo (NORDEL) operen en forma separada de la UCTE, pero que sin embargo intercambian energía a través de enlaces en corriente continua.

Fuente: Bower, 2002.

2. Planificación de los sistemas de transmisión internacionales

La tarea de planificar la interconexión entre países es ineludible para los estados. Por un lado, es indispensable considerar que la decisión de construir una línea de interconexión modifica el despacho de carga de las centrales existentes y el programa de construcción de nuevas centrales. Por otro lado, independientemente de donde provengan los recursos, se debe asegurar la rentabilidad financiera de los activos. Se trata de una tarea compleja que, tomando en cuenta la independencia de cada país de planificar su propio sistema de abastecimiento de electricidad, permita cuantificar los beneficios de cada alternativa y, finalmente, conduzca a la decisión, por parte de los países involucrados, de construir una línea de interconexión.

Para realizar esta tarea se requiere la formación de un ente que se preocupe de la planificación de la interconexión de sistemas eléctricos de transmisión.

El Parlamento y el Consejo europeos se han dado una organización de este tipo. En efecto, si bien definen por norma que la construcción y el mantenimiento de la infraestructura energética deben estar sujetas a los principios del mercado, realizan un procedimiento de identificación de los proyectos pertenecientes a las redes transeuropeas de energía, el que permite identificar proyectos energéticos de interés común o prioritarios. Estos proyectos reciben apoyo financiero de la comunidad, llegando este cofinanciamiento hasta un 20% de sus costos. También existen proyectos que pueden ser objeto de cofinanciamiento, recurriendo a fondos pertenecientes a otros proyectos comunitarios (PHARE, MEDA, ERDF, entre otros) y por otros organismos (como BEI y BERD), en el entendido de que estos proyectos son merecedores de especial atención y apoyo a nivel europeo. En el recuadro y la figura siguientes se muestran tanto los criterios que la Comunidad Europea ha adoptado para identificar proyectos de interés común, como los títulos de los proyectos que se ha decidido apoyar.

Recuadro 8

APOYO Y DEFINICIÓN DE PROYECTOS DE REDES TRANSEUROPEAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA APROBADOS POR EL PARLAMENTO EUROPEO

Prioridades establecidas.

- a) Adaptación y desarrollo de las redes de energía para apoyar el funcionamiento del mercado interior de la energía y, en particular, resolver los problemas de cuellos de botella (en particular en zonas transfronterizas), congestión y carencia de enlaces, y tener en cuenta las necesidades derivadas del funcionamiento del mercado interior de la electricidad, así como de la ampliación de la Comunidad Europea;
- b) establecimiento de redes de energía en regiones insulares, aisladas, periféricas y ultraperiféricas, y promover la diversificación de las fuentes de energía y el uso de las fuentes de energía renovables, junto con la conexión de dichas redes en caso necesario;
- c) adaptación y desarrollo de redes para facilitar la integración o la conexión de la producción de energías renovables;
- d) interoperabilidad de las redes de electricidad dentro de la Unión Europea con las de los países candidatos a la adhesión y demás países de Europa y de las cuencas mediterránea y del Mar Negro.

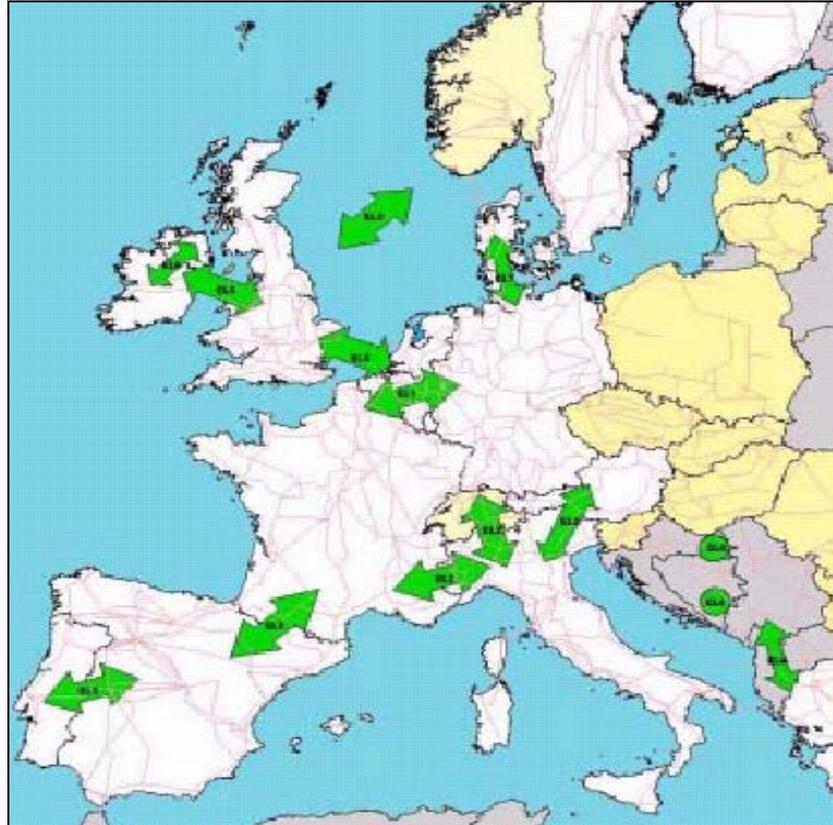
Proyectos prioritarios.

- EL.1. Francia — Bélgica — Países Bajos — Alemania: refuerzos de la red eléctrica para **resolver la congestión** del fluido eléctrico a través del Benelux.
- EL.2. Fronteras de Italia con Francia, Austria, Eslovenia y Suiza: **aumento de las capacidades de interconexión** eléctrica.
- EL.3. Francia — España — Portugal: aumento de las capacidades de interconexión eléctrica entre estos países y para la Península Ibérica y desarrollo de la red en las regiones insulares.
- EL.4. Grecia — Países balcánicos — Sistema UCTE: **desarrollo de la infraestructura** eléctrica para conectar Grecia con el Sistema UCTE.
- EL.5. Reino Unido — Europa continental — Europa septentrional: creación o aumento de las capacidades de interconexión eléctrica y posible integración de **la energía eólica marítima**.
- EL.6. Irlanda — Reino Unido: aumento de las capacidades de interconexión eléctrica y posible integración de **la energía eólica marítima**.
- EL.7. Dinamarca — Alemania — Anillo del Mar Báltico (incluyendo Noruega — Suecia — Finlandia — Dinamarca — Alemania): aumento de la capacidad de interconexión eléctrica y posible integración de **la energía eólica marítima**.

Fuente: Diario Oficial de la Comunidad Europea, C64E, Posición Común CE 10/2003, 18 marzo de 2003.

Figura 11

**APOYO ECONÓMICO A INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS PRIORITARIAS
DEFINIDAS POR EL PARLAMENTO EUROPEO**



Fuente: Diario Oficial de la Comunidad Europea, C64E, Posición Común CE 10/2003, 18 marzo de 2003.

3. Inversión pública e inversión privada para financiar interconexiones eléctricas internacionales

La ligazón eléctrica entre dos o más países cumple normalmente cuatro funciones u objetivos: transmisión, interconexión, integración de mercados y reducción de precios de la energía.

La función de transmisión, caracterizada por contratos específicos de traspasos cuantificables de magnitudes físicas de energía durante lapsos relativamente largos, es relativamente simple de valorar económicamente. Existiendo estos contratos, los agentes privados tendrán menos reticencia a invertir.

Por el contrario, las ventajas asociadas a la función de interconexión de una línea son difíciles de ponderar adecuadamente por los inversionistas privados y, más importante para ellos, que ellas se transformen en una remuneración adicional, ya que la presencia de la línea se traduce en mejoras de la confiabilidad del sistema al tener una nueva opción desde donde energizar un consumo, o en mejoramientos de la regulación de voltaje del sistema, o en disminución de los riesgos o en la elevación de precios de la energía, asociados a una sequía poco frecuente.

Por otro lado, la integración de mercados que se logra gracias a la presencia de líneas interconectadas entre los países, reduce la posición privilegiada de los grandes generadores de electricidad, hecho que difícilmente será reconocido, cuantificado o aceptado por los inversionistas privados. Lo anterior no supone ignorar que en la Región un número reducido de actores se encuentra presente en la mayoría de los países. En este contexto, pueden plantearse diversos esquemas de financiamiento de las interconexiones, los que deben ser acordados en la instancia encargada de

promover y definir las inversiones requeridas. El gran tema a tratar es el desarrollo de una Política de Inversiones y los mecanismos para rentabilizar estas inversiones, sean estas públicas o privadas.

