
recursos naturales e infraestructura

Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur

Pedro Maldonado G.

Rodrigo Palma B.



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Santiago de Chile, julio de 2004

Este documento ha sido preparado por Pedro Maldonado G., con la colaboración del ingeniero Rodrigo Palma B. de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile y los ingenieros investigadores Guillermo Jiménez E. y Gonzalo Castillo Y., y ha sido coordinado por Hugo Altomonte y Fernando Sánchez A. de la División de Recursos Naturales e Infraestructura. Para consultas contactar a (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 de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

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

ISBN: 92-1-322549-0
LC/L.2158-P
N° de venta: S.04.II.G.86

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
I. La reforma de la industria eléctrica y el surgimiento de barreras a la inversión	9
A. La reforma como un proceso	9
B. Barreras institucionales y regulatorias.....	14
II. Estrategias perseguidas por el Estado y las empresas	29
A. Estrategias de los actores a nivel de la generación	29
B. Estrategias de los actores a nivel de la transmisión, distribución y del sistema eléctrico en su conjunto	45
C. Transferencia eventual de la eficiencia de generación: los precios de la energía a nivel mayorista y del usuario final.....	50
III. La reforma y la innovación tecnológica	69
A. Las mejoras en eficiencia en los servicios eléctricos con posterioridad a la reforma y los nuevos paradigmas de gestión.....	69
B. Promoción de los cambios tecnológicos y brechas existentes	70
C. El uso eficiente de la electricidad como factor de competitividad. Barreras para el uso eficiente de la electricidad	71
D. Rol y bases para la formación de mercados regionales de servicios de infraestructura, avances a la fecha.	73
IV. Síntesis y conclusiones	77
A. Síntesis.....	77
B. Conclusiones	81

Bibliografía	83
Anexos	85
Anexo: Grado de concentración del mercado, estimación del índice HHI (<i>Herfindahl-Hirschman</i>)	86
Serie recursos naturales e infraestructura: números publicados	87

Cuadros

Cuadro 1 Estado de la reforma y capacidad de los sistemas	13
Cuadro 2 Marco institucional de algunos países en América del Sur	15
Cuadro 3 Funcionamiento del sistema eléctrico en algunos países de la región	19
Cuadro 4 Esquemas de expansión de la transmisión	23
Cuadro 5 ¿Sobre quién recae el pago de la transmisión?	24
Cuadro 6 Torres averiadas desde 1999 hasta 2001	27
Cuadro 7 Tasas de crecimiento previstas para la generación en cada país	36
Cuadro 8 Rentabilidad sobre patrimonio de las empresas de distribución	47
Cuadro 9 Rentabilidad sobre patrimonio de las empresas de generación	47
Cuadro 10 Grado de concentración de mercados	49
Cuadro 11 Precios medios anuales de electricidad en el mercado libre	54
Cuadro 12 Precios medios anuales de la energía del mercado spot	54
Cuadro 13 Precios medios anuales de la tarifa en barra, Subestación base Lima	55
Cuadro 14 Parámetros de consumo y descripción de los cargos para cada opción tarifaria	59
Cuadro 15 Interconexiones existentes en América del Sur	75
Cuadro 16 Composición del parque generador de Argentina	86

Recuadros

Recuadro 1 Componentes básicos de la reforma	12
Recuadro 2 Conflictos por precios de los clientes libres	25
Recuadro 3 Polémicas regulatorias a causa de los atentados terroristas	28
Recuadro 4 Principales aspectos considerados en la ley corta chilena	38
Recuadro 5 Sanciones por corte de suministro	39
Recuadro 6 Artículo transitorio destinado a imponer inversiones en transmisión cuando el sistema lo requiera	39
Recuadro 7 Evolución reciente de las políticas de eficiencia energética en los Estados Unidos ..	73

Gráficos

Gráfico 1 Inversión privada en electricidad 1990-1999	16
Gráfico 2 Evolución de oferta y demanda en Argentina	30
Gráfico 3 Eventual problema de abastecimiento en Argentina	31
Gráfico 4 Nivel de los embalses del sureste	31
Gráfico 5 Evolución de inversiones en la IEB	32
Gráfico 6 Evolución de oferta y demanda en Chile (Sistema Interconectado Central, SIC)	32
Gráfico 7 Vulnerabilidad del sistema eléctrico del Sistema Interconectado Central (SIC)	33
Gráfico 8 Evolución de oferta y demanda en Colombia	33
Gráfico 9 Evolución de oferta y demanda en Perú	34
Gráfico 10 Evolución prevista de generación	35
Gráfico 11 Argentina: Evolución del precio mayorista	51
Gráfico 12 Argentina: Evolución del precio mayorista	51
Gráfico 13 Evolución de precios de nudo en los principales sistemas eléctricos	52

Gráfico 14	Precio promedio de la bolsa de energía	53
Gráfico 15	Evolución del precio promedio de los contratos	53
Gráfico 16	Tarifas industriales de SEGBA para la ciudad de Buenos Aires	56
Gráfico 17	Tarifas industriales de SEGBA para la provincia de Buenos Aires	57
Gráfico 18	Tarifas residenciales de SEGBA para la ciudad de Buenos Aires	58
Gráfico 19	Tarifas residenciales de SEGBA para la provincia de Buenos Aires	58
Gráfico 20	Evolución de precios de nudo y de las tarifas industriales aplicadas por Chilectra.....	60
Gráfico 21	Evolución de precios de nudo y de las tarifas industriales aplicadas por Saesa	60
Gráfico 22	Evolución de la tarifa BT1 aplicada por Chilectra a clientes con distintos consumos mensuales	61
Gráfico 23	Evolución de la tarifa BT1 aplicada por Saesa a clientes con distintos consumos mensuales	61
Gráfico 24	Reducción de los costos fijos en las distintas fijaciones tarifarias, correspondientes a las tarifas aplicadas por Chilectra y Saesa.....	62
Gráfico 25	Evolución de precios de nudo y de la tarifa BT1 media aplicada por Chilectra	62
Gráfico 26	Evolución de precios de nudo y de la tarifa BT1 media aplicada por Saesa.....	63
Gráfico 27	Evolución de la tarifa media industrial en Colombia.....	64
Gráfico 28	Evolución de la tarifa media residencial en Colombia.....	65
Gráfico 29	Tarifa media por estrato en Bogotá.....	65
Gráfico 30	Tarifa media por estrato en Barranquilla	66
Gráfico 31	Tarifa media por estrato en Medellín	66
Gráfico 32	Tarifas medias anuales del sector industrial	67
Gráfico 33	Tarifas medias nacional y por ciudad	68
Gráfico 34	Tarifas medias anuales por rango de consumo	68
Gráfico 35	Evolución de la intensidad eléctrica de los países considerados.....	72

Figuras

Figura 1	Trayectorias de los procesos de reforma en los sistemas eléctricos.....	14
----------	---	----

Resumen

El desarrollo de la infraestructura eléctrica determina las bases para el desarrollo social y productivo y, a su vez, provee a los países de un conjunto de servicios fundamentales para el desarrollo de la competitividad.

La reforma del sector eléctrico en muchos de los países de América Latina -en particular, en aquellos en que la reforma condujo a la privatización y desintegración vertical del sistema- se caracterizó por una significativa dinámica de la inversión durante los primeros años, lo que permitió responder al acelerado crecimiento de la demanda. Parte importante de esa inversión correspondió a la transferencia de activos existentes, más que a ampliaciones de la capacidad instalada. Esta situación fue menos crítica en el caso de Chile, Colombia y Argentina, por lo menos en los primeros años de la reforma. Un cambio en la tendencia se aprecia en los últimos años, siendo preocupante la reticencia que se percibe en varios países de la región, con distinta intensidad, a invertir en nuevas instalaciones generadoras y de transmisión.

En los años recientes, con motivo de crisis efectivas o larvadas, se han podido evaluar problemas en el funcionamiento de los esquemas regulatorios que se han traducido en situaciones de desabastecimiento, 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 que cuestionan la normativa vigente, debilidad de funcionamiento del mercado, entre otros. Asimismo, los sistemas regulatorios han sido puestos a prueba debido a situaciones climatológicas extremas.

A pesar de que los esquemas tarifarios contemplan la valorización de la energía no abastecida ("costo de falla"), tanto para el intercambio entre generadores como para compensar a los usuarios finales por los racionamientos efectivos, dichas compensaciones no se han producido o, por lo menos, no en la forma esperada, lo que profundizó las fallas en algunos países al no entregarse las señales económicas adecuadas a los agentes.

Los problemas señalados permiten suponer que de no existir una planificación idónea, un marco regulatorio adaptado a los requerimientos de los países, y entes reguladores y fiscalizadores con la autoridad suficiente, es probable que los sistemas eléctricos de varios países estén sujetos a períodos de desabastecimiento o, al menos, de vulnerabilidad seguidos de períodos de sobrecapacidad. A su vez, es posible que las fallas de los sistemas afecten la competitividad de los países o que el alto grado de concentración del sector genere un poder sobre el mercado que anule en parte importante los beneficios logrados en países donde la situación previa a la reforma era de una crisis profunda.

Este trabajo pretende identificar tanto la lógica económica que persiguen los agentes involucrados (nacionales y transnacionales) como los aspectos regulatorios que explicarían la desaceleración del proceso de inversión en algunos países de la región; así como cuáles podrían ser las respuestas a los problemas que atentan contra la seguridad y confiabilidad del sistema y, por ende, contra la productividad sistémica del país.

Si bien en este documento se utilizará como referencia -debido a la importancia de sus sistemas eléctricos y a la relativa madurez de sus procesos de reforma- la situación de Argentina, Brasil, Colombia, Chile y Perú, ello no excluye que se haya analizado otras experiencias, por las lecciones que pudiesen extraerse de ellas.

Como base se ha considerado, cuando ello era pertinente, la experiencia de países de fuera de la región, fundamentalmente la crisis de California en los Estados Unidos y el modelo británico. Estos casos fueron considerados ya sea por la envergadura de los problemas que acarrió la desregulación o porque sus ejemplos, siendo catalogados como paradigmáticos, no están exentos de dificultades, las que se deben tener en cuenta al explorar soluciones destinadas a superar la desaceleración del proceso de inversión.

I. La reforma de la industria eléctrica y el surgimiento de barreras a la inversión

A. La reforma como un proceso

1. Situación que debió enfrentar la reforma

El desarrollo de la industria eléctrica en el mundo posee más elementos comunes que diferencias, en particular en los países en desarrollo. En efecto, en la mayoría de los casos, se generaron estructuras monopólicas, reguladas sobre la base de una tasa de retorno sobre el capital invertido y con una fuerte presencia del Estado en la planificación, operación y propiedad del sistema. Ello se explicaba por los elevados requerimientos de capital, economías de escala,¹ lenta maduración de las inversiones, riesgos económicos y técnicos, necesidad de concentrar los escasos recursos humanos -altamente calificados- requeridos para el desarrollo de la actividad y el rol estratégico que se asignaba al sector en el desarrollo nacional.

La nacionalización del sector eléctrico ocurrida con una cierta simultaneidad en América Latina, en los años cincuenta, aparece asociada a una estrategia de desarrollo económico y social en donde el rol del Estado era considerado crucial bajo el enfoque de servicio público. Ello condujo a una expansión del índice de electrificación y particularmente,

¹ Hoy menos importantes debido a los cambios tecnológicos en el campo de la generación y dimensión relativa de los sistemas respecto de las soluciones tecnológicas.

en algunos países, a impulsar la electrificación rural. Así la cobertura en la región aumentó de 40 a 70% de la población en los últimos 30 años, lo que no estuvo exento de serias dificultades desde el punto de vista financiero.