Como se ha mencionado, es difícil para un privado cuantificar y rentabilizar todos los beneficios que implica una interconexión, por lo que se hace indispensable pensar en esquemas de financiamiento mixto público-privado. En todo caso, los mecanismos de recuperación de las inversiones tendrán que quedar claros antes de realizar la construcción de una interconexión eléctrica, tal como ha sido el caso de los ejemplos descritos en los acuerdos binacionales explicados en párrafos precedentes. En este contexto, se deberá analizar y proponer la solución de asuntos tales como:

- a) La garantía de que cualquier usuario pueda usar la línea de interconexión.
- b) La aplicación del criterio marginalista de precios en ambos puntos de la interconexión eléctrica, si este fuera el método adoptado. Alternativamente, se podría decidir:
 - Cancelar al inversionista su inversión más una cifra vinculada con la rentabilidad de proyectos de libre riesgo, incluyendo un premio que guarde relación con riesgos asociados al mecanismo regulatorio que se decida y con los servicios complementarios que el constructor ofrezca. Igualmente, se debe contemplar la remuneración de los servicios del transportista, es decir, los costos de operación y mantención de la línea.
 - En caso de que el operador sea sólo concesionario de la línea (la que puede, por ejemplo, ser de propiedad de los países interconectados), se debe contemplar, como se señala en el punto anterior, la remuneración de los servicios del transportista, es decir, los costos de operación y mantención de la línea.
 - La definición de la estructura de precios: energía y potencia, separadamente, y el intervalo, horaria, diaria, mensual o anual, de aplicación.
 - Establecer en forma específica los pagos por potencia firme y los pagos por potencia en momentos en que la generación en un país es deficitaria con respecto a la demanda.
 - Si la línea es financiada inicialmente por la entidad a cargo de promover e implementar inversiones de interconexión u otro ente supranacional, los beneficiarios de la línea financiarán el costo de ésta en función de las inyecciones o retiros previstos.

El recuadro siguiente detalla los últimos alcances legislativos de la Comunidad Europea en lo que se refiere a interconexiones energéticas.

Recuadro 9

ÚLTIMOS AVANCES LEGISLATIVOS DESTACADOS HACIA LA LIBERALIZACIÓN DE LAS INDUSTRIAS DE RED EN LA UNIÓN EUROPEA

En el ámbito de la electricidad, la Directiva (96/92/CE) establece las normas básicas de la apertura de los mercados a la competencia con el objetivo principal de aumentar la eficacia y estimular la bajada de los precios. Esta Directiva se asienta en dos principios fundamentales: la libertad de elección para los clientes cualificados y el libre acceso de terceras partes a la red de transmisión. La apertura del mercado se está llevando a cabo en tres etapas: el 19 de febrero de 1999 se permitió a los grandes consumidores elegir proveedor libremente; en febrero de 2000 aumentó el porcentaje de la demanda de electricidad nacional liberalizada, que pasó de un 26 % a un 28 %, y en febrero de 2003 tuvo lugar la tercera etapa, que consistirá en elevar ese porcentaje al 33 %. No obstante, varios países (Austria, Alemania, Finlandia, Suecia y el Reino Unido) han decidido ir más allá y liberalizar plenamente la demanda de tales mercados. Lo mismo harán Dinamarca, España y los Países Bajos en 2003, Irlanda en 2005 y Bélgica en 2007. Luxemburgo e Italia también están considerando esta posibilidad. En la actualidad, en torno al 65 % de la demanda comunitaria de electricidad está abierta a la competencia.

En el sector del gas, en 1998 se adoptó la Directiva (98/30/CE), en la que se impuso la obligación de abrir, como mínimo absoluto, un 20 % del mercado a partir de agosto de 2000, y un 33 % en 2008. Hoy en día, la mayor parte de los países han superado ese objetivo y alrededor del 80 % de la demanda comunitaria de gas está abierta a la competencia. Sólo el Reino Unido y Alemania han liberalizado oficialmente por completo su demanda de gas, si bien en Alemania se observan ciertos retrasos en la transposición plena de la Directiva. Este ejemplo fue seguido por Austria (en 2002), España e Italia (en 2003), y los Países Bajos lo harán (en 2004), Irlanda (en 2005), Bélgica (en 2006) y Suecia (en 2008). En Luxemburgo, la cuota de apertura deberá situarse por encima del 99 % en 2010 a más tardar.

Fuente: CE, 2003.

4. La política de regulación y normas de las interconexiones eléctricas internacionales

En términos generales, cada uno de los países de América Latina posee un esquema regulatorio y normativo y dispone de políticas de operación y control de los distintos segmentos de sus sistemas eléctricos. En este contexto, el trabajo que debe abordarse consiste en armonizar dichos marcos entre los diversos países, lo que varios autores han definido como uno de los obstáculos más relevantes para la integración (Rudnick, 2001). Incluso, la hipótesis de que tales marcos existen en todos los países no es siempre cierta, al menos en la forma que el adecuado funcionamiento de los sistemas requiere.

En efecto, se ha podido apreciar problemas en el funcionamiento de los esquemas regulatorios, los que se han traducido en situaciones de desabastecimiento (Galetovic, 2001), fallas que han implicado la caída total del sistema por períodos prolongados, sobreinversión en ciertas áreas y subinversión en otras, problemas de calidad de servicio, controversias entre las partes resueltas por vía judicial o arbitraje, intervenciones de la autoridad administrativa por sobre el marco regulatorio, debilidad de funcionamiento del mercado, entre otros. Asimismo, los sistemas regulatorios han sido puestos a prueba debido a situaciones climatológicas extremas.

De esta forma, el concepto de “armonización” puede entenderse como una tendencia por “unificar los esquemas y eliminar las fronteras energéticas” llegando incluso a una eventual sustitución de los entes regulatorios de los países por un ente regulador supranacional nuevo, con jurisdicción binacional y, a largo plazo, regional. Este planteamiento, no sólo es de gran complejidad, sino que desconoce las políticas de desarrollo energético independientes de cada país. En consecuencia, es necesario diferenciar entre la multiplicidad de problemas regulatorios internos de cada país y la armonización propuesta, motivada por la posibilidad de la transmisión de energía entre países de América Latina.

En este contexto, la tarea de armonizar los marcos regulatorios y plantear los cambios que permitan que se desarrollen los sistemas de transporte internacionales que se visualicen como ventajosos para los países, es una tarea que requiere de estudios destinados a la identificación de los obstáculos a la interconexión eléctrica y los métodos destinados a superarlos. Una vez lograda la armonización de los esquemas regulatorios, se debe velar porque las entidades que responden por ellos se dediquen a tareas como las que se enumeran a continuación:

- Establecer el mecanismo de libre uso de las instalaciones de interconexión, regulando su uso mediante peajes, tarifas, cargos, etc., pero respetando lo establecido en la política energética adoptada por cada gobierno.
- Establecer un mecanismo de remuneración de los servicios de interconexión de la línea (llamados genéricamente servicios complementarios), es decir, mejoramiento de la confiabilidad de los sistemas, manejo de la potencia en giro y reserva de 10 y 60 minutos, mejoramiento de la regulación de voltaje o de potencia reactiva, entre otras funciones de la línea de interconexión.
- Promover la redacción de normas técnicas y la definición de esquemas de regulación, control y vigilancia de los sistemas interconectados internacionales.

En el recuadro siguiente se resumen los elementos principales del proyecto de reglamento chileno destinado a posibilitar la interconexión eléctrica con países vecinos, específicamente con Argentina.

Recuadro 10

**PROYECTO DE REGLAMENTO DE INTERCONEXIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD
CON PAÍSES VECINOS: EL CASO DEL REGLAMENTO ENTRE CHILE Y ARGENTINA**

El reglamento contempla los siguientes elementos: (a) la comercialización de electricidad importada y exportada; (b) las obligaciones y derechos de los agentes del mercado eléctrico que participan en la comercialización de electricidad; (c) los tipos de contratos relacionados con la importación y exportación de electricidad; (d) las autorizaciones para exportar electricidad; (e) la operación coordinada del sistema eléctrico considerando la importación y exportación; (f) los sistemas de interconexión internacional utilizados para la comercialización de electricidad, las obligaciones y derechos de propietarios y usuarios. El reglamento supone no sólo la coordinación entre los despachadores de carga de los países en cuestión sino que además la modificación de sus respectivos reglamentos internos y manuales de procedimientos.

Respecto de los tipos de intercambio se distinguen: (a) los intercambios firmes que se acuerdan entre las partes a través de la celebración de un Contrato de Suministro Firme y (b) los intercambios de oportunidad que se acuerdan entre las partes a través de un Contrato de Oportunidad. Estos últimos son esencialmente interrumpibles por los centros de despacho respectivos, en función de los déficit que surjan de la operación de los sistemas nacionales.

Un Contrato de Suministro Firme, de exportación o de importación, implica para el Agente la obligación de contar con capacidad de entrega de potencia en un Nudo de Frontera, comprometida durante el plazo del contrato, el que deberá tener una duración mínima de dos años. En el caso de un Contrato de Suministro Firme de exportación, el Agente que realiza la operación comprometerá el suministro de la potencia contratada y la energía asociada, lo que se reflejará en la operación del respectivo sistema interconectado (SI) como una demanda a atender en un Nudo Frontera; por el contrario, si se trata de importación se refleja como una oferta en el SI correspondiente.

Los Contratos de Oportunidad se refieren a la compra o venta por parte de un Agente y por un tiempo determinado de los excedentes de energía del sistema con el que se realiza el intercambio. Para la generación hidráulica, el excedente corresponde a la energía de vertimiento y para la generación térmica, la potencia no comprometida para los Servicios Complementarios y que sea declarada excedente por el centro de despacho correspondiente. La autorización para exportar proviene de un decreto del Ministerio de Economía, previo informe de la CNE.

El Agente interesado en exportaciones firmes deberá presentar las siguientes informaciones: (a) los contratos de venta de electricidad; (b) los antecedentes que acrediten la capacidad de generación propia o contratada para cumplir con los contratos durante el período de vigencia de éste; (c) identificación de las unidades generadoras asociadas; (d) los antecedentes que acrediten su Capacidad de Uso en el sistema de interconexión internacional (SII) para cumplir con los contratos; (e) identificación de los Nudos Frontera involucrados; (f) las instalaciones existentes y proyectadas en transmisión.