Aunque la situación descrita, en lo que respecta a la propiedad de las empresas, empezó a cambiar en América Latina, a partir de los 80's, especificidades propias a la industria explican la reticencia a modificar las estructuras originales en algunos países. La resistencia al cambio provenía de la importancia de las economías de escala y de coordinación o de alcance en las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad [OLADE, 1992]. De acuerdo con OLADE, dichas economías de alcance provienen de reducciones de costos derivadas de la coordinación en la entrada de las distintas centrales al sistema; la reducción de la demanda máxima simultánea -debido a los factores de coincidencia de las demandas individuales-; y de la mayor calidad y seguridad del servicio, derivada de la interconexión de los distintos sistemas eléctricos.

Con mayor o menor fuerza, en los años ochenta y noventa se generalizó una crítica a la forma adoptada en los distintos países -particularmente, en desarrollo- para abordar la evolución del sector eléctrico. En parte importante, esta crítica se sustentó en los siguientes argumentos:

- La crisis financiera por la que atravesaban las empresas eléctricas estatales, debido en muchos casos, a tarifas fijadas políticamente y por debajo de los costos.
- Los impactos sobre la salud económica de las empresas, derivados de fluctuaciones financieras y monetarias en los mercados nacionales e internacionales,
- Las devaluaciones monetarias realizadas en los años ochenta, que se tradujeron en un elevado fardo financiero para las empresas, las que, en muchos casos, se endeudaron para financiar inversiones propias o, presionadas por sus gobiernos,² para financiar requerimientos de otros sectores de la economía.
- El elevado endeudamiento externo provocado por la expansión del sector [OLADE, 1990].
- Los errores en la planificación, que condujeron a una sobre o subestimación de las inversiones del sector.
- La dificultad creciente para financiar las inversiones del sector que algunos estudios estimaban en un monto del orden de US\$ 100.000 millones anuales en los países en desarrollo.
- La incapacidad de las agencias multi y bilaterales para financiar estos requerimientos estimándose que sólo dispondrían para estos fines de un 10% de esta cifra, [Banco Mundial y EDF, 1993].
- La falta de una separación clara de las funciones de planificación, operación y regulación, muchas veces concentradas en una misma institución.

Sumados a las críticas anteriormente expuestas, en diferentes países de la región se presentaron hechos que contribuyeron a reforzar los argumentos a favor de la reforma del sector.

En Argentina, entre 1970 y 1990, hubo una sobre inversión en el sistema eléctrico de más de US\$25.000 millones, lo que representó más de la mitad de la deuda externa del país, en esa época, advirtiéndose además serios problemas de gestión. Así, por ejemplo, en Buenos Aires el mantenimiento de las plantas térmicas tomaba hasta 3 meses para reparaciones regulares de las calderas de vapor, lo que fue precipitando una crisis en los años 1988-1989. En Colombia, el país tuvo que soportar un largo racionamiento en 1992-1993 debido a una sequía que el sistema no pudo afrontar por insuficiencia de generación térmica. Mientras tanto, en Bolivia y Perú, los gobiernos no pudieron encontrar los fondos suficientes para el sector eléctrico y subsidiaron las tarifas eléctricas de los usuarios más pobres. En Brasil, se enfrentaron problemas similares como consecuencia del significativo endeudamiento público, lo que paralizó la inversión en el sector eléctrico [Rudnick, 1996].

² La mayor solvencia relativa de las empresas eléctricas, frente a las agencias multi y bilaterales de financiamiento, impulsó a los gobiernos a utilizarlas como fuente indirecta de financiamiento para actividades que de otra manera no obtendrían respaldo por parte de dichas agencias (subsidios cruzados).

2. La reforma y la disciplina del modelo

La reforma se inició en Chile antes que en el resto de los países de la región y bajo un contexto político diferente. A mediados de los setenta, acorde con los principios de la “economía social de mercado”, se puso en marcha una racionalización de los precios de la electricidad y de los energéticos en general, así como una reestructuración financiera y administrativa de las empresas estatales. Pese al impacto de estas medidas, se sostenía que persistían algunos problemas que entrababan el logro de mayores grados de eficiencia e impedían la concreción de políticas generales que se aplicaban con éxito en otros sectores de la actividad económica. Entre estos problemas, cabe mencionar:

- El fuerte compromiso estatal que significaba tener que controlar importantes recursos de inversión que bordeaban los US\$ 200 millones anuales.
- La monopolización de la industria por cuenta de la empresa estatal, ENDESA.
- La confusión de los roles normativo y empresarial del Estado, lo que dificultaba la entrada al mercado eléctrico de otros agentes.
- La ausencia de criterios económicamente eficientes y de procedimientos suficientemente transparentes para la fijación de las tarifas de electricidad. Así la preponderancia de criterios contables para fijar las tarifas, se mostraba ineficiente, porque el precio de la electricidad no reconocía el valor presente de los costos de oportunidad al producir, transmitir y distribuir la electricidad, sino que reflejaba lo que cada una de las empresas había gastado en el pasado en dichas actividades, independientemente de su eficiencia.

A estos problemas, se sumaban además las debilidades de la ley eléctrica respecto de los procedimientos para efectuar los estudios tarifarios y la inexistencia de criterios uniformes para establecer dichas estructuras tarifarias. La Comisión de Tarifas, por otro lado, había ido perdiendo paulatinamente su importancia frente al rol del Ministerio de Economía. Todo ello, junto con el contexto económico y político imperante, forzaron a insertar la industria eléctrica en una estrategia global de rediseño de la sociedad en su conjunto. En este caso, ello se tradujo en el Decreto con Fuerza de Ley DFL N°1 de 1982, con el que se dio inicio a la reforma chilena.

El cuadro estaría incompleto de no señalarse las medidas tomadas en relación al mercado financiero, en las que destaca la apertura del mercado de capitales, y el surgimiento de nuevas instituciones como las Asociaciones de Fondos de Pensiones (AFP), que imprimirían eficiencia y competitividad a dicho mercado, lo que a su vez se tradujo en un fuerte dinamismo a la inversión eléctrica durante los primeros años de la reforma.

Quizás conviene señalar que en Chile, al momento de la reforma, a diferencia de lo que ocurría en otros países latinoamericanos, la industria eléctrica, y específicamente ENDESA, no estaba en crisis financiera, técnica ni de gestión. Más bien la reforma respondió a las exigencias de un proyecto refundacional para la sociedad chilena y a exigencias de la caja fiscal, como señalaron algunas autoridades de la época.³ Hacia mediados de los ochenta, el Banco Mundial asumió el liderazgo de la reforma, con la definición de las nuevas estructuras de funcionamiento de la industria eléctrica, en un marco de eficiencia económica y desintegración vertical y horizontal, lo que condujo a que los países de la región adoptaran parte importante de las políticas que se mencionan a continuación, incorporándolas en sus legislaciones respectivas, a fin de demostrar su compromiso y autoridad para concretarlas [Banco Mundial y EDF, 1993]:

- Reestructurar la industria eléctrica para facilitar la competencia y la regulación.
- Permitir a los inversionistas, operadores y contratistas privados comprar electricidad y prestar servicios de soporte a la industria eléctrica.
- Separar las funciones del Estado como propietario, responsable de políticas, regulador, y operador.
- Asegurar que el sistema de precios incorpore los criterios de rentabilidad comercial y cubra el total de los costos.

³ General Fernando Hormazábal, vicepresidente ejecutivo de CORFO, Estrategia, 3-9 noviembre de 1986.

- Imponer a las empresas eléctricas del Estado la exigencia de operar bajo estándares comerciales y ambientales, otorgando la debida autonomía y responsabilidad a los ejecutivos.
- Compensar a los proveedores de electricidad por el costo de suministrar servicios no comerciales (sector rural, por ejemplo).
- Incluir un aparato regulador con suficiente autonomía y recursos.

La reforma en la mayoría de los países de la región se inició en la década de los noventa. En términos generales, Chile sirvió como marco de referencia al proceso de reforma en el resto de los países. Le siguieron: Argentina en 1992, Perú en 1993, Colombia en 1994 y finalmente Brasil que empezó a implementar la reforma en 1993 terminándola en 1997.

Los países que siguieron el modelo de reforma básico, desintegraron el sistema eléctrico para dar cabida a la competencia en los principales componentes de la cadena y desarrollaron marcos legales y regulatorios que incluían elementos comunes, tales como los que se enumeran en el recuadro 1 [Rudnick, 1996]. Otros países han caminado a través de la reforma por senderos diferentes de los descritos en el Recuadro 1. En efecto, Ecuador aprobó en abril de 1999 un nuevo marco regulatorio, sin que se haya producido la privatización de las empresas estatales. La situación actual se caracteriza por la falta de proyectos de inversión en generación, una importante cartera vencida de los distribuidores, volatilidad de los precios por problemas regulatorios y saturaciones en la red de transmisión. La vulnerabilidad de abastecimiento ha sido resuelta en parte mediante la interconexión con Colombia y con Perú.

Recuadro 1 COMPONENTES BÁSICOS DE LA REFORMA

Los componentes básicos de los marcos regulatorios derivados de la reforma en la región son los siguientes:

- Separación de los tres componentes de la cadena (generación, transmisión y distribución).
- Competencia al nivel de la generación, pero sujeta a un despacho centralizado.
- Operación de la transmisión y distribución entregada en concesión.
- Construcción licenciada de las centrales hidroeléctricas, no de las termoeléctricas.
- Libre acceso, no discriminado, para las líneas de transporte de electricidad.
- Obligación de las distribuidoras concesionarias de abastecer su área de concesión.
- Un sistema de precios de la generación y transmisión basado en los costos marginales. Los precios de distribución basados en el costo de una empresa modelo o un sistema de precios tope.
- Multas para estimular la calidad de servicio en algunos de los países.

Que fueran similares no significaba que fueran idénticos. Sin embargo, algunos países (Argentina, Bolivia, Perú y Colombia) establecieron controles a la concentración de la propiedad horizontal y/o vertical¹, no incluidos en la ley chilena. Argentina y Bolivia limitaron el que ningún generador superara el 10% o 30% del mercado, respectivamente. En Perú se establece un máximo del 15% para concentración horizontal y un 5% para la vertical. Finalmente en Colombia se establece un máximo del 25% de concentración para cualquier actividad de la cadena productiva de la electricidad y un tope del mismo porcentaje para empresas con participación en generación y distribución.

Colombia usa los costos marginales de la expansión del sistema de transmisión, mientras el resto utiliza los costos marginales de corto plazo, conjuntamente con los peajes de transmisión. Colombia y Bolivia mantuvieron en manos del Estado el control del sistema de transmisión, mientras que Argentina y Chile favorecieron la posibilidad del desarrollo de varios sistemas privados de transmisión.

Argentina, Chile y Perú eligieron el concepto de "empresa modelo" de distribución para fijar las tarifas de distribución. Bolivia eligió el esquema inglés de precios tope, con tarifas que se ajustan con la inflación y una reducción anual por mejora de eficiencia.

Por último, en Chile y Perú el operador que coordina la operación de la red es dirigido sólo por los generadores y las empresas de transmisión,¹ mientras que en Argentina y Bolivia se incluye a los distribuidores, grandes consumidores y al regulador. En Chile, Perú y Bolivia la generación es despachada sobre la base de costos auditados; por el contrario, en Argentina y Colombia se usan precios declarados.