Los Agentes con Contratos de importación (o de exportación) de Suministro Firme deberán hacer llegar cada año a los CDEC y a la CNE la información siguiente: (a) potencia máxima contratada y energía máxima semanal del contrato; (b) curva de carga semanal del contrato; (c) Nudo Frontera; (d) fecha de inicio y duración del contrato; (e) costo variable de importación firme.

Los CDEC deberán incorporar en la Planificación de la Operación que realicen, las importaciones y exportaciones de electricidad, dicha planificación deberá ser enviada a la CNE, la cual podrá solicitar que se incluyan también los intercambios de oportunidad bajo distintos escenarios.

La energía importada en un Nudo Frontera, asociada a un Contrato de Suministro Firme, será remunerada al costo marginal de energía resultante en el Nudo Frontera, de acuerdo con el Reglamento interno correspondiente. La potencia importada en un Nudo Frontera, asociada a un Contrato de Suministro Firme, será remunerada de acuerdo al procedimiento para las transferencias de potencia vigente en el Reglamento interno del Sistema Eléctrico correspondiente, considerando: (a) la capacidad de entregar potencia en el Nudo Frontera; (b) las limitaciones de los sistemas de transporte involucrados, en las horas de punta del sistema eléctrico nacional; (c) la disponibilidad de potencia en las horas de punta.

El otorgamiento de las concesiones necesarias para construir y tender sistemas de transmisión que formen parte de un SII se regirán por las normas generales contenidas en la Ley eléctrica y el Reglamento. El Ministerio, a proposición de la CNE, podrá dictar normas técnicas adicionales que establezcan las condiciones que deberán cumplir los SII para su operación de acuerdo a las exigencias de seguridad y calidad de servicio.

El propietario y/o operador del SII deberá permitir el acceso abierto, no discriminatorio, a su capacidad remanente de uso. Debiendo coordinarse con los CDEC respectivos y supeditarse a las instrucciones de éstos. La indisponibilidad forzada de las instalaciones de un SII que de origen a una falla de suministro del Sistema Eléctrico Nacional, se traducirá en una sanción por parte de la autoridad nacional (SEC).

Complementario con lo anterior, se sugiere, además, la constitución de un comité de usuarios de la interconexión eléctrica que tenga como función:

- Proponer, a los países, cambios en sus sistemas normativos nacionales para armonizarlos en el mediano y largo plazo con aquellos que rigen o regirán las interconexiones. Lo anterior debe tomar en cuenta la autonomía de cada país en el establecimiento de sus propias políticas internas de operación de sus sistemas.
- Recomendar o sugerir los requerimientos de eficiencia, seguridad y confiabilidad de las líneas de interconexión entre países, así como los equipos asociados a ellas.
- Velar por la existencia de garantías de confiabilidad, calidad y eficiencia de los sistemas eléctricos de cada país interconectado.
- Sugerir recomendaciones para la definición de las normas destinadas a la recuperación de las inversiones de los enlaces internacionales.

C. Operación de una interconexión eléctrica

1. Fiscalización de la interconexión

La fiscalización del cumplimiento de los aspectos normativos y de competitividad es un elemento crítico en el desarrollo de mercados con interconexiones. En términos generales, no es posible garantizar absolutamente la no discriminación de precios de la energía. En cualquier mercado abierto existe el peligro potencial de que alguien ejerza poder de mercado y por ende tenga una posición ventajosa. A través de los denominados "Grid-Code" se ha buscado formalizar el tratamiento de las interconexiones de tal modo de disminuir al máximo las posiciones de mercado dominantes, de carácter monopólico, de manera de asegurar a los usuarios un acceso al mercado a niveles de precios razonables.

En el caso de América Latina, el hecho de disponer de infraestructuras adecuadas y de acceso a las mismas en condiciones no discriminatorias es tan esencial como la propia apertura del mercado. Así es que, por ejemplo, en el caso de la Comunidad Europea, se implementaron medidas que implican la plena apertura del mercado en términos cuantitativos y, además, se elaboraron disposiciones para permitir el acceso efectivo por parte de terceros al sistema eléctrico. Además, se aplican las normas europeas de competencia y la legislación anti-trust a las fusiones, a fin de eliminar los cuellos de botella y facilitar la introducción de una competencia efectiva. Junto a ello, se elaboró un Reglamento que contribuye en buena medida a un uso eficaz de la infraestructura eléctrica.

A diferencia de Latinoamérica, el sistema eléctrico europeo ya está suficientemente interconectado (grado de enmallamiento alto). No obstante, las líneas de interconexión europeas suelen estar congestionadas y algunos Estados miembros se encuentran relativamente aislados, debido a que disponen de capacidades de interconexión muy limitadas con sus países vecinos, todo lo cual suscita importantes problemas de seguridad del abastecimiento. De un análisis de dicha realidad se pueden extraer las siguientes conclusiones aplicables a la Región y que condicionan la función fiscalizadora:

- No es posible crear un verdadero mercado interior al nivel de los países interconectados si no se dispone de infraestructuras adecuadas y si existen altos niveles de congestión. Resulta difícil determinar "cuál es el nivel de infraestructuras adecuado", respuesta que variará con el tiempo en función del grado de desarrollo del mercado interconectado.
- La asignación de las capacidades existentes y el acceso a las infraestructuras de forma eficaz, transparente y no discriminatoria, constituyen requisitos indispensables para la creación y el mantenimiento del mercado de electricidad. De igual forma, los gestores de las redes de transporte deben adoptar todas las medidas razonables para garantizar la máxima utilización de las capacidades existentes, sobre todo en lo que respecta a sus procedimientos técnicos y administrativos, incluidas las medidas para el comercio a corto plazo de la capacidad no utilizada. Estas acciones son necesarias para hacer posible una verdadera competencia y evitar los oligopolios en los mercados nacionales o regionales.

En resumen, la entidad responsable deberá:

- Fiscalizar el ingreso regulado del transportador de electricidad, de modo de garantizar el costo medio de largo plazo de construcción y mantenimiento de la interconexión.
- Establecer los mecanismos de control y vigilancia del cumplimiento de todas las normas y reglas que rigen la línea de interconexión.

2. Operación de la interconexión desde un punto de vista técnico

Los mercados nacionales están dominados, en distinto grado, por una o pocas empresas importantes, tanto en la producción y abastecimiento de electricidad como en la producción, importación y abastecimiento de gas. En consecuencia, es probable que el abrir la competencia a nivel de los países sea una fuente potencial de apertura de mercados. Sin embargo, esta posibilidad se ve restringida debido a que el flujo de energía entre los países es limitado o porque las normas aplicables a la tarificación transfronteriza y a la asignación de capacidades actúan como factor disuasivo de este tipo de transacciones. Los principales problemas que afectan a las transacciones transfronterizas en la actualidad están relacionados con:

- La interacción de los sistemas de tarificación del transporte vigentes en los distintos países;
- los mecanismos de asignación de capacidades a las interconexiones entre los usuarios de éstas.

Basándose en experiencias anteriores y en las dificultades que resultan de la aplicación de un mecanismo de asignación apropiado, lo primero que debe ser tomado en cuenta es la aplicación de una asignación estandarizada para todos los intercambios regionales. También se recomienda que el mecanismo de asignación utilizado sea coordinado entre los operadores de los países que intervienen en el intercambio y no se realice de manera unilateral como frecuentemente se implementa para “el primero en llegar, primero en servir”. Un ejemplo de operación coordinada entre Francia e Italia se muestra en el siguiente recuadro:

Recuadro 11

LA INTERCONEXIÓN FRANCIA-ITALIA, OPERACIÓN COORDINADA Y PRORRATEO

Para el 2003, la capacidad de la interconexión entre Francia e Italia se asigna de una manera coordinada entre RTE y GRTN (operadores de red de ambos sistemas) de acuerdo a un mecanismo proporcional definido de la siguiente forma: Según el acuerdo “Decisión AEEG”, la capacidad de transferencia durante el invierno de 2003 para la frontera noroeste italiana es:

- 2650 MW de Francia a Italia; y
- 3050 MW de Suiza a Italia.

Los operadores consideran que las capacidades que se mencionan a continuación deben ser clasificadas como reserva y que no forman parte de la capacidad anual disponible.

Capacidad de largo plazo: Según el acuerdo, la capacidad de largo plazo se asigna de acuerdo a los contratos existentes (firmados antes de entrar la directiva europea 96/92/CE). La capacidad de largo plazo es igual a la potencia estipulada en contratos cuyo fin es proveer energía al mercado italo-francés. Siendo estos:

- 1400 MW de Francia a Italia;
- 600 MW de Suiza a Italia.

Capacidad reservada para el mercado italo-francés: 100 MW se asignaron para el Mercado italo-francés para el año 2003. El acuerdo estipula que la repartición de esta capacidad asignada a la zona comprendida entre las fronteras de Francia y Suiza debe ser proporcional a la capacidad de transferencia en la frontera noroeste de Italia y debe ser redondeada a 10 MW.