Fuente: Rudnick, H. 1996.

Tanto Costa Rica como México, han establecido sistemas regulatorios independientes del régimen de propiedad de las empresas, siendo la gestión evaluada en base a metas cuantitativas aplicadas a variables representativas de la eficiencia económica. En el caso de Costa Rica, las transacciones de

energía en el sistema interconectado permanecen bajo el control de la empresa estatal ICE, estando la red abierta sólo en el "upstream" y no en el "downstream": México admite un cierto grado de competencia a nivel de la generación, existiendo la posibilidad de que los productores independientes puedan establecer contratos con grandes clientes.

Por su parte, Uruguay, como México, inició el proceso de reforma permitiendo un cierto grado de competencia en la generación y autorizó a los grandes consumidores a contratar el suministro a través de contratos libres.

A su vez, Paraguay mantiene el monopolio estatal, siendo un fuerte exportador de electricidad a través de las centrales binacionales de Itaipú y Yacretá.

Venezuela, presenta una situación especial que contempla la existencia de sistemas con "oligopolios integrados" y en otros "monopolios integrados".

El cuadro 1 resume el estado y características principales de la reforma en los diferentes países de la región.

Cuadro 1
ESTADO DE LA REFORMA Y CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS

Potencia instalada en generación (MW)	Control Central		Sistema Integrado Regulado		Comprador Único		Mercado Abierto	
	Parte integral del Estado	Cierto grado de autonomía empresarial	Estructura integrada única	Varias unidades empresariales	Distribución integrada	Distribución desintegrada	Integración vertical permitida	Segmentación vertical obligatoria
0 - 500		Haití	Barbados Granada		Surinam Guyana Nicaragua			
500 - 1000					Jamaica Honduras		El Salvador Panamá ^b	Bolivia
1000 - 2000	Cuba	Uruguay		Costa Rica	Trinidad y Tobago			Guatemala
2000 - 5000		Paraguay		Ecuador	República Dominicana		Perú	
5000 - 10000							Chile	
10000 - 20000							Colombia	Argentina
> 20000				Venezuela ^a Brasil ^a	México			

Fuente: Altomonte, Hugo "Las complejas mutaciones de la industria eléctrica en América Latina: Falacias institucionales regulatorias", Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Abril 2002.

Nota:

^a De acuerdo con el enfoque de la normativa regulatoria, estos países deberían ser incluidos en la modalidad de coordinación de mercado. La ubicación en el cuadro refleja la situación de transición.

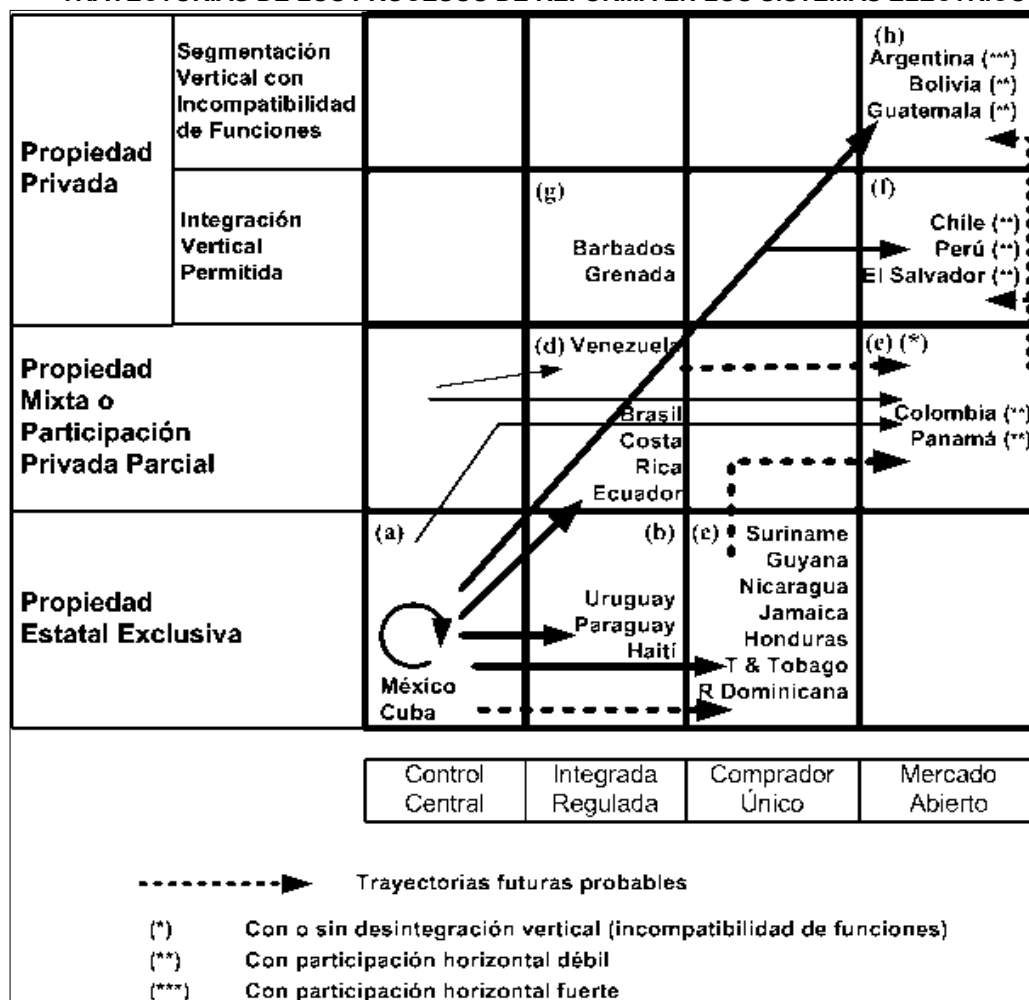
^b La introducción de los mecanismos de mercado está en evolución. En la transición, la empresa de transmisión será comprador único (sin finalidad de lucro) de la energía para ser luego transferida luego a los distribuidores.

De este cuadro puede apreciarse que la desintegración vertical no es la única opción disponible para los países que abordan un proceso de reforma y que la potencia instalada pareciera constituir un criterio para mantener los sistemas integrados o no. El problema radicaría en definir la mejor solución en el caso de los países que tienen una capacidad instalada que se ubica en la mitad del cuadro.

Por otra parte, el desarrollo de la reforma debe considerarse como un proceso dinámico y es posible que la situación de los países cambie con el tiempo. La figura 1, elaborada en el contexto de un proyecto conjunto, [OLADE/CEPAL/GTZ, 2000], pretende mostrar lo que parecería ser una tendencia en dicha evolución.

Figura 1

TRAYECTORIAS DE LOS PROCESOS DE REFORMA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS



Fuente: "Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe, guía para la formulación de políticas energéticas", diciembre de 2003.

B. Barreras institucionales y regulatorias

La reforma introdujo un conjunto de nuevas instituciones destinadas a establecer el marco regulatorio, la fiscalización de las normas, la coordinación de la operación del sistema o los sistemas eléctricos y el manejo de los mercados mayoristas y minoristas. La institucionalidad descrita tenía por objeto lograr una alta eficiencia económica, asegurar el pleno funcionamiento del mercado y desvincular al Estado de su papel de empresario, transformándolo en un ente regulador y reservándole el rol subsidiario, si el sector privado no asumía plenamente su responsabilidad como protagonista del desarrollo de la industria. La experiencia de estos últimos años estaría mostrando que ambos actores no habrían, aparentemente, jugado su rol a cabalidad.

Conviene señalar que al momento de llevar al cabo la reforma no se recogieron observaciones de investigadores que plantearon que la introducción exitosa de la competencia en la industria eléctrica requiere del cumplimiento conjunto de tres condiciones: un amplio margen de exceso de capacidad en el sistema (incluyendo en esta condición no sólo la generación sino que también la transmisión y distribución), una demanda que crece lentamente y un abastecimiento de gas natural abundante y barato [Joskow y Schmalensee, 1983]. En la casi totalidad de los países de la región ello no ocurría al inicio de la reforma.

Puede plantearse a esta altura, que para la mayoría de los países de la región, la liberalización de los mercados respondió más a criterios fiscales que a una visión integral del desarrollo de la industria.⁴ Por otra parte, quienes impulsaron la reforma no adoptaron precauciones para impedir la concentración horizontal y vertical y las conductas monopólicas que derivarían de ello, sino que asumieron que se podía confiar en que el mercado resolvería el problema.

Lo anterior no implica que las ineficiencias sean consustanciales con la regulación del subsector. Una regulación consistente con los objetivos de desarrollo del subsector junto a instituciones reguladoras y fiscalizadoras dotadas de claros incentivos, suficientes recursos y plena autoridad para orientar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa debería permitir alcanzar los objetivos esperados.⁵

1. El marco institucional: falta de credibilidad y debilidad de las instituciones

Cada país, al implantar la reforma, introdujo su propio esquema organizacional, distinguiendo organismos directores, reguladores, planificadores, operadores y fiscalizadores, explicitando el papel que cada uno de ellos (ver cuadro 2).

Cuadro 2
MARCO INSTITUCIONAL DE ALGUNOS PAÍSES EN AMÉRICA DEL SUR

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú
Marco Legal	Ley 24.065 de 1992 Decreto 1.398 de 1992	Lei 8.031/90 Lei 8.987/95	DFL No.1 de 1982	Ley 142 de 1994 Ley 143 de 1994	Decreto Ley 25.844 de 1992
Dirección	Secretaría de Energía	Ministerio de Minas y Energía	Dirección interministerial*	Ministerio de Minas y Energía	Dirección General de Electricidad
Planeación	Secretaría de Energía	CNPE (Consejo Nacional de Política Energética)	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Dirección General de Electricidad
Regulación	Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE)	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG)**
Operación	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)	Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS)	Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)	Concejo Nacional de Operación (CNO)	Comité de Operación Económica del Sistema (COES)
Fiscalización	Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE)	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)	Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	Superintendencia de Servicios Públicos	Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG)

Fuente: Elaboración propia.

Notas: * El Directorio de la Comisión Nacional de Energía está formado por un comité interministerial que conforman los ministros de Economía, Fomento y Reconstrucción, Minería, Defensa Nacional, Hacienda, Secretaría General de la Presidencia y Planificación y Cooperación.

** La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Ex CTE) es ahora un órgano ejecutivo de OSINERG mediante Ley N° 27332 publicada el 29 de julio del 2000.