Capacidad asignada a los operadores suizos: Esta capacidad es igual al 50% de la capacidad restante en la frontera de Suiza e Italia después de la sustracción de la capacidad a largo plazo y la capacidad reservada para el mercado italo-francés, es decir 1200 MW.

Capacidad trianual: En Diciembre de 2001, GRTN, en coordinación con RTE, publicó las reglas aplicables a la asignación de la capacidad trianual desde el año 2002 al 2004. RTE y GRTN han designado a ciertos consumidores italianos como “cargas interrumpibles” y según el acuerdo se hace valedera una capacidad interrumpible anual de 500 MW durante el período 2002 a 2004.

Recuadro 11 (conclusión)

Capacidad de terceros estados: Como resultado del acuerdo ciertas capacidades han sido reservadas a terceros estados ubicados dentro de territorio italiano como también para la isla de Córcega de la siguiente manera:

- Para la importación de electricidad de la Republica de San Marino: 42 MW;
- Para la importación de electricidad del Estado Città del Vaticano: 50 MW;
- Para el tránsito de electricidad a través de Italia desde Francia a Córcega: 55 MW.

Capacidad anual disponible para el mercado libre

La capacidad anual disponible es la diferencia entre la capacidad total en la frontera noroeste (5700 MW) y la capacidad de reserva. Por lo tanto, se acuerda que la capacidad anual disponible es:

- 1303 MW para capacidad anual no interrumpible; y
- 450 MW para capacidad anual interrumpible.

Mecanismo de asignación de la capacidad anual disponible

Para capacidades interrumpibles: la asignación de la capacidad anual interrumpible (450 MW) debe ser calculada de acuerdo a un coeficiente de prorrateo que se calcula como la razón entre la capacidad anual interrumpible y la capacidad requerida por los consumidores.

Para capacidades no interrumpibles: los operadores deben asignar la capacidad anual no interrumpible (1303 MW) de acuerdo a un mecanismo de prorrateo y la capacidad total requerida por los consumidores y comercializadores.

Fuente: Elaboración propia en base a información de la OCTE.

Una de las alternativas más utilizadas para solventar los problemas de congestión en las interconexiones es mediante la aplicación de diferentes mecanismos de asignación de capacidades disponibles de las líneas a los usuarios de éstas (consumidores, comercializadores y productores). Los mecanismos aplicados en la actualidad son:

- Sólo por confiabilidad: los intercambios de energía son excepcionales y se basan exclusivamente en razones de confiabilidad.
- Por orden de llegada: los intercambios de electricidad se distribuyen de acuerdo a requerimientos, hasta copar la capacidad de la interconexión
- Subastas explícitas: subastas de oferta para diferentes períodos de tiempo. La capacidad se asigna por orden de mérito.
- Subastas implícitas: subastas de oferta y demanda resultantes de la comparación de precios de ambos mercados. El precio resulta de las subastas.
- Partición de mercados: como la anterior, pero el precio es el del mercado importador.
- Integración total de mercados: un solo mercado, los agentes de diferentes regiones presentan ofertas al mismo mercado. El precio se liquida centralizadamente.

En varias interconexiones se otorga prioridad a los agentes del mercado que tienen reservas de capacidad a largo plazo. Algunas de estas prácticas de asignación de capacidades no son satisfactorias y se considera que los sistemas basados en el mercado constituyen una solución más equitativa. Así por ejemplo, en el Sistema Nórdico Europeo (NORDEL), se utiliza un procedimiento de asignación basado en las ofertas de los productores al mercado spot de electricidad. El TSO (*Transmission System Operator*) asigna automáticamente la capacidad de modo que se minimicen las diferencias de precio entre las dos zonas en cuestión. Este procedimiento se lleva a cabo en tiempo real en cada período de liquidación. La ventaja de este sistema es que el TSO puede asegurarse que se optimiza la capacidad disponible. Un ejemplo de aplicación de los mecanismos de asignación mencionados es el caso de las interconexiones en Europa que se puede observar en el cuadro 12 siguiente.

En las subastas explícitas, es necesario realizar una transacción separada para cada capacidad ofertada. Con ello se crea inmediatamente una carga adicional a la que se deriva de los contratos de largo plazo para las transacciones transfronterizas, aunque al mismo tiempo se proporciona capacidad durante un período más prolongado. Uno de los problemas que tienen estas subastas es que permiten a los productores ofertar precios distintos en distintos mercados de contado, lo cual puede darles la oportunidad de segmentar mercados y mantener diferencias de precio cuyo resultado sea la ausencia de interconexión.

Cuadro 12

MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDADES EN LA COMUNIDAD EUROPEA

| Conexión | Congestión o no | Método de asignación |
|---------------------------|------------------------------|--|
| Dentro de <i>Nordpool</i> | Sí, esporádica | Ligado al mercado de contado |
| Dinamarca-Alemania | Sí, en la frontera alemana | Subasta |
| Bélgica-Holanda | Sí, en la frontera holandesa | Subasta |
| Alemania-Holanda | Sí, en la frontera holandesa | Subasta |
| Francia-Inglaterra | Sí, en Inglaterra | Subasta con precio mínimo |
| España-Portugal | Sí, esporádica | Parte subasta, parte mercado al contado |
| Francia-España | Sí, en España | "Primero en llegar, primero en servir", prioridad para los contratos de larga duración |
| Francia-Bélgica | Sí, en Bélgica y Holanda | "Primero en llegar, primero en servir", prioridad para los contratos de larga duración |
| Francia-Italia | Sí, en Italia | Prorrato, prioridad para los contratos de larga duración |
| Austria-Italia | Sí, en la frontera italiana | "Primero en llegar, primero servido" |

Fuente: Diario Oficial de la Comunidad Europea, C64E, Posición Común CE 10/2003, 18 marzo de 2003.

Los efectos de las congestiones unidos al método de asignación, pueden conducir a diferenciales de precios que atenten contra los objetivos de la interconexión eléctrica.

3. Operación económica de la interconexión eléctrica

Un tema relevante a ser resuelto tiene relación con la explotación económica de la ligazón eléctrica. Por ello, resulta esencial asegurar la operación coordinada del sistema, en el caso de los países involucrados en la interconexión. Son varias las funciones que es necesario manejar:

- Cobro de los peajes o costos por el servicio de transmisión. El sistema de cobro debe ser definido por la autoridad reguladora. Si sólo se concibe el uso de la línea para contratos de largo plazo, la situación es más simple, ya que incluso la dirección de la transmisión de energía sea en un solo sentido, lo que permite aplicar las reglas del país que demanda la energía en cada circunstancia y no establecer reglas de mercado comunes y atemporales, lo que resulta bastante más complicado. Constituye una definición política la transmisión de excedentes de corto plazo, siendo en este caso intercambios, en general, interrumpibles.
- Cobro de los servicios complementarios servidos por la línea de interconexión: mantenimiento de la reserva, inyección de potencia reactiva, inyección de energía en momentos de emergencia, como por ejemplo en sequía, entre otros. Como en el caso anterior los parámetros básicos son definidos por la autoridad regulatoria.

Un ejemplo a tener en cuenta es el de la Comunidad Europea. En el recuadro siguiente se muestra la definición de los entes operadores formulada por la Comunidad Europea.

Recuadro 12

LA DEFINICIÓN DE ENTES OPERADORES EN LA COMUNIDAD EUROPEA

Los miembros de la UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) son propietarios de sistemas de transmisión cuyas redes se encuentran dentro del territorio de la UCTE. Un miembro es la autoridad encargada de la operación de un sistema eléctrico, el cual se compone de plantas de generación y líneas de transmisión a una tensión de 220 kV o superior. Dicho sistema debe contribuir al mantenimiento del equilibrio y la seguridad en la operación de la red interconectada.

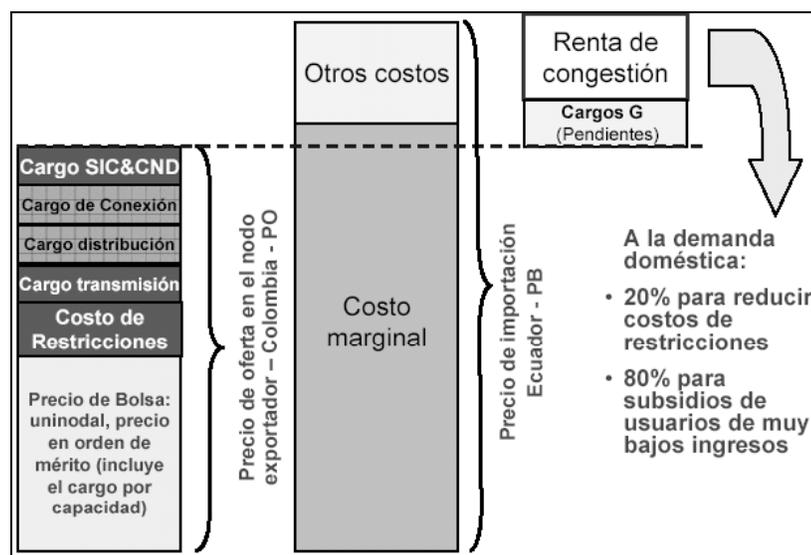
La UCTE no tiene la autoridad para intervenir en las relaciones comerciales de sus miembros. Su misión es garantizar la seguridad de suministro, aunque existen ciertas interconexiones que presentan congestiones de mayor o menor importancia, como se mostró en la Tabla 13 (Métodos de asignación de capacidades en la Unión Europea).

Fuente: UCTE.

Una vez discutidos los mecanismos de asignación de capacidades en una interconexión, el aspecto a tratar es la metodología implementada para la remuneración de las actividades de transmisión de electricidad. En el caso europeo, en la actualidad, es escasa la coordinación existente entre los distintos reguladores o TSO para que las tarifas aplicadas a las transacciones transfronterizas se ajusten a los costos. En el caso de la Comunidad Andina, se aplica un sistema de precios específico para cada país, que respeta ya sea la existencia de una Bolsa de Energía (como es el caso de Colombia) o el de la tarificación a costo marginal (como es el caso de Ecuador).

La figura siguiente ilustra la situación en que el precio de la Bolsa de Energía Colombiana permite exportar energía a Ecuador. En este caso, la formación del precio de venta es la suma del precio de bolsa (esquema de despacho implementado en Colombia), más un conjunto de otros costos que incluyen los cargos por: restricción, transmisión, distribución, conexión y financiamiento de los centros de despacho. Lo anterior corresponde al precio de oferta colombiano (PO). A su vez, el precio de importación de Ecuador (PB), se compone del costo marginal más otros costos. La diferencia entre PB y PO corresponde a la renta de congestión y a los cargos G que se destinan a subsidiar la demanda doméstica (reducción de los costos de restricción y subsidio a los consumidores de bajos ingresos).

Figura 12
FORMACIÓN DEL PRECIO DE COMPRA Y EL PRECIO DE VENTA (COLOMBIA EXPORTA)

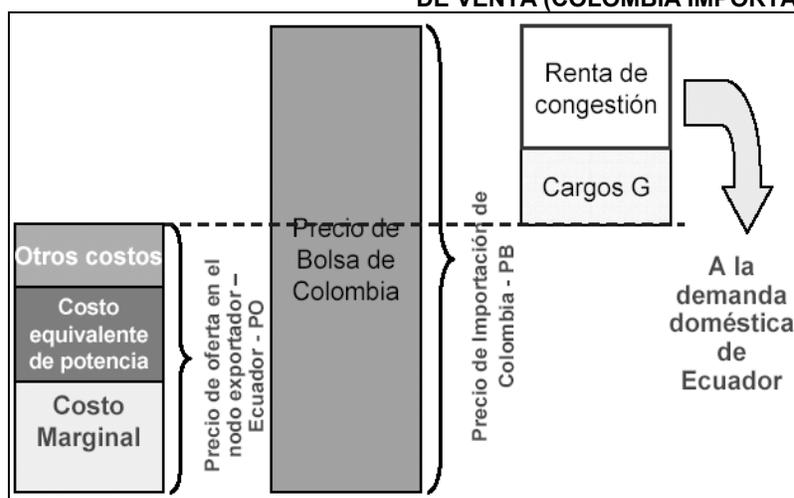


Fuente: ISA, 2003.

De manera análoga, en el caso que Ecuador exporte energía a Colombia, la formación del precio de oferta del Ecuador PO, estará constituido por el costo marginal de la energía, más el costo equivalente de potencia y más otros costos. Esto sumado a las rentas de congestión y los cargos G, serán el precio de importación en Colombia y que constituirá un precio de bolsa en el mercado spot.

El ejemplo presentado tiene por objeto demostrar que dos países que disponen de esquemas regulatorios diferentes pueden interconectarse sin necesidad de esperar disponer de un marco normativo único. Esta experiencia puede repetirse en otros países que presenten diferencias regulatorias, pero que dispongan de una complementariedad de recursos energéticos que haga mutuamente ventajoso el intercambio entre ellos.

Figura 13
FORMACIÓN DEL PRECIO DE COMPRA Y EL PRECIO DE VENTA (COLOMBIA IMPORTA)



Fuente: ISA, 2003.

D. Las próximas etapas requeridas para el desarrollo de una propuesta de interconexión eléctrica en la región

La propuesta realizada se basa en el desarrollo gradual de la interconexión eléctrica regional a partir de esquemas binacionales para llegar en un futuro más lejano a lo que se ha definido como mercados integrados de energía eléctrica a nivel de la región. Este proceso de integración requiere del desarrollo de estructuras institucionales que permitan el desarrollo del proceso de integración, asegurando que los acuerdos y medidas que se adopten a nivel bilateral no sean contradictorios con el objetivo final y de largo plazo de la integración eléctrica regional.

La propuesta distingue dos niveles de acción en el desarrollo de la interconexión: la gestación, regulación e inversión y la operación técnica y económica del sistema. En lo que respecta al primer nivel se destaca la necesidad de planificar el desarrollo de los sistemas y definir las diferentes formas de financiar y rentabilizar las instalaciones eléctricas requeridas. Al mismo tiempo, es indispensable propender a definir las formas que cada sistema interconectado adoptará para fiscalizar y operar el sistema conjunto. Los aspectos técnicos y los aspectos económicos deberán clarificarse para que, de esta forma, se puedan realizar las inversiones requeridas en un ambiente de transparencia.

Si bien los aspectos vinculados a la gestación de los proyectos de interconexión han sido desarrollados en mayor profundidad en esta propuesta, la complejidad derivada de los diferentes niveles y filosofías de regulación existentes en la región obliga a profundizar más en el desarrollo de la parte operativa de la propuesta, la que, en esta ocasión, se desarrolló en base a la experiencia europea la que, como ya se ha señalado, debe considerarse solamente como un elemento referencial y no como la base para el proceso de interconexión en la región.

Los beneficios involucrados en este tipo de proyectos amerita que la propuesta que se ha realizado se materialice a la mayor brevedad.

VI. Conclusiones y recomendaciones

A. Conclusiones

El empleo integral de los recursos energéticos de América Central y del Sur tiene innumerables ventajas para la región: aprovechamiento de economías de escala, mejoramiento de la confiabilidad, empleo integral de los recursos renovables tan abundantes en la región, disminución de los costos y los precios de la energía, etc. Este hecho ha sido históricamente reconocido por los diferentes países de América Latina. En efecto, durante la década de los años setenta se inicia un esfuerzo sistemático de interconexión entre países de América Central, el que debería consolidarse próximamente con la construcción de una línea de 230 kV, la que permitirá unir a Panamá con Centro América, dando así origen al Mercado Eléctrico Regional para América Central.

Por otra parte, en América del Sur, a partir de 1966, se llevan a cabo una serie de proyectos binacionales de gran envergadura entre Brasil y Paraguay, Uruguay y Argentina y Argentina Paraguay (Itaipú, Salto Grande y Yacyretá), que generan anualmente del orden de 80.000 GWh, 10.500 GWh y 24.600 GWh, respectivamente. A ello se agrega la Central Salta construida en Argentina en boca de pozo, para abastecer el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile, pero no conectada con el sistema interconectado argentino. Estos proyectos han permitido demostrar los significativos beneficios de aprovechar en forma conjunta los recursos energéticos de la región. Sin embargo, ellos corresponden a acuerdos entre países y han sido refrendados por

contratos específicos que cubren la totalidad de la energía generada, de modo que no se les puede considerar como parte de un esquema de integración. Un caso diferente es el Acuerdo de Interconexión Regional de Energía entre los Países Andinos, según el cual se acuerda que el uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho coordinado de los mercados, el cual será a su vez independiente de los contratos de compraventa de electricidad. En este contexto, Colombia ha exportado energía eléctrica a Venezuela y Ecuador; aunque las cifras no son todavía muy relevantes, es una experiencia que merece ser replicada y ampliada. Se puede afirmar entonces que, si bien los beneficios de un mercado común de la electricidad son muy relevantes, los avances logrados en la región han sido lentos e insuficientes.

Por otra parte, los requerimientos de energía eléctrica de América del Sur son de enormes proporciones (680.000 GWh/año, durante el año 2000), con un crecimiento de un 65% en términos de energía para la década de los años noventa. En este escenario, resulta indispensable considerar los impactos sociales y ambientales que ocurrirán al emprenderse programas de interconexión entre dos o tres países, los que pueden ser positivos o negativos desde la perspectiva antes señalada. Por ejemplo, si dicha interconexión demanda la construcción de megaproyectos hidroeléctricos, se pueden provocar problemas ambientales mayores, como los que han ocurrido en el caso de algunas de las centrales binacionales. Por el contrario, si se interconecta un país con un sistema eléctrico pequeño, que normalmente recurre a soluciones ineficientes basadas en grupos generadores diesel o a petróleo combustible, con un país que dispone de recursos energéticos limpios, económicos y que no provocan impactos en el medioambiente, ello permitirá reducir dichos impactos a nivel global.

En el mismo contexto, un programa que tenga en cuenta los parámetros anteriores deberá desarrollar un entorno favorable para la consideración de las energías renovables y la generación mediante máquinas de tamaño mediano en futuras interconexiones internacionales. Al emplear este tipo de equipos, los impactos ambientales son inferiores a los que ocurren con megaproyectos o con fuentes de energía no renovables y contaminantes. La forma de generar dicho entorno consiste en la consideración de las externalidades vinculadas a las distintas soluciones energéticas partiendo del supuesto que las fuentes renovables presentarían ventajas en relación a dichas externalidades.