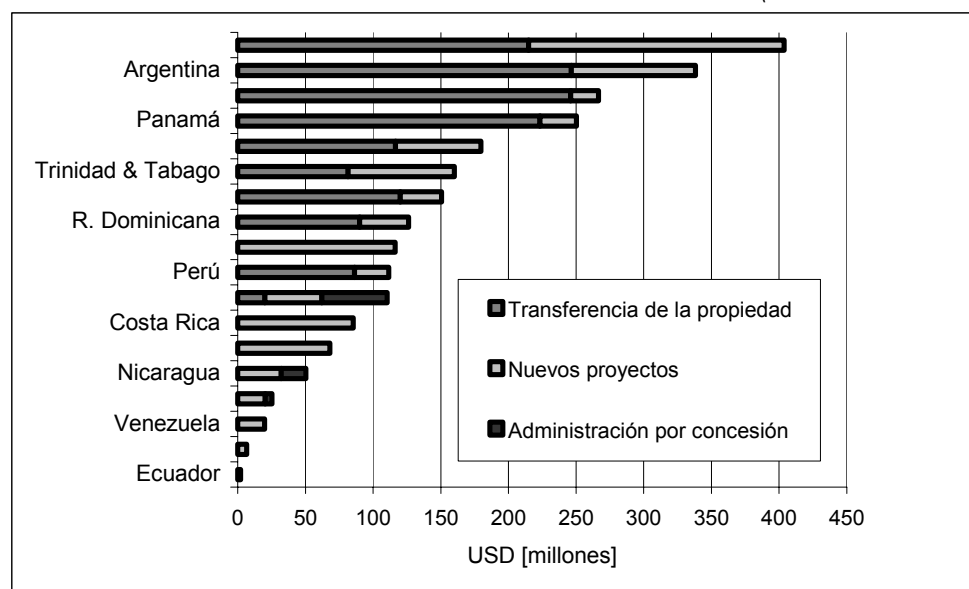
Si bien el espíritu de la reforma pretendía identificar plenamente el rol de cada organismo en el desempeño del sistema eléctrico, la legislación, en la mayoría de los países, dejó vacíos que no se han logrado llenar. Dicha situación ha impedido que las políticas energéticas conduzcan a un crecimiento del parque generador y del sistema de transmisión y distribución que responda a los requerimientos de la demanda. De hecho, parte del proceso de privatización se limitó al traspaso de activos del sector público al sector privado como lo muestra un estudio del BID [BID, 2001] y se ilustra en el gráfico 1.

⁴ Sanchez, Altomonte, 1997.

⁵ La aplicación de un modelo único, sin tener en cuenta las condiciones específicas de los sistemas eléctricos en los distintos países, puede conducir a resultados como los comentados, a pesar de disponer de marcos regulatorios teóricamente bien concebidos.

Gráfico 1
INVERSIÓN PRIVADA EN ELECTRICIDAD 1990-1999

(En millones de dólares)



Fuente: Banco Mundial.

Al principio del proceso de reforma, la inversión se concentró en el traspaso de la propiedad de los activos, más adelante, en algunos países, tales como Argentina y Chile, se realizaron inversiones destinadas a ampliar la capacidad instalada, aunque no siempre coordinando la expansión de la generación con la de la transmisión.

a) Fragilidad de las instituciones reguladoras

Conspira contra un adecuado funcionamiento del sistema eléctrico, el insuficiente respaldo político y de recursos asignado al regulador en prácticamente la mayoría de los países de la región, el que se ha traducido, entre otros aspectos: en una pérdida de la autoridad del regulador en tanto interlocutor válido para los actores de la industria una vez alcanzados los objetivos iniciales de la reforma, indefinición de los roles de regulación y fiscalización y la captura del regulador por el regulado. En este mismo contexto, se debe señalar que el fiscalizador no dispone normalmente de la autoridad legal, de los equipos humanos ni del instrumental requerido para cumplir su función.

Al respecto, debe mencionarse que al inicio de la reforma en Chile, se asignó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la conducción del proceso de privatización y generación de un esquema tarifario que regulase las relaciones entre los distintos agentes involucrados. Se suponía que cumplidas estas tareas, la labor de la autoridad regulatoria perdería relevancia y podía prácticamente desaparecer. Cabe preguntarse si un sistema de la magnitud del chileno, inserto en un mercado que no tiene la madurez de los países industrializados, puede funcionar sin una autoridad reguladora y fiscalizadora fuerte y capaz de arbitrar entre las partes y defender los intereses de los consumidores y de la sociedad en su conjunto. Incluso, a luz de la crisis eléctrica del año 1999, parecería preocupante la pérdida de importancia de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Ello también se reflejó en los continuos choques de opinión entre el Ministro de Economía y la Secretaria Ejecutiva de la Comisión en cuanto a la formulación de la Ley Corta,⁶ los que terminaron con la salida de esta última y un vacío en la fijación de políticas claras para el sector.

En Perú, los problemas de interpretación de los conceptos técnicos incluidos en las disposiciones regulatorias originaron controversias entre los entes reguladores y las empresas reguladas en torno a la

⁶ Se explica más adelante lo que significa la "ley corta" y la "ley larga".

fijación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), tema que concluyó en un proceso judicial.⁷ Por otra parte, la prohibición de invertir en generación hidráulica⁸ a la espera de poder utilizar el gas natural de Camisea determinó un parque de generación obsoleto y con mayores costos de energía que otros países de la región, lo que constituye una clara intervención de la autoridad en el desarrollo eficiente e independiente del mercado. Como resultado de lo anterior, las tarifas en barra peruanas variaron, para el período 1993 a 2002, entre 4,07 y 3,69 ¢US\$/kWh, alcanzando incluso a 4,82 ¢US\$/kWh en mayo de 1996, superando con largueza los precios mayoristas de muchos de los países de la región [Campodónico, 1999].⁹

b) Planificación del desarrollo de los sistemas eléctricos

En la mayoría de los países de la región existen organismos que tienen a su cargo la planeación del sistema eléctrico. Sin embargo, después de iniciada la reforma, los entes responsables de esta función minimizaron su gestión en este ámbito. Ello no supone ignorar los análisis prospectivos realizados en algunos de estos países. Sin embargo, desde el punto de vista real, la dinámica del sistema descansa sobre la iniciativa de los agentes privados, especialmente en lo que se refiere a la expansión de la generación y el transporte, de modo que dichos análisis prospectivos no han derivado hasta ahora en políticas públicas activas, tendientes a cambiar la dinámica del sistema ni las preferencias de los actores como señala Pistonesi en el caso de Argentina.¹⁰

De hecho, en este país, la notoria ausencia de una planificación efectiva condujo a un sobre equipamiento del parque generador en la región de Comahue, rica en gas y recursos hídricos, pero no se atendió la necesidad del transporte de la energía hasta Buenos Aires, que representa el centro de demanda más alto del país, lo que trajo como consecuencia la no disponibilidad del 100% del parque generador instalado en la región. Esto ocurre, entre otras razones, porque, según la legislación argentina, la expansión de la transmisión es definida por los actores involucrados y los costos de construcción de una nueva línea cubiertos por quienes hacen uso de ella.

En el caso de Perú, los problemas detectados en el funcionamiento del sector energético parecieran sugerir -de acuerdo a la opinión del director del órgano regulador (OSINERG)- que la industria eléctrica requiere de un planeamiento centralizado para analizar las opciones de transmisión, identificar proyectos cuyos beneficios superen los costos del sistema en su conjunto y determinar qué agentes del mercado se beneficiarán con dichos proyectos, por lo tanto es necesaria una entidad independiente de cualquier agente del mercado. De acuerdo a dicha fuente, la entidad en cuestión podría formar parte o estar afiliada al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), siempre que el COES sea efectivamente independiente [OSINERG, 2003].

c) Conflicto entre las jurisdicciones nacionales y provinciales o regionales

En los países con régimen federal, la autonomía constitucional permite a las provincias establecer condiciones propias en la prestación de los servicios públicos, en este caso, de la electricidad. Esta situación ha ocasionado no pocos conflictos entre las jurisdicciones nacionales y provinciales, que la nueva organización de la industria eléctrica no ha podido resolver.

En el caso argentino,¹¹ la convivencia de la autonomía provincial con la apertura obligatoria de las redes de distribución eléctrica, para permitir el acceso al mercado mayorista de grandes usuarios localizados en el territorio provincial, potenció los conflictos entre generadores del Mercado Mayorista (MEM) y los distribuidores locales. La mayoría de las jurisdicciones provinciales cuenta con su propio ente regulador para controlar el cumplimiento de los respectivos contratos de concesión de la distribución eléctrica dentro de su territorio, otorgados oportunamente por las autoridades provinciales.¹²

⁷ Campodónico, 2000.

⁸ En Perú, durante el mandato del Presidente Alberto Fujimori se aplicaron restricciones a la adjudicación de concesiones para proyectos hidroeléctricos con el propósito de hacer más rentable el proyecto de gas de Camisea.

⁹ A partir de Noviembre de 1998, los datos corresponden a la Comisión de Tarifas Eléctricas de Perú.

¹⁰ Pistonesi, 2002.

¹¹ Una situación similar se ha producido en Brasil.

¹² Los entes reguladores de la electricidad se encuentran agrupados en la Asociación de Entes Reguladores de la Electricidad (ADERE), una institución de segundo grado que permite coordinar acciones entre las diversas jurisdicciones y hacer propuestas sobre eventuales problemas futuros en el abastecimiento.

d) Esquemas regulatorios incompletos o abiertos a distintas interpretaciones, como resultado de indefiniciones regulatorias

La presión por acelerar el proceso de privatización no permitió el establecimiento de una institucionalidad acorde con la complejidad del sistema a orientar, normar y fiscalizar, lo que se tradujo en reticencias a invertir en la expansión del sistema en varios países de la región; en discusiones al momento de las fijaciones tarifarias; en una falta de definición respecto de los peajes de transmisión y distribución; en desequilibrios de capacidad entre los distintos segmentos de la industria; en procesos de concentración de la propiedad; en solución de controversias por la vía judicial; y de reintegración vertical que contradecían el espíritu de los legisladores.

En el caso de Chile, la concentración de la propiedad, la reintegración vertical de la industria, las discusiones en torno a las fijaciones tarifarias, las incertidumbres regulatorias –las que explican en parte la reticencia a invertir en generación en el Sistema Interconectado Central (SIC)– han sido motivo de debate desde los inicios de la reforma.

En el caso de Perú, el uso de la vía judicial para la solución de conflictos resulta paradigmático [Campodónico, 2000]. En efecto, la Comisión de Tarifas Eléctricas (ex CTE), en Septiembre de 1997, fijó el Valor Agregado de Distribución (VAD) para el periodo 1997 – 2001. Esta resolución fue objetada por las empresas distribuidoras EDELNOR y Luz del Sur argumentando que estaba mal calculado el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), y que éste subvaluaba fuertemente las inversiones realizadas por las empresas; la CTE no aceptó la objeción de las empresas, lo que las obligó a iniciar un proceso judicial en la Corte Superior de Lima.

A mediados de Marzo de 1999, la Corte Superior de Lima ratificó la resolución de la CTE, lo que indujo a las empresas a apelar dicha decisión ante la Corte Suprema. En Mayo de 1999 las empresas EDELNOR y Luz del Sur desistieron de su apelación y la Corte Suprema ratificó una vez más la regulación de la CTE para el periodo 1997-2001. Lo preocupante de esta situación es que este tipo de problemática se puede volver a presentar para el periodo 2001-2005, lo cual ya ha sido manifestado por las empresas. En busca de una solución a este problema, debería modificarse la Ley de Concesiones Eléctricas, introduciendo algún mecanismo de conciliación o de arbitraje entre las partes que no implique llegar al Poder Judicial para la resolución de una controversia alrededor de la metodología de fijación del Valor Nuevo de Reemplazo o de otros conceptos centrales que pudieran ocasionar conflictos regulatorios en el futuro.