En cuanto al diseño y operación de los sistemas de interconexión, se debe considerar el financiamiento de los recursos necesarios para que éste opere en forma confiable y eficiente. Como estos recursos van más allá de los servicios de venta de energía y potencia, tradicionales en el sector eléctrico, se les ha llamado servicios complementarios. Entre los más relevantes están la capacidad de reserva del sistema; en este contexto, una megacentral requerirá una capacidad de reserva mucho más elevada que otra de tamaño mediano. También son servicios complementarios el control del voltaje, el control de frecuencia, los escalones de frecuencia, y otros. A nivel internacional, pero sólo en los últimos años, se ha asociado a estos servicios complementarios un sistema de precios, ya sea en base al costo incurrido o al costo de oportunidad del servicio o al costo evitado del mismo. Del mismo modo, el pago del servicio puede realizarse “por disponibilidad” o “por activación” del servicio. Lo que se debe contemplar es un mecanismo que entregue señales adecuadas a los distintos agentes que se involucrarán en el servicio de interconexión eléctrica.

Conviene señalar adicionalmente que la complementariedad de recursos energéticos de América del Sur permitirían altos intercambios de energía eléctrica entre países excedentarios y deficitarios, todo lo cual sugiere la conveniencia de avanzar en la consolidación de un mercado común de electricidad, similar al existente en otras regiones del mundo. Sin embargo, las particularidades geográficas, regulatorias, tecnológicas, históricas y culturales, observadas en la región, impiden adaptar mecánicamente los esquemas existentes a nivel internacional, menos aún cuando no existe en los países de mayor desarrollo una respuesta categórica sobre la forma de asegurar la continuidad de los procesos ya iniciados de interconexión. Más concretamente, en esos países se observa un estancamiento en el proceso de inversiones en interconexiones y, por otra parte, son evidentes algunas dificultades en el manejo de congestiones.

B. Recomendaciones

Como resultado de los análisis realizados en este trabajo, se sugiere avanzar decididamente en el proceso, ya iniciado, de interconexión eléctrica, asegurando la participación activa de los gobiernos involucrados, a través de una institucionalidad predefinida que permita establecer metas globales asociadas a una política energética regional. En otras palabras, el desarrollo de interconexiones eléctricas no puede ser el resultado de la mera interacción entre agentes de mercado interesados en eventuales transacciones energéticas.

En el proceso de desarrollo de un mercado común como el que aquí se propone se han distinguido tres planos de acción: la gestación de la interconexión, la operación técnica de los sistemas y la operación económica de ellos. A esta segmentación del proceso se han asociado las diferentes funciones requeridas, diferenciando aquellas que se propone sean realizadas por los gobiernos, de aquellas que pueden ser llevadas a cabo por los agentes privados, por los usuarios y por entes de carácter mixto.

Para la gestación de una interconexión parece ineludible una participación activa de los gobiernos en el establecimiento de una política de interconexiones eléctricas, tomando en consideración los requerimientos y la planificación de cada sistema. Las características del diseño y construcción de la línea, así como la especificación de los servicios complementarios, resultaría también ser una tarea esencial de aquellos, con el fin de calcular la magnitud de la inversión requerida desde una perspectiva de largo plazo, sea que ésta se realice por entes privados, estatales o en forma mixta. Todo lo anterior requiere el establecimiento de regulaciones especiales y normas técnicas del sistema.

La operación técnica del sistema debe considerar no solamente la operación de la transmisión binacional propiamente tal, sino que además incluir un planeamiento del mantenimiento de la interconexión, la medición de las variables y parámetros característicos y la administración técnica de esta operación.

En cuanto a la operación económica hay que distinguir entre la operación económica del sistema de transmisión y la operación del mercado. En cuanto a la operación económica del sistema de transmisión se considera la administración y operación de los esquemas de manejo de congestiones, los esquemas de acceso a la red y la remuneración de los servicios de la red. En cuanto a la operación económica del mercado, éste puede tomar diferentes formas, para cada una de las cuales será necesario especificar las características de: los contratos bilaterales de mediano o largo plazo, el despacho de corto plazo a costo marginal y las ofertas de compraventa.

En resumen, se propone un desarrollo gradual de la interconexión eléctrica regional a partir de esquemas binacionales, para llegar en un futuro más lejano a un mercado integrado a nivel de la región. Este proceso, concebido en base a las estructuras definidas en este trabajo, deberá propender a un desarrollo del proceso de integración que asegure que los acuerdos binacionales no sean contradictorios con el objetivo de largo plazo de la integración regional. El problema del abastecimiento energético de la región es urgente de resolver, ya que existen casos en que insuficiencias o fallas de suministro provocarán una disminución de la tasa de crecimiento e incluso una reducción de la producción industrial. Lo anterior está creando un ambiente de inseguridad en la región. Ello explica por qué la propuesta plantea la urgencia de establecer una institucionalidad, donde se definan los roles públicos y privados y los mecanismos tendientes a resolver los problemas energéticos en base, en una primera etapa, a esquemas binacionales para avanzar en el futuro a mayores grados de integración. Lo anterior no ignora que el problema es complejo, de tal modo que el plantear en este momento la creación de un mercado integrado latinoamericano, con reglas comunes en todos los países de la región, que posibilite el intercambio energético libre entre cualquiera de los países de América Latina, es una solución que sólo se podrá lograr en un plazo muy largo y que acelerar su concreción puede llevar al fracaso de la iniciativa e, incluso, a la marginación de algunos países.

Finalmente, se debe mencionar la necesidad de evaluar, conjuntamente con la solución del abastecimiento eléctrico, la magnitud y los proyectos de explotación y transporte de los recursos

gasíferos de la región, ya que ellos son un requisito necesario para el abastecimiento de energía eléctrica. El gas, por tratarse de un recurso no renovable, requiere de cuantiosas inversiones para realizar nuevas exploraciones; si ellas no se llevan a efecto, quedará en severo riesgo el abastecimiento de electricidad de Chile, Uruguay, Brasil y la propia Argentina, poseedora de grandes yacimientos.

Bibliografía

- Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica. Ramiro Valencia Cossio, Ministro de Minas y Energía, Colombia; Pablo Teran Ribadeneira, Ministro de Energía y Minas, Ecuador; Jaime Quijandria Salmon Ministro de Energía y Minas, Perú. Cartagena de Indias, 22 de septiembre, 2001.
- Allen E., Ilic M., (2000), “*Reserve Markets for Power Systems Reliability*”. *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 15, N° 1, febrero.
- BID, (2001), “Integración Energética en el MERCOSUR Ampliado”, Documento para discusión, Departamento Regional de Operaciones 1 (RE1), División de Finanzas e Infraestructura Básica 1 (RE1/FI1), Departamento del Sector Privado (PRI), Washington D.C.
- Blanlot V., (2001), “Perspectivas del Sector Eléctrico a corto y mediano plazo”, SOFOFA, Santiago, Chile, junio.
- Bower J. (2002) “*A Review of European Electricity Statistics*.”
- CAMMESA, (2003), “Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina, marzo.
- Carlsson L. (2002). *Recent classic HVDC development. ABB Utilities*
- CDEC SING (2002), “Estadísticas de Operación 2002”.
- CE (2003), Diario Oficial de la Unión Europea, POSICIÓN COMÚN (CE) N° 10/2003.
- Cheung K. W. et al (2000). “*Energy and Ancillary Service Dispatch for the Interim ISO New England Electricity Market. IEEE Trans*”. *On Power Systems*, vol.15, N° 3, agosto.
- CIER (2002a), XXXVII Reunión de Altos Ejecutivos de Empresas y Organismos de la CIER, Mesas de Trabajo Finanzas, Viña de Mar, Chile, Noviembre.
- _____(2002b), XXXVII Reunión de Altos Ejecutivos de Empresas y Organismos de la CIER, Mesas de Trabajo Generación, Viña de Mar, Chile, noviembre.

- ____(2002c), XXXVII Reunión de Altos Ejecutivos de Empresas y Organismos de la CIER, Mesas de Trabajo Transmisión, Viña de Mar, Chile, noviembre.
- ____(2002d), XXXVII Reunión de Altos Ejecutivos de Empresas y Organismos de la CIER, Mesas de Trabajo Distribución, Viña de Mar, Chile, noviembre.
- ____(2002a), “Procesos de integración y creación de mercados regionales en Centroamérica y Región Andina” Área Generación & Transmisión Coordinación Internacional, Documento SECIER CIG&T-06-2002, Medellín, julio.
- ____(2002b) Presentación en “Segunda conferencia hemisférica de reguladores de energía”- DOE-FIU-IIE, Miami, Florida, EEUU, 6-8 marzo.
- ____(1999a), “Simulación de los Sistemas Integrados”, Proyecto CIER 02 – Mercados Mayoristas E Interconexiones Fase II, Corporación Andina De Fomento, Fundación Bariloche, Instituto de Economía Energética, Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica, Power Systems Research Inc, marzo.
- ____(1999b), “Simulación de los Sistemas Aislados y Potencial para Interconexión”, Proyecto CIER 02: Mercados Mayoristas e Interconexiones Fase I, Corporación Andina de Fomento, Fundación Bariloche, Instituto de Economía Energética, Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica, Power Systems Research Inc, marzo.
- CIGRE. (2002), “*Optimal Network Structure in an Open Market Environment*”, Task Force 38.05.10, abril.
- Comisión de las Comunidades Europeas, CCE. (2001) “Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo - Infraestructura Energética Europea.
- Coral I, (2002), “Ligazones Eléctricas Internacionales: Hacia Una Estrategia Para Propulsar Su Implantación”, BID (Banco Interamericano de Desarrollo), División de Finanzas e Infraestructura Básica 3.
- Decisión 536, (2002), Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Comisión de la Comunidad Andina, en Reunión Ampliada con los Ministros de Energía, Lima, Perú, 19 de diciembre.
- Díaz C., Galetovic A., Soto R., (2001), “Anatomía de una crisis eléctrica”, Revista de Análisis Económico, vol. 16, julio.
- Fearnside P. 1996. “*Greenhouse gas emission from amazonian hydroelectric reservoirs: The example of Brazil's Tucurí dam*”. En Pinguelli Rosa L. y Dos Santos M : Hidropower Plants and Greenhouse Gas Emissions. COPPE. Rio de Janeiro
- Fischer, R., Serra, P. (2000), “Regulating the Electricity Sector in Latin America”, Centro de Economía Aplicada Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Serie Economía N° 86, agosto.
- Galetovic, A., Olmedo J.C., Soto H., (2001) “¿Qué tan probable es una nueva crisis eléctrica?” Centro de Economía Aplicada Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Estudios Públicos 87.
- Galetovic, A. Olmedo, J.C. Soto, H., (2002a), “Una estimación del costo social de eliminar los déficit de abastecimiento eléctrico en el SIC”, Revista de Análisis Económico, vol. 17 (2).
- Galetovic A., Bustos A., (2002b). “Regulación por empresa eficiente: ¿Quién es realmente usted?”. Estudios Públicos N° 86
- Galetovic, A., (2002c), “Transmisión y la Ley Corta”, Puntos de Referencia N° 265, Centro de Estudios Públicos, diciembre.
- Graham J. Jonson B y R.S Moni. (2003) *The Garabí 2.000 MW interconnection back-to-back HVDC to connect weak AC systems. ABB Utilities.*
- Honty, G, (2001), “Impactos Ambientales del Sector Energético en el MERCOSUR, Diagnósticos y Perspectivas”. Preparado por CEUTA para COSSEM.
- IIRSA (Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de América del Sur), (2002), “Condiciones Básicas Para el Desarrollo de un Mercado Energético Regional Integrado, GTE: Proceso Sectorial sobre Marcos Normativos de Mercados Energéticos Regionales”.
- ILSA (Instituto Latinoamericano De Servicios Legales Alternativos), ITEM (Instituto Del Tercer Mundo), (1999), “Agua pasó por aquí: experiencias sociales de manejo sostenible. Una alternativa a la privatización” <http://www.alianzaenfrentebid.org/biblio.htm>.
- Jonker, R, Dijk P., (2001) “*Enabling Distributed Generation and Demand Response with Enterprise Energy Management Systems*”. Power Measurement Ltd, Victoria, BC mayo.
- Kirschen, D. (1999), “*Optimal Scheduling of Spinning Reserve*”. IEEE Trans. on Power Systems, vol.14, N°4, noviembre.

- Kohlhepp, G. (1987). *Itaipú: basic geopolitical and energy situation socio-economic and ecological consequences of the Itaipú dam and reservoir on the Río Paraná* (Brazil-Paraguay). Eschborn: GATE, GTZ.
- Mercados Energéticos (2002), “La Integración Energética en el Pacto Andino”, documento preparado para el Inter-American Development Bank, Buenos Aires, Argentina, mayo.
- OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets), 2002, “The review of the first year of NETA, *A review document, Volume 1*.”
- Programa Chile Sustentable (2003), “Proyecto de Ley de Promoción de las Energías Renovables”.
- Rudnick H., (2001), “Interconexión e integración eléctrica: desafíos regulatorios”, I Conferencia Interparlamentaria de Energía, Antofagasta, Chile, noviembre.
- Rudnick H. y D. Moitre (1997), “Integración de mercados de energía eléctrica competitivos al por mayor”, XII Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica. noviembre. Anales Vol I. Universidad de La Frontera-Temuco, Chile.
- Scheutzlich, T. (2002). Seminario de Electrificación Rural en América Latina, Valparaíso, mayo 28-29.
- SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central), 2001, “Hacia una Integración Regional de Electricidad, el Proyecto, Oportunidades y Desafíos”, Madrid.
- Soler, D. (2002), “Nuevos modelos regulatorios de los Sistemas Complementarios de Generación y Red en Sistemas de Energía Eléctrica”. Curso “Seguridad y Suficiencia en el Suministro de la Energía Eléctrica”, Santiago, Chile 25 –27, Proyecto Alure-CREG, marzo.
- Sullivan, M., B.N. Suddeth, T. Vardeli, A. Vojdani, “*Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability*”.
- Tussie, D. (1995). “The Inter-American Development Bank”. Boulder and London: Lynne Rienner.
- UMIST (1999). Electricity Tariffs and Embedded Renewable Generation, informe realizado dentro del Contrato JOR3-CT98-0201.
- Vignolo, J.M (2000). Technical and Commercial Issues of Embedded Generation. Cases of study: Argentina and Chile. Tesis de Maestría presentada en UMIST, Manchester, Reino Unido para la obtención del título de Master of Science in Electrical Power Engineering.
- Zeballos, R, Vignolo, M. (2000) “La generación distribuida en el mercado eléctrico uruguayo”, noviembre.



NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

recursos naturales e infraestructura

Números publicados

1. Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$10,00), 1999. [www](#)
2. Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$10,00), 1999. [www](#)
3. El código de aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$10,00), 1999. [www](#)
4. El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$10,00), 1999. [www](#)
5. La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
6. La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
7. Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
8. Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
9. La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
10. Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US\$10,00), 2000. [www](#)
11. Primer diálogo Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Huberto Campodónico (LC/L.1410-P), N° de venta S.00.II.G.79 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
12. Proyecto de reforma a la Ley N°7447 “Regulación del Uso Racional de la Energía” en Costa Rica, Rogelio Sotela y Lidette Figueroa, (LC/L.1427-P), N° de venta S.00.II.G.101 (US\$10,00), 2000. [www](#)
13. Análisis y propuesta para el proyecto de ley de “Uso eficiente de la energía en Argentina”, Marina Perla Abruzzini, (LC/L.1428-P, N° de venta S.00.II.G.102 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
14. Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.1450-P), N° de venta S.00.II.G.124 (US\$10,00), 2000. [www](#)
15. El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Miguel Márquez D., (LC/L.1452-P) N° de venta S.00.II.G.132 (US\$10,00), 2000. [www](#)
16. Estudio sobre el papel de los órganos reguladores y de la defensoría del pueblo en la atención de los reclamos de los usuarios de servicios públicos, Juan Carlos Buezo de Manzanedo R. (LC/L.1495-P), N° de venta S.01.II.G.34 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
17. El desarrollo institucional del transporte en América Latina durante los últimos veinticinco años del siglo veinte, Ian Thomson (LC/L.1504-P), N° de venta S.01.II.G.49 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
18. Perfil de la cooperación para la investigación científica marina en América Latina y el Caribe, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1499-P), N° de venta S.01.II.G.41 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
19. Trade and Maritime Transport between Africa and South America, Jan Hoffmann, Patricia Isa, Gabriel Pérez (LC/L.1515-P), Sales Number E.00.G.II.57 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
20. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: caso Túnel El Melón – Chile, Francisco Ghisolfo (LC/L.1505-P), N° de venta S.01.II.G.50 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
21. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.1514-P), N° de venta S.01.II.G.56 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
22. El principio precautorio en el derecho y la política internacional, Carmen Artigas (LC/L.1535-P), N° de venta S.01.II.G.80 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
23. Los beneficios privados y sociales de inversiones en infraestructura: una evaluación de un ferrocarril del Siglo XIX y una comparación entre ésta y un caso del presente, Ian Thomson (LC/L.1538-P), N° de venta S.01.II.G.82 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)