2. Algunos aspectos del marco regulatorio que pudiesen explicar la reticencia a invertir en seguridad y expansión del sistema

a) Problemática global

Los modelos de regulación constituyeron “pools” centralizados¹³ destinados a coordinar la operación de los generadores y los precios del mercado de corto plazo o “spot”, tratando de simular condiciones de competencia perfecta basado en costos marginales de corto plazo. Como se señalara, estos modelos se desarrollaron con algunas variantes en cuanto a la forma que adoptaban (participantes, obligatoriedad, tamaño de generadores, etc.) y forma de despacho. En Chile, Perú y Brasil el despacho económico de carga se basa en costos auditados, en Argentina en licitaciones semestrales con precios máximos y Colombia, el único país que acepta licitaciones sin restricción, pero que deja la posibilidad de intervenir el sistema de formación de precios en condiciones de emergencia. A excepción de Colombia, todo el resto de los países considerados usan el precio de nudo y todos ellos contemplan un pago por capacidad además del cargo por energía. El cuadro 3 siguiente resume los principales elementos que definen el funcionamiento del sistema eléctrico en los distintos países considerados en este análisis, con sus diversas variantes.

Si bien la filosofía general de la reforma ha sido muy similar, los países de la región han adoptado diferentes mecanismos para la determinación de los precios de los tres segmentos del sistema eléctrico

¹³ La coordinación en pools centralizados constituye una diferencia de los mercados eléctricos de la región respecto de los que se desarrollan en Europa y Norteamérica, basados en **contratos bilaterales físicos**, combinados con variados modelos de bolsa de energía.

(generación, transmisión y distribución). La fijación de precios ha sido objeto de críticas por los distintos actores y, en algunos casos, justificación para la falta de inversión, sin embargo, en muchos casos es difícil juzgar las ventajas relativas de cada cual, debido a que no llevan suficiente tiempo en vigencia o porque a veces la intervención de factores exógenos al esquema regulatorio puede distorsionar los análisis respecto de las bondades y defectos de los esquemas adoptados.

Cuadro 3

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ALGUNOS PAÍSES DE LA REGIÓN

Funciones	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú
Desintegración vertical	Si	Si	Si	Si	Si
Remuneración Generación	Mercado	Mercado	Costo marginal	Mercado	Costo marginal
Remuneración Transmisión	Precio tope	Costo del servicio	Costo del servicio	Precio tope	Estándar de eficiencia
Remuneración Distribución	Precio tope	Precio tope	Estándar de eficiencia	Precio tope	Estándar de eficiencia
Concentración Propiedad	Regulada	No Regulada	No Regulada	Regulada	Regulada
Propiedad transmisión	Concesión	Estatal y concesión	Privada	Estatal y concesión	Estatal y concesión
Operador sistema	Generadores, transmisión, distribuidores, clientes y regulador	Generadores, transmisores y distribuidores	Generadores	Generadores y transmisores	Generadores y transmisores
Despacho de carga	Precio declarado	Costo auditado	Costo auditado	Precio declarado	Costo auditado
Mercado mayorista	Existe	Existe	Existe con el fin de abastecer clientes libres	Existe	No
Mercado minorista	No	No	No	Existe	No
Clientes libres	100 kW	3 MW	2 MW	100 kW	1 MW
Servicios complementarios	Existe	No	No	No	Existe

Fuente: Elaboración propia.

Si se considera que la regulación es un contrato incompleto entre el regulador y las empresas reguladas, debe existir un cierto grado de compromiso entre la credibilidad de las reglas y la flexibilidad requerida para acomodarse a circunstancias inesperadas y cambios en los intereses de los actores. Cuando hay poca credibilidad con relación al respeto por la ley o de la propiedad, la rigidez resulta la opción más adecuada. De hecho fue la alternativa adoptada por Chile. Si bien este esquema fue clave para asegurar la inversión durante los primeros años de la reforma, éste tuvo efectos negativos al marginar de responsabilidad a la autoridad cuando la situación lo exigía, como ocurrió durante la crisis por sequía de los años 1998-1999.

La posibilidad de que las indefiniciones regulatorias tengan como salida una resolución judicial, como ocurre en algunos países, no parece un incentivo adecuado al desarrollo del sector, ya que en la región estos conflictos tienen una solución, cuando ello ocurre, a muy largo plazo, lo que impone o soluciones de tipo administrativo o se resuelve directamente al nivel de las empresas, sin que de ello derive una implicancia reglamentaria. Esto ocurrió en Chile durante la crisis de 1998-99, donde no estaba claramente definido lo que las empresas deficitarias debían pagar a las excedentarias y, vinculado a lo anterior, cuándo se está frente a una situación de racionamiento, indefiniciones que condujeron a largas disputas y profundizaron la crisis.¹⁴

Por otro lado, en Colombia, los mecanismos de regulación -cuyo papel fundamental es incentivar la competencia y la madurez de los mercados, controlar el poder de mercado y balancear los intereses de empresas y consumidores- fueron introducidos sin considerar que la realidad implicaba lidiar con

¹⁴ Fueron deficitarias a la época aquellas empresas en que la generación hidroeléctrica era muy relevante y excedentarias algunas empresas que disponían fundamentalmente de generación térmica.

empresas (especialmente en el sector distribución) que representaban intereses fuertes a nivel de la zona donde estaban implantadas.¹⁵ Por otra parte, los mercados de bolsas de energía aun se encuentran en fase de maduración y se requiere ir haciendo ajustes, lo que exige dotar a los organismos y a la legislación correspondientes, de una adecuada autoridad y flexibilidad.

Es así como en Colombia la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) busca mejorar los mecanismos existentes en el mercado para garantizar una mayor seguridad en el suministro. Los problemas que atañen al MEM, han distraído la atención del organismo regulador de un problema más crítico aún, como lo es la crisis en la distribución. Todo esto sumado a la incertidumbre respecto de los precios de largo plazo y los cargos por capacidad han desincentivado la inversión en generación.

En principio, las incertidumbres regulatorias parecen constituir una de las principales barreras a la inversión. Como señalan los actores, más vale una mala regla que una regla largamente en discusión, sin que se conozca cuál será el resultado final de la disputa. De hecho, la entrada de nuevos actores al mercado chileno estaría frenada por dichas incertidumbres, ya que éstos no saben con precisión:

- Qué potencia firme se reconocerá a su central, por ende cuál será el pago que recibirá por potencia? En la medida que se reconozca más potencia firme a las centrales hidráulicas, se reduce la potencia firme que entregaría el nuevo actor.
- Cuándo se reconoce racionamiento y, por ende, cuándo se debe cancelar el costo de falla? La discusión tiene que ver con discrepancias respecto del concepto de racionamiento, ya que puede haber autoracionamiento y no corte del suministro.
- Qué va a pasar con la eventual creación de una Bolsa de Energía? la que no ha sido descartada pero tampoco establecida.
- A qué precio se debe comprar la energía cuando una central está en mantenimiento?
- Cuál será el valor del peaje a pagar, mientras no se apruebe la denominada “ley corta”?¹⁶
- Cuál será el gasto para la empresa, por compensación al cliente, en caso de falla de abastecimiento?

Otro claro ejemplo de incertidumbre regulatoria se produce en el Brasil, ya que se han tomado mucho tiempo en definir las reglas del juego y, a pesar de ello, éstas continúan incompletas, por lo tanto los inversionistas privados no se sienten inducidos a invertir en la expansión del sistema. Como no hay una gran capacidad de reserva en generación y transmisión, las empresas públicas tendrán que continuar expandiéndose hasta que existan reglas claras que contemplen la solución a los grandes problemas regulatorios (el mercado spot, la dependencia hidráulica, la regulación del gas natural) con los errores de diseño original enmendados y con una perspectiva real de inversión privada y pública.

b) Problemas vinculados a la generación

El que la fijación de las tarifas contenga elementos discrecionales que permitan a la autoridad fijar precios sobreestimados o subestimados respecto de los valores que derivarían de la aplicación técnica de la ecuación tarifaria constituye un freno a la inversión, especialmente para la entrada de nuevos actores al sistema. Ello puede ocurrir, por ejemplo, si dichos precios dependen de estudios de demanda¹⁷ realizados unilateralmente por la autoridad o de la existencia de insumos con márgenes de precio, como es el caso del carbón importado en Chile.

En el caso de Brasil, la reforma, y el marco regulatorio derivado de ella, no tuvo en consideración las características peculiares de un parque fuertemente dominado por centrales hidroeléctricas, donde varios embalses tienen una capacidad de regulación interanual, lo que imposibilitó separar la operación de las centrales, ya que su generación debía coordinarse centralmente. Ello condujo a que la generación se mantuviera necesariamente en manos del Estado, a pesar de la voluntad de la autoridad por privatizarlas. De todos modos, quienes hicieron la reforma quisieron incluir seguros y señales para

¹⁵ Antes de ser aplicada la reforma, la integración vertical de las empresas representativas de cada región permitía que estas fueran controladas por agentes con fuerte poder local.

¹⁶ Se entendería por “Ley Corta” el esfuerzo por corregir en forma rápida aspectos de la regulación que constituirían barreras a la inversión, teniendo claro que la reforma requeriría de mayores cambios, lo que responde a un trámite legislativo mayor y que, en su momento, se le denominó “ley larga”.

¹⁷ A partir de estos estudios se define, por ejemplo, el plan de Obras, fundamental para la determinación del precio de nudo en Chile.

futuros inversionistas en generación térmica (sin muchos resultados), al introducir señales de disponibilidad real y desarrollar mecanismos para el mercado spot, el que no puede ser llamado mercado excepto “en potencia”, pues usa costos en vez de precios para las plantas hidroeléctricas, las que dominan las transacciones.

El mal llamado mercado “spot” brasileño cubre sólo una pequeña porción de todas las transacciones, representando los contratos bilaterales aproximadamente un 85% del total para el año 2000. Con el fin de evitar colusiones y posiciones dominantes en el mercado que puedan afectar a los consumidores, se definieron “valores de referencia” para los costos de generación de diferentes fuentes energéticas, de tal manera que los contratos iniciales deberían tender alrededor de éstos. Estos valores de referencia han atraído bastantes críticas, especialmente de los potenciales inversionistas en plantas térmicas.

En el caso del mercado colombiano, la alta dependencia del recurso hidráulico y la relativamente baja capacidad de almacenamiento hacen que los precios sean extremadamente volátiles. Esta volatilidad se acrecienta por las oportunidades de ejercer poder dominante en el mercado en las ocasiones en que la oferta está limitada, ya sea por la ocurrencia del fenómeno del Niño (traducido en condiciones de sequía) o por restricciones del sistema de transmisión. Una vez más, en Colombia urge la implementación de metodologías que permitan reducir la volatilidad de los precios a largo plazo.

En Argentina, la generación quedó sujeta al riesgo del mercado. Dicho riesgo se concretó a través de la entrada de nuevos agentes, que incorporaron tecnologías modernas y eficientes, provocando con su inversión masiva un pronunciado descenso en los precios del mercado mayorista. Este hecho se tornó preocupante, porque a mitad del año 2000 los precios alcanzaron un nivel tan bajo que sólo cubría los costos de operación de los generadores y por lo tanto alejó los incentivos para invertir en el sector. Según los dictámenes del mercado, una situación de escasez debería ocasionar una alza en los precios para incentivar de nuevo la inversión, pero los largos plazos necesarios para que las nuevas plantas entren en operación transforman el período transitorio en políticamente intolerable (precios altos más racionamiento). La remuneración insuficiente de la potencia o la definición de la potencia firme puede constituir un freno a la entrada de nuevos actores o, incluso, a la ampliación de la capacidad en el caso de los existentes. Ello ocurrió en Chile, por ejemplo, con la reducción del Margen de Reserva Teórico (MRT).¹⁸

Otro obstáculo importante a la inversión en generación en Chile, tanto en el caso de los posibles nuevos actores como a la expansión de los existentes, lo constituye la existencia del artículo 99 bis, el que obliga a las empresas a respetar sus contratos a todo evento. A consecuencia de lo anterior, las empresas distribuidoras no han logrado en estos últimos años cerrar contratos de aprovisionamiento con las empresas generadoras (por lo que implica como compromiso el artículo 99 bis).¹⁹

La autoridad chilena, para obviar esta circunstancia, emitió una resolución administrativa, la Resolución Ministerial 78, de carácter transitoria, que obliga a las empresas generadoras a vender sin contrato, en función de su energía firme (centrales hidroeléctricas, para un año seco, y centrales térmicas, según su disponibilidad); a su vez, los distribuidores deben comprar en puntos donde los generadores no tengan que pagar peajes. En el caso de SAESA, la aplicación del 99 bis se agrava por el hecho que la línea de transmisión entre Charrúa y Temuco constituye un cuello de botella para el abastecimiento en su zona de concesión, especialmente en verano, lo que refuerza la reticencia a suscribir un contrato con obligación de abastecimiento.

La falta de definiciones claras respecto del monto a cancelar como peaje por el uso de las líneas de transmisión y el fomento del acuerdo entre las partes constituye un obstáculo para la entrada de nuevos generadores y para la expansión de la capacidad de los existentes. Ello ocurre en el caso de Chile, donde se pretende reducir la incertidumbre de los actores involucrados mediante la llamada “ley corta”. No está claro que esta ley reduzca totalmente la incertidumbre si se considera que la autoridad

¹⁸ El MRT permite remunerar la inversión en capacidad instalada al incorporar el riesgo de desabastecimiento. En Chile la autoridad había bajado este margen de 15% a 6%, subiéndolo después del 2000 a 12%

¹⁹ A pesar de lo anterior, la empresa distribuidora Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica SA (CONAFE) viene de renovar contrato de abastecimiento.

mencionó, en su tiempo, que el resto de los problemas regulatorios se resolverían con un nuevo cuerpo legal conocido como la “ley larga”, cuyo contenido no es públicamente conocido ni tampoco la fecha en que se presentará al Parlamento.

La no consideración de los servicios complementarios constituye igualmente una deficiencia regulatoria importante, en la mayoría de los países donde ellos no son considerados formalmente, es el caso de Chile, Colombia y Brasil. Los países que han tenido mejores resultados en la implementación de servicios complementarios en el mercado eléctrico son Perú y Argentina. Las deficiencias derivadas de la exclusión de esta materia en la normativa se han traducido en graves problemas de calidad de servicio, lo que impone la urgente necesidad de regular: el monto y remuneración de la reserva en giro, la remuneración de los escalones de frecuencia, la inyección de reactivos, la capacidad de partida rápida.

c) Problemas vinculados a la transmisión y distribución

Las distintas opciones de remuneración de los sistemas de transmisión es un tema complejo y los impactos que tienen sobre el conjunto del sistema eléctrico los problemas que afectan a este segmento, justifican un tratamiento más detallado de las opciones de remuneración de la transmisión. En casi todos los casos es necesario definir como se distribuye el saldo no cubierto (90% u 80% del costo de la transmisión) por el **ingreso tarifario** entre los agentes del mercado (generalmente generadores y consumidores). Lo anterior se materializa a través del pago de los denominados **peajes de transmisión**. La regla de asignación de estos peajes constituye un elemento esencial en la evaluación de proyectos eléctricos. A modo de ejemplo, en el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) se requiere de un financiamiento de aproximadamente 140 millones de dólares anuales por concepto de peajes de transmisión. Si bien estas cifras son comparativamente pequeñas respecto de las inversiones en los sistemas de generación, la viabilidad de un proyecto de expansión en generación puede depender directamente del monto de peajes de transmisión que éste deba solventar. Por su parte, las condiciones de congestión y de crecimiento natural del sistema de transmisión, determinan la necesidad de realizar expansiones en transmisión (líneas, subestaciones y transformadores de poder). Cabe mencionar el factor diferenciador de América Latina respecto de Europa y Norteamérica, en relación a las tasas de crecimiento respectivas del consumo eléctrico, que normalmente, en el caso de la región, se sitúan dos a tres puntos sobre el PIB del país.

Los criterios con que se decide una nueva expansión en transmisión son temas presentes en la discusión regulatoria de la mayor parte de los países de la región. Se reconoce, por una parte, el enfoque centralizado (por ejemplo, Brasil y Argentina), el que entiende la expansión de los sistemas de transmisión como una decisión que debe ser tomada por un ente público o privado²⁰ y donde, normalmente, las obras de expansión se materializan a través de un proceso de licitación, lo que abre la posibilidad de entrada a nuevos inversionistas en el sector de transmisión. El segundo enfoque, fomenta el acuerdo entre las partes y la acción directa entre privados, con el fin de llevar a cabo proyectos de transmisión. Este es el caso, por ejemplo, de la legislación vigente en Chile y Perú.

No cabe duda que tanto las normativas asociadas a los **peajes**, como las relacionadas con la **expansión** de la transmisión, más aún cuando existe una incertidumbre regulatoria asociada, pueden dar o han dado lugar a barreras para el desarrollo de proyectos de inversión en interconexiones, sistemas de transmisión y centrales generadoras. A lo anterior, se suma la evolución económica-política de cada uno de los países, la que tiene un impacto directo en el desarrollo del sector eléctrico. Como un ejemplo real y complejo de analizar en esta materia, se puede citar la situación de congestión que sufre un tramo de la zona sur del Sistema Interconectado Central (SIC) chileno donde, a pesar de la urgencia desde el punto de vista técnico, reconocida por todos los agentes, no existen incentivos para desarrollar un proyecto de transmisión que alivie dicha congestión. El conflicto nace con el fin del contrato de suministro para una empresa de distribución que abastece clientes finales en la zona sur del sistema. Las empresas generadoras, ante las exigencias del artículo 99 bis se niegan a suscribir contratos de suministro con las empresas de distribución. En el cuadro 4 se resumen los esquemas de expansión de la transmisión vigentes en países de Latinoamérica.

²⁰ El Ente Regulador de la Energía (ENRE) realiza los concursos públicos para las expansiones del sistema de transmisión, sin embargo, éstas deben ser solicitadas por los beneficiarios. (Agentes del Mercado, grandes usuarios).

Cuadro 4

ESQUEMAS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Pais	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú
Operador de transmisión y sistema integrado	NO	NO	NO	NO	NO
Planificador de la transmisión	NO	SI (CCPE)	NO	SI (UPME)	NO
Propiedad de las redes	Múltiple	Múltiple	Múltiple (un transmisor domina el mercado)	Múltiple	Múltiple (incluido el Estado)
Planificación centralizada	NO*	SI	NO	SI	NO
Planificación indicativa	SI	NO	SI	NO	SI
Horizonte de planificación	Mediano plazo (10 años)	Corto plazo (3 años)	Mediano plazo (10 años)	Mediano plazo (10 años)	Mediano plazo (10 años)
Quién propone las expansiones?	Agentes del mercado	Operador del sistema (ONS)	Agentes del mercado	Agentes del mercado	Agentes del mercado o el Estado
Quién coordina el proceso de expansión	Gobierno (ENRE)	Gobierno (CCPE)	No aplicable	Operador del sistema (REE)	Ente regulador (OSINERG)
Quién aprueba las expansiones?	Agentes del mercado	Gobierno (MME)	No aplicable	Gobierno (UPME)	Agentes del Estado
Forma de entrar al negocio de la transmisión	Concesión	Competencia	Concesión	Competencia	Concesión

Fuente: Rubén Darío Cruz, Jorge Mauricio Areiza, and Gerardo Latorre, *Transmission Planning in a Deregulated Environment – International Comparison IEEE, Manuscript received August 29, 2001, revised November 26, 2001.*

*: Cabe señalar que en el caso argentino el proceso que en definitiva define la expansión está predefinido y es coordinado centralizadamente.

Mediante la Resolución Ministerial RM 78, ya citada en la sección anterior, el Ministro de Economía de la época dispone que el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) siga abasteciendo a los consumos de la empresa distribuidora. Esta situación repercute directamente sobre los pagos del sistema de transmisión y sus decisiones de expansión. El sistema de peajes vigente en Chile, asigna responsabilidades de pago en función de los contratos bilaterales de tipo financiero existentes entre los agentes y los puntos de inyección en el sistema. Al no existir contratos entre compañías, pueden existir tramos del sistema que quedan impagos. En este caso particular, la empresa de transmisión no recibe el peaje anual para el tramo. A su vez, a pesar de existir una situación de congestión en ese segmento de las líneas, la empresa de transmisión retrasa la inversión en fortalecimiento de la capacidad de transmisión del tramo, dado que existe incertidumbre regulatoria respecto de la recuperación del capital invertido.

Al analizar algunas metodologías de tarificación de la transmisión y las variantes de las mismas, ha sido posible detectar una clara ventaja de las empresas tipo holding respecto de generadores independientes (IPP, independent power producer) o únicos. Las simulaciones realizadas para Chile muestran que para los IPPs existe una variabilidad importante de los costos a pagar por la transmisión para las distintas variantes de tarificación, mientras que para los consorcios o holding de empresas generadoras estas variaciones son atenuadas drásticamente. Esta situación hace que los IPP enfrenen riesgos mucho mayores en el negocio eléctrico. Lo anterior puede interpretarse como una barrera de entrada para nuevos generadores (actores de mercado) en los sistemas eléctricos de la región.

En Argentina, la regulación vigente ha establecido un mecanismo diferente para la concreción de las ampliaciones del transporte. La iniciativa para tales ampliaciones no puede partir de TRANSENER, concesionario de las redes de alta tensión preexistentes, sino que de los actores interesados (normalmente generadores). Una vez elaborado el proyecto y superada la auditoría técnica, se requiere la aprobación por parte de todos los “beneficiarios” eléctricos, en audiencia pública llevada a cabo por el ente regulatorio (ENRE). Completados exitosamente estos pasos, los interesados llaman a licitación para la construcción de la obra, que puede ser realizada bajo diferentes modalidades. Si más de un 30% de los “beneficiarios” se opone al proyecto, la línea no se construye. Este mecanismo pretende prevenir contra un sobre equipamiento en el transporte, que luego deberán sufragar los consumidores en su mayor parte.

En la práctica, el mecanismo no siempre ha demostrado tener la agilidad necesaria, dando lugar, en ciertos casos, a una ineficiente asignación de los recursos que puede resultar mucho más onerosa que el eventual sobre equipamiento resultante de mecanismos más centralizados. Un claro ejemplo de ello ha sido la construcción de la cuarta línea de alta tensión desde la región del Comahue hacia el Gran Buenos Aires. En la programación previa a la reforma, estaba previsto el ingreso de dicha línea cuando se completara la construcción de la central de Piedra del Aguila. Sin embargo, como resultado de lo comentado, la central comenzó a funcionar sin que se alcanzara a construir esa cuarta línea de 500 kV. Incluso, como se comentó, dado el bajo costo del gas natural en la zona se han seguido construyendo centrales sin disponer de la infraestructura necesaria para la salida de la energía hacia el principal centro consumidor.

La no obligatoriedad de construir o reforzar las líneas de transmisión unidas a una falta de claridad en el monto de los peajes, no sólo constituye una barrera a la inversión en líneas por parte de los propietarios de las redes de transmisión sino que también de los generadores. En el caso de Chile, en los últimos años no ha habido inversiones en este campo salvo la línea de 500 kV entre Charrúa y Ancoa, la mejora de la línea Charrúa Alto Jahuel (de 156 kV a 220 kV) y el circuito definitivo Quillota-Polpaico (resultante de una demanda realizada por el Gobierno). En general, estas inversiones se relacionan con la existencia de contratos de un generador con un cliente.

El sistema peruano ha debido enfrentar una insuficiente remuneración de los sistemas de transmisión, lo que llevó a el OSINERG, organismo regulador del subsector eléctrico peruano, a establecer nuevas metodologías con miras a establecer tarifas más atractivas en el sector de la transmisión: El problema de la congestión de las redes deberá ser administrada y valorizada utilizando los LMPs y FTRs,²¹ determinados en un proceso integrado de despacho/precio spot conjuntamente con los servicios auxiliares. A su vez, las tarifas de transmisión deberán ser fijadas sobre la base de un sistema eficiente (sistema económicamente adaptado), determinado por una entidad independiente a los agentes del mercado. Estas tarifas de transmisión, así fijadas, deberán permitir a los titulares de las instalaciones de transmisión, recuperar la totalidad de los costos de un sistema eficiente. Otro aspecto relevante de la regulación en este campo es la respuesta a la pregunta de quien paga la transmisión. Si bien en principio, esta pregunta podría ser irrelevante debido a que es el consumidor final quien paga los costos totales del sistema, en períodos de transición de la legislación ello resulta importante y puede conducir a frenar la inversión por parte de los generadores o transmisores, mientras no se resuelva el problema de los contratos vigentes.

Una demostración de la importancia que se asigna al tema de quien paga la transmisión y, sobretudo, los problemas que ello ha causado a la inversión en infraestructura y a la localización de las unidades generadoras, ha sido la causa de los cambios respecto de quiénes deben cancelar los costos de transmisión. En efecto, inicialmente las regulaciones en la región asignaban este pago en su totalidad a los generadores, lo que ha ido evolucionando con el tiempo, llegando en la actualidad a un escenario como el que se muestra en el cuadro 5. Igualmente, la inexistencia de normas claras respecto de los peajes en distribución limita gravemente la competencia en el abastecimiento de los clientes libres. Una opción complementaria a la fijación de peajes adecuados es la existencia de comercializadores, lo que permite separar la función de transportar la energía y rentabilizar la infraestructura, de la de comercializar la energía.

Cuadro 5

¿SOBRE QUIÉN RECAE EL PAGO DE LA TRANSMISIÓN?

País	Generación	Demanda
Colombia	0%	100%
Bolivia	25%	75%
Perú	0%	100%
Argentina	54%	46%
Panamá	60%	40%
Chile	80%	20%

Fuente: Elaboración propia.

²¹ LMP: Precios marginales por localidad, FTR, Derechos de transmisión financieros.

Vinculado al tema de la distribución, en Perú²² se detectó que los clientes libres cancelaban tarifas mayores a los precios de barra lo que originó un conflicto que involucró a los distintos agentes, ver recuadro 2.

Recuadro 2

CONFLICTOS POR PRECIOS DE LOS CLIENTES LIBRES

Las distribuidoras ante una inminente crisis en la generación, año 1994, y al tener la obligación de garantizar el suministro eléctrico, compraron toda la energía posible a los generadores, que en ese momento eran estatales. Los "clientes libres", al comprar energía, se dieron cuenta de que casi toda la energía había sido reservada por los distribuidores, lo que los forzó a firmar contratos de suministro a largo plazo, incluso 15 años, bajo tarifas mayores a las Tarifas de Barra. Como primera opción, los industriales sugirieron que se considere como clientes libres a quienes demandaban más de 2 MW, pero la Comisión de Tarifas Eléctricas hizo caso omiso de la petición argumentando que se corría el riesgo de que ese segmento del mercado se redujera a un punto tal que se producirían complicaciones mayores. Como consecuencia, los industriales formaron la Asociación de Consumidores Intensivos de Energía (ACIDE) en 1995, para mejorar su capacidad de negociación.

Una de las grandes observaciones de los industriales peruanos consistía en que no había una regulación sobre los sistemas principales y secundarios de transmisión, así como de las redes de distribución, por lo tanto se permitía una fijación arbitraria de precios a los clientes libres. Ese era el principal motivo por el cual un cliente libre dentro de un área de concesión no podía firmar contratos con los generadores. Por lo tanto, los industriales plantearon que se controlen los precios de la distribución secundaria, lo que exigía modificar la Ley de Concesiones Eléctricas. Finalmente el gobierno peruano acogió las peticiones de los industriales y promulgó la Ley 27239 de 1999 que estableció que la Comisión de Tarifas Eléctricas regule las tarifas de transmisión y distribución y las compensaciones, en los contratos de los "clientes libres", lo que representó un cambio significativo con respecto a la Ley de Concesiones Eléctricas.

Fuente: Campodónico, Humberto. "Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú". Serie Recursos Naturales e Infraestructura No. 8. CEPAL. Santiago, Chile. Marzo 2000.

Los peajes de distribución es un tema recurrente en América Latina, y, en algunos casos, se vincula a la creación de mercados minoristas. En efecto, las empresas de distribución argumentan que dichos mercados las expondrían a un "descreme" por precio y por calidad,²³ en sus áreas de concesión. Lo anterior se liga a la falta de una normativa clara de los peajes de distribución, lo que permitiría a las empresas comercializadoras ofrecer contratos atractivos a consumidores privilegiados desde el punto de vista del pago de los peajes que enfrentan o de la calidad del suministro eléctrico. El primer caso alude a consumidores que por ubicarse en zonas limítrofes del área de concesión, por la metodología de asignación de cargos, paga una componente pequeña del peaje total. Concretamente, si el peaje depende de la distancia de la conexión del cliente al punto donde la empresa de distribución recibe la energía del sistema interconectado, un cliente muy cercano a este punto sería muy atractivo para un comercializador externo. La empresa distribuidora perdería paulatinamente todos los clientes en la zona fronteriza.

Asimismo, independientemente de la asignación de peajes, consumidores ubicados cerca de los alimentadores de distribución poseen en general una calidad de suministro superior al resto, lo que podría ser aprovechado por empresas comercializadoras externas. En este caso, aunque la razón no sea la disminución de costos, un comercializador externo buscaría ofrecer contratos a los clientes con mejor calidad de servicio de la empresa distribuidora sin tener que pagar adicionalmente por esta mejor calidad.

3. Problemas exógenos a la institucionalidad y el marco regulatorio

Aparte de los problemas ya señalados, existen barreras a la inversión que se sitúan al margen de la institucionalidad y marco regulatorio y que tienen que ver con condicionantes de tipo macroeconómico o político, algunos de estos condicionantes se describen brevemente en los párrafos siguientes.

a) Argentina; las consecuencias de la Ley de Emergencia Económica del 2002:²⁴ Cuando se promulgó la Ley 24.065, que introducía la reforma al subsector eléctrico, estaba vigente la ley de la convertibilidad, por lo tanto se puede considerar que esta última era una de las

²² Campodónico, 2000.

²³ La idea de descreme se refiere a que los comercializadores ajenos a la empresa de distribución donde se encuentra el cliente, se queden con los mejores clientes y los distribuidores conserven clientes atomizados y relativamente más costosos de abastecer.

²⁴ Devoto, 2002.

“reglas del juego” para los empresarios del subsector. De acuerdo con dicha ley, se efectuó una dolarización de tarifas y la indexación por medio de un índice de Bienes Industriales y Minoristas de Estados Unidos. El propósito de esta aplicación era brindar estabilidad y beneficios a los inversionistas privados y también a los usuarios del sistema.

Cuando estalló la crisis en la Argentina, el Estado proclamó la Ley 25561 (Ley de Emergencia Económica) eliminando la convertibilidad. Como resultado de ello, se pesificaron las tarifas y también se eliminó la indexación. Esto trajo como consecuencia dos fenómenos generales que afectaron a todos los integrantes de la cadena productiva eléctrica: el aumento de las obligaciones financieras por el efecto de la devaluación y el incremento de los insumos, junto con el deterioro de las condiciones crediticias. A continuación, se analizará como este fenómeno afectó los segmentos de la generación, transmisión y distribución.

b) Generación: La generación, antes de la devaluación, presentaba una situación crítica por el continuo descenso de los precios. La eliminación de la convertibilidad les impone afrontar un problema más delicado aún, ya que, debido a la crisis cambiaria, aumentaron de manera considerable sus obligaciones financieras, a lo que se agrega el mantenimiento de las plantas térmicas en medio de dificultades financieras y económicas. Esto motiva a que algunos agentes opten por el desplazamiento físico de los ciclos combinados a otros países, dejando a Argentina en una situación de vulnerabilidad de abastecimiento preocupante. Para evitar que esto suceda, se deberá probablemente prever el incremento de los precios mayoristas y una renegociación de sus deudas (plazos y tasas de interés).

c) Transmisión: En el sector de la transmisión es necesario distinguir entre dos tipos de actores, los concesionarios establecidos y los titulares de contratos COM²⁵ o transportistas independientes. En el caso de los concesionarios, estos tienen un panorama más complicado, si enfrentan las exigencias financieras derivadas de la mantención de la calidad del servicio, normalmente compuesto de insumos y equipamientos importados para las redes. Su margen de maniobra se verá limitado a renegociar el endeudamiento, hacer pequeños ajustes a los precios y un consecuente descenso en la calidad del servicio, lo que supone la aprobación del gobierno.

De otro lado, los transportistas independientes tendrán aparentemente menos problemas, ya que su situación depende de su endeudamiento futuro y puede ser mucho mejor si logran extender la deuda (con unas tasas de interés más bajas), por lo que necesitan de un acuerdo favorable con los beneficiarios de la nueva red y con la autoridad para extender los plazos y así continuar cobrando el canon (en pesos), en función de los mayores plazos obtenidos de los acreedores. Concluyendo, se puede afirmar que en la transmisión se puede esperar una disminución de la calidad del servicio, que los concesionarios que logren renegociar sus deudas de manera de mejorar su situación e incluso algunos puede que se vean forzados a cumplir sus obligaciones por medio de la venta de acciones. Los transportistas independientes no se verán comprometidos, pero el margen disponible para ampliaciones se verá disminuido por la situación general.

d) Distribución: Como en los otros segmentos, cuanto mayor es el grado de endeudamiento externo y la dependencia de los insumos importados, mayor será su fragilidad. A primera vista seguirá dependiendo de sus ingresos, los que a su vez les deberían alcanzar para afrontar sus compromisos externos. Como es obvio, la pesificación sin indexación y la devaluación hacen que los ingresos se vean reducidos, enfrentando una situación comprometida.²⁶ A ello se debe sumar el efecto lateral de la crisis: al ser el agente recaudador de ingresos del sistema, también se ve afectado por la creciente morosidad y los reclamos desde el poder político para establecer tarifas de tipo social en los sectores poblacionales más perjudicados, así como la atenuación de las sanciones por el pago fuera de término. Además de elementos comunes a todo el sector (vinculados a la renegociación de la deuda) deberán recurrir a las utilidades del último ejercicio para atenuar los efectos de las medidas. También es

²⁵ Construcción, Operación y Mantención.

²⁶ En lo que hace al endeudamiento externo en dólares, la posición del sector de jurisdicción federal (ex -SEGBA) es muy comprometida. En efecto, la deuda de las tres empresas, al 31.12.01 ascendía a US\$. 753,7 millones, en tanto los ingresos brutos eran de US\$. 1.378,3 millones, lo que da una relación del 54,7 por ciento. Pero el tipo de cambio, a esa fecha era de \$1=US\$1. Si se asume para el 2002, una relación \$2=US\$1, y se tiene en cuenta, que los vencimientos para el año 2002 son de US\$390,9 millones (52% del total), suponiendo ingresos constantes, éstos, expresados en dólares, serían de US\$689,2, y la relación sería del 56,7 por ciento. Cabe acotar que la deuda total, tiene este cronograma de vencimientos: en 2003 US\$205,3 millones, en 2004 US\$106,5 millones y en 2005 US\$50 millones. Además, las tres empresas, tienen una deuda interna, que al 31.12.01 ascendía al equivalente de US\$362,2 millones. Esta última, si bien existe y tiene clara incidencia, no se puede conocer la envergadura de ésta, debido a que es difícil evaluar el efecto de la política de tipos de cambio diferenciales para deudas financieras internas, contraídas en dólares.

obvio que el programa de inversiones previsto se verá demorado, lo que en algunos casos puede repercutir en mermas en la calidad y postergación de obras de cierta magnitud. No obstante, no hay que descartar que varias empresas, incluida alguna de jurisdicción federal, lleguen a una situación terminal, con las graves complicaciones que ello acarrearía.

e) Brasil; los efectos de la devaluación del Real en 1999: A mediados de enero de 1999, las autoridades brasileñas reconocieron que era imposible mantener su soporte al Real, en un escenario de altas tasas de interés que deprimían la actividad económica y un portafolio de inversiones neto negativo. El Banco Central decidió abandonar la banda cambiaria el 15 de enero. Una vez que se tomó la decisión, el Real bajó rápidamente en comparación con el dólar, devaluándose en un 64% entre enero y mediados de marzo. Por supuesto, y como sucedería en Argentina años después, esto tuvo fuertes consecuencias en el sector eléctrico.

f) Evolución de las tarifas: Las distribuidoras (que en la mayoría de los casos son de propiedad de compañías extranjeras) estimaron que la baja tarifaria, como consecuencia de la devaluación iba a aumentar el riesgo y reducir la disponibilidad de capitales a largo plazo, con lo cual las futuras inversiones en el sector iban a ser mínimas. Al gobierno por otro lado, le preocupaba controlar los fenómenos inflacionarios, por lo que no estaba dispuesto a autorizar ajustes tarifarios en el corto plazo. Finalmente, la autoridad aprobó ajustes tarifarios diferenciados, los cuales no fueron considerados suficientes desde la óptica de empresas distribuidoras.

g) Generación: La devaluación del Real causó retrasos en la construcción de nuevas plantas térmicas, debido a que tanto el gas como los equipos de las plantas son importados, lo cual afecta la competitividad de este tipo de generación. Como resultado, se redujo notablemente la firma de PPAs (*Power Purchase Agreements*) con plantas térmicas. En un intento para poder solucionar este problema, el gobierno brasileño hizo que Electrobras firmara estos PPAs y así facilitar el financiamiento y la inversión.²⁷ Al asumir la titularidad de los PPAs, Eletrobras planeaba vender esta energía en el mercado spot, el cual entraría a funcionar al final de 1999. Sin embargo, ello no fue así, pues las distribuidoras seguían comprando su energía por medio de contratos a largo plazo, los cuales cubren el 85% del mercado eléctrico brasileño. Ello explica la reticencia de los distribuidores a comprar energía a los nuevos agentes con nuevos precios.

h) Colombia; los atentados a las líneas de transmisión.²⁸ A partir de 1998 se hicieron más frecuentes los atentados terroristas contra la infraestructura energética del país y en particular contra las redes de transmisión de energía eléctrica. Como consecuencia, la mayoría de los agentes del sector se ha visto afectada por dicha circunstancia. En el cuadro siguiente se realiza una valoración aproximada del impacto de estos eventos, donde se muestra el número de torres afectadas por atentados terroristas desde 1999 hasta octubre de 2001, clasificándolas por empresa.

Cuadro 6

TORRES AVERIADAS DESDE 1999 HASTA 2001

EMPRESA	1999	2000	2001	TOTAL
ISA	179	281	162	622
EEPPM	59	140	24	223
EPSA		9	4	13
EADE		8	4	12
TRANSELCA	6	5	5	16
EEB	2	2		4
ELECT's. COSTA		3		3
EMSA	2			2
CHEC			2	2
TOTAL	248	448	201	897

Fuente: UPME. Plan de Expansión Preliminar Generación – Transmisión 2002-2011.

²⁷ El Mercado brasileño de equipo eléctrico para generación, transmisión y distribución alcanzó los US\$ 3,1 billones en 1998, un incremento del 22% respecto al año anterior. Para 1999 y 2000, el mercado igualó lo de 1998 en niveles de moneda local. Sin embargo, esto en dólares significó una caída de US\$ 2,1 billones como el resultado de la devaluación del Real.

²⁸ UPME, 2002.

En el periodo analizado se afectaron 897 torres, lo que equivale a derribar una línea de 400 km de un costo aproximado de US\$43,4 millones, el cual debió ser asumido por los transportistas de energía. De este total, un 70% corresponde a las torres de ISA.

Con el objeto de visualizar los impactos económicos de esta situación se puede señalar que los costos de reposición de torres durante el año 2001 ascendieron a US \$ 11,4 millones, de los cuales ISA ha sido la empresa más afectada, alcanzando pérdidas cercanas a 10 millones de dólares.

Estos atentados, en particular los realizados contra el Sistema de Transmisión Nacional (STN), dejaron fuera de servicio 4 circuitos de 500 kV durante 194 días y 32 circuitos de 230 kV durante 40 días, en promedio cada uno. En una segunda instancia, los usuarios del sistema de transmisión vieron incrementadas las tarifas para cubrir el costo de recuperación de estos activos, lo que implicó un mayor gasto de 24,5 millones de dólares de 1997. Esta cifra equivale a un 8% del pago que anualmente se hace a los transportadores nacionales.

A lo anterior debe agregarse los mayores costos operativos en que se incurrió por el pago de energía proveniente de plantas de generación más ineficiente, dada la incapacidad del sistema de evacuar a los generadores más económicos. Estos mayores costos fueron también cubiertos por los usuarios. En el supuesto de que los mayores costos operativos ocasionados por los atentados en 2001 fueran iguales a los que ocurrieron en el 2000, el mayor costo total por esta causa, en el periodo 2000-2001, ascendería aproximadamente a 348.000 dólares.

De igual manera, también se pueden estimar pérdidas para los distribuidores y comercializadores, por no suministrar la energía perdida a causa de los atentados (24,2 GWh). Se estima que en el caso de los distribuidores esa pérdida sería de 565.000 dólares y en el caso de los comercializadores de 309.000 dólares.

Los ataques terroristas del año 2001 incrementaron las restricciones hasta el punto de segmentar el mercado. Las oportunidades que ello presentó para el ejercicio de poder dominante por los generadores junto con cambios en la regulación de las restricciones de transmisión, que transfirieron al comercializador, y eventualmente al consumidor, en mayor cuantía y más rápidamente los costos de las mismas, desataron una polémica que llevó a la CREG a intervenir el mercado. La intervención llevó a una reducción significativa del costo de las restricciones, pero como era de esperar despertaron fuerte oposición por parte de los generadores quienes consideran la intervención como un cambio en las reglas del juego ejecutada de manera oportunista por el gobierno para expropiarlos de ingresos a los que tenían derecho.

Por último, debe agregarse el costo económico del desabastecimiento. Si se considera que el total de la demanda no atendida fue de 24,2 GWh, lo que corresponde al consumo nacional durante 4,9 horas, es posible estimar una pérdida en términos económicos del orden de 26,9 millones de dólares. El recuadro que se presenta a continuación resume parte de las polémicas regulatorias que se suscitaron debido a los efectos de los atentados.

Recuadro 3

POLÉMICAS REGULATORIAS A CAUSA DE LOS ATENTADOS TERRORISTAS

Los ataques terroristas del año 2001 incrementaron las restricciones hasta el punto de segmentar el mercado. Las oportunidades que ello presentó para el ejercicio de poder dominante por los generadores junto con cambios en la regulación de las restricciones de transmisión, que transfirieron al comercializador, y eventualmente al consumidor, en mayor cuantía y más rápidamente los costos de las mismas, desataron una polémica que llevó a la CREG a intervenir el mercado. La intervención llevó a una reducción significativa del costo de las restricciones, pero como era de esperar despertaron fuerte oposición por parte de los generadores quienes consideran la intervención como un cambio en las reglas del juego ejecutada de manera oportunista por el gobierno para expropiarlos de ingresos a los que tenían derecho.

Fuente: Ayala, Ulpiano y Jaime Millán "La sostenibilidad de la reforma del sector eléctrico en Colombia". Fedesarrollo, 2002.

II. Estrategias perseguidas por el Estado y las empresas

A. Estrategias de los actores a nivel de la generación

1. Disponibilidad, calidad y déficit de la infraestructura física

Conviene señalar que los problemas respecto de la infraestructura física no son los mismos en los distintos países de la región y que incluso en algunos países se combinan superávit en algunas áreas con déficit en otros.

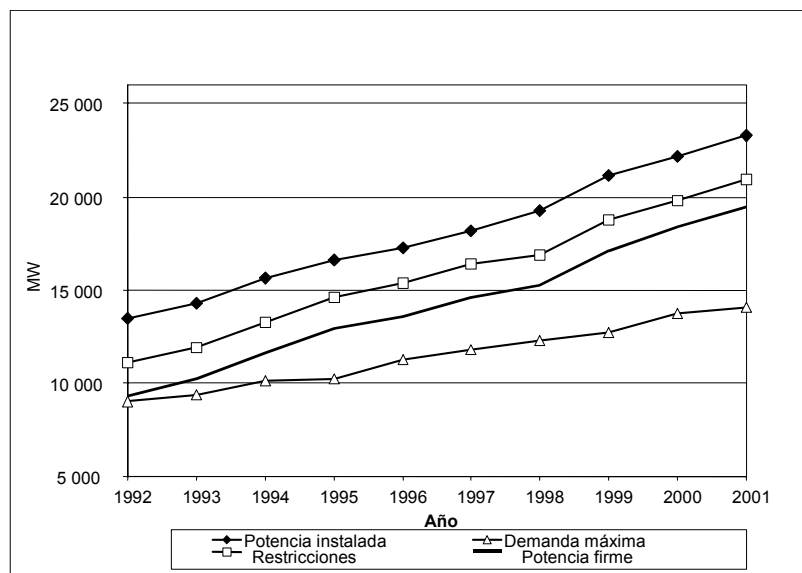
Como una primera aproximación a la evaluación de una eventual vulnerabilidad del sistema eléctrico, se podría comparar las inversiones destinadas a la expansión del sistema eléctrico con la evolución de la demanda máxima. Sin embargo, no sólo no existe información completa y fácilmente diferenciable de aquella destinada a la transferencia de activos, sino que no es el mejor indicador del grado de vulnerabilidad del sistema, ya que no tiene en cuenta los posibles superávit originales, las características de los sistemas de generación y las eventuales limitaciones impuestas por el conjunto de la infraestructura eléctrica.

Una mejor aproximación al problema consiste en comparar la potencia instalada con la demanda, teniendo en cuenta las restricciones impuestas por la potencia firme, las congestiones de los sistemas de