24. Consecuencias del "shock" petrolero en el mercado internacional a fines de los noventa, Humberto Campodónico (LC/L.1542-P), N° de venta S.00.II.G.86 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
25. La congestión del tránsito urbano: causas y consecuencias económicas y sociales, Ian Thomson y Alberto Bull (LC/L.1560-P), N° de venta S.01.II.G.105 (US\$10,00), 2001. [www](#)
26. Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Wolfgang Lutz. (LC/L.1563-P), N° de venta S.01.II.G.106 (US\$10,00), 2001. [www](#)
27. Administración del agua en América Latina y el Caribe en el umbral del siglo XXI, A. Jouravlev (LC/L.1564-P), N° de venta S.01.II.G.109 (US\$10,00), 2001. [www](#)
28. Tercer Diálogo Parlamentario Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1568-P), N° de venta S.01.II.G.111 (US\$10,00), 2001. [www](#)
29. Water management at the river basin level: challenges in Latin America, Axel Dourojeanni (LC/L.1583-P), Sales Number E.II.G.126 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
30. Telemática: Un nuevo escenario para el transporte automotor, Gabriel Pérez (LC/L.1593-P), N° de venta S.01.II.G.134 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
31. Fundamento y anteproyecto de ley para promover la eficiencia energética en Venezuela, Vicente García Dodero y Fernando Sánchez Albavera (LC/L.1594-P), N° de venta S.01.II.G.135 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
32. Transporte marítimo regional y de cabotaje en América Latina y el Caribe: El caso de Chile, Jan Hoffmann (LC/L.1598-P), N° de venta S.01.II.G.139 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
33. Mejores prácticas de transporte internacional en la Américas: Estudio de casos de exportaciones del Mercosur al Nafta, José María Rubiato (LC/L.1615-P), N° de venta S.01.II.G.154 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
34. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: Caso acceso norte a la ciudad de Buenos Aires, Argentina, Francisco Ghisolfo (LC/L.1625-P), N° de venta S.01.II.G.162 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
35. Crisis de gobernabilidad en la gestión del agua (Desafíos que enfrenta la implementación de las recomendaciones contenidas en el Capítulo 18 del Programa 21), Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1660-P), N° de venta S.01.II.G.202 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
36. Regulación de la industria de agua potable. Volumen I: Necesidades de información y regulación estructural, Andrei Jouravlev (LC/L.1671-P), N° de venta S.01.II.G.206 (US\$ 10,00), 2001, Volumen II: Regulación de las conductas, Andrei Jouravlev (LC/L.1671/Add.1-P), N° de venta S.01.II.G.210 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
37. Minería en la zona internacional de los fondos marinos. Situación actual de una compleja negociación, Carmen Artigas (LC/L. 1672-P), N° de venta S.01.II.G.207 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
38. Derecho al agua de los pueblos indígenas de América Latina, Ingo Gentes (LC/L.1673-P), N° de venta S.01.II.G.213 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
39. El aporte del enfoque ecosistémico a la sostenibilidad pesquera, Jairo Escobar (LC/L.1669-P), N° de venta S.01.II.G.208, (US\$ 10,00), diciembre 2001. [www](#)
40. Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá, Víctor Rodríguez, (LC/L.1675-P; LC/MEX/L.515), N° de venta S.02.II.G.44, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
41. Impacto de las tendencias sociales, económicas y tecnológicas sobre el Transporte Público: Investigación preliminar en ciudades de América Latina, Ian Thomson (LC/L.1717-P), N° de venta S.02.II.G.28, (US\$ 10,00), marzo de 2002. [www](#)
42. Resultados de la reestructuración energética en Bolivia, Miguel Fernández y Enrique Birhuet (LC/L.1728-P), N° de venta S.02.II.G.38, (US\$ 10,00), mayo 2002. [www](#)
43. Actualización de la compilación de leyes mineras de catorce países de América Latina y el Caribe, Volumen I, compilador Eduardo Chaparro (LC/L.1739-P) N° de venta S.02.II.G.52, (US\$ 10,00) junio de 2002 y Volumen II, (LC/L.1739/Add.1-P), N° de venta S.02.II.G.53, (US\$ 10,00) junio de 2002. [www](#)
44. Competencia y complementación de los modos carretero y ferroviario en el transporte de cargas. Síntesis de un seminario, Myriam Echeverría (LC/L.1750-P) N° de venta S.02.II.G.62, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
45. Sistema de cobro electrónico de pasajes en el transporte público, Gabriel Pérez (LC/L.1752-P), N° de venta S.02.II.G.63, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
46. Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles, Roberto Kozulj (LC/L.1761-P), N° de venta: S.02.II.G.76, (US\$10,00), julio de 2002. [www](#)
47. Gestión del agua a nivel de cuencas: teoría y práctica, Axel Dourojeanni, Andrei Jouravlev y Guillermo Chávez (LC/L.1777-P), N° de venta S.02.II.G.92 (US\$ 10,00), septiembre de 2002. [www](#)
48. Evaluación del impacto socio-económico del transporte urbano, en la ciudad de Bogotá. El caso del sistema de transporte masivo transmilenio, Irma Chaparro (LC/L.1786-P), N° de venta S.02.II.G.100, (US\$ 10,00) septiembre de 2002. [www](#)

49. Características de la inversión y del mercado mundial de la minería a principios de la década de 2000, H. Campodónico y G. Ortiz (LC/L.1798-P), N° de venta S.02.II.G.111, (US\$ 10,00), octubre de 2002. [www](#)
50. La contaminación de los ríos y sus efectos en las áreas costeras y el mar, Jairo Escobar (LC/L.1799-P), N° de venta S.02.II.G.112, (US\$ 10,00), diciembre de 2002. [www](#)
51. Evolución de las políticas hídricas en América Latina y el Caribe, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1826-P), N° de venta S.02.II.G.133, (US\$ 10,00), diciembre de 2002. [www](#)
52. Trade between Caribbean Community (CARICOM) and Central American Common Market (CACM) countries: the role to play for ports and shipping services, Alan Harding y Jan Hofmann (LC/L.1899-P), Sales number: E.03.II.G.58, (US\$ 10,00), May de 2003. [www](#)
53. La función de las autoridades en las localidades mineras, Patricio Ruiz (LC/L.1911-P), N° de venta S.03.II.G.69, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
54. Identificación de obstáculos al transporte terrestre internacional de cargas en el Mercosur, Ricardo J. Sánchez y Georgina Cipoletta Tomasian (LC/L.1912-P), N° de venta S.03.II.G.70, (US\$ 10,00), mayo 2003. [www](#)
55. Energía y desarrollo sostenible: Posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el Mercosur, Roberto Gomelsky (LC/L.1923-P), N° de venta S.03.II.G.78 (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
56. Mejoramiento de la gestión vial con aportes específicos del sector privado, Alberto Bull, (LC/L. 1924-P), N° de venta: S.03.II.G.81, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
57. Guías Prácticas para Situaciones Específicas, Manejo de Riesgos y Preparación para Respuesta a Emergencias Mineras, Zoila Martínez Castilla, (LC/L.1936-P), N° de venta: S.03.II.G.95, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
58. Evaluación de la función y el potencial de las fundaciones mineras y su interacción con las comunidades locales Germán del Corral, (LC/L.1946-P), N° de venta S.03.II.G.104, (US\$ 10,00), julio de 2003. [www](#)
59. Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana, Andrei Jouravlev, (LC/L.1954-P), N° de venta S.03.II.G.109, (US\$ 10,00), agosto de 2003. [www](#)
60. Energía e pobreza: problemas de desenvolvimiento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil, Roberto Schaeffer, Claude Cohen, Mauro Araújo Almeida, Carla Costa Achão, Fernando Monteiro Cima, (LC/L.1956-P), N° de venta: P.03.II.G.112, (US\$ 10,00), setembro, 2003. [www](#)
61. Planeamiento del desarrollo local, Hernán Blanco (LC/L. 1959-P), N° de venta: S.03.II.G.117, (US\$ 10,00), septiembre de 2003. [www](#)
62. Coherencia de las políticas públicas y su traducción en esquemas regulatorios consistentes. Caso del diesel oil en Chile, Pedro Maldonado G., (LC/L.1960-P), N° de venta: S.03.II.G.116, (US\$ 10,00), agosto de 2003. [www](#)
63. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe, Manlio Coviello (LC/L.1976-P), N° de venta: S.03.II.G.134, (US\$ 10,00), octubre de 2003. [www](#)
64. Estudios sobre los convenios y acuerdos de cooperación entre países de América Latina y el Caribe, en relación con sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos, María Querol, (LC/L.2002-P), N° de venta: S.03.II.G.163 (US\$ 10,00), noviembre de 2003. [www](#)
65. Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. Hugo Altomonte, Manlio Coviello, Wolfgang Lutz, (LC/L.1977-P) N° de venta: S.03.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre de 2003. [www](#)
66. Los municipios y la gestión de los recursos hídricos, Andrei Jouravlev, (LC/L.2003-P), N° de venta S.03.II.G.164 (US\$10.00) octubre de 2003. [www](#)
67. El pago por el uso de la infraestructura de transporte vial, ferroviario y portuario, concesionada al sector privado, Ricardo Sánchez, (LC/L.2010-P), N° de venta S.03.II.G.172 (US\$10.00), noviembre de 2003. [www](#)
68. Comercio entre los países de América del Sur y los países de la Comunidad del Caribe (CARICOM): el papel que desempeñan los servicios de transporte, Ricardo Sánchez y Myriam Echeverría, (LC/L.2011-P), N° de venta S.03.II.G.173 (US\$10.00), noviembre de 2003. [www](#)
69. Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2021-P), N° de venta S.03.II.G.183 (US\$10.00), diciembre de 2003. [www](#)
70. La pequeña minería y los nuevos desafíos de la gestión pública, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2087-P), N° de venta S.04.II.26 (US\$ 10,00) mayo de 2004. [www](#)
71. Situación y perspectivas de la minería aurífera y del mercado internacional del oro, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2135-P), N° de venta S.04.II.G.64 (US\$ 10,00) mayo de 2004. [www](#)
72. Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en América Latina (LC/L.2158-P), N° de venta S.04.II.G.86 (US\$10.00) julio de 2004. [www](#)
73. Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad, Alfredo Muñoz Ramos (LC/L.2159-P), N° de venta S.04.II.87 (US\$ 10,00) julio de 2004. [www](#)

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
4. El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
5. Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés). [www](#)
6. Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
8. Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vols. I y II, septiembre de 1998. [www](#)
9. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
10. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998. [www](#)
11. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)
12. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998. [www](#)
13. Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998. [www](#)
14. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. [www](#)
15. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999. [www](#)
16. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999. [www](#)
17. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999. [www](#)

- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: publications@eclac.cl.
- Disponible también en Internet: <http://www.cepal.org/> o <http://www.eclac.org>

Nombre:

Actividad:

Dirección:

Código postal, ciudad, país:

Tel.: Fax: E.mail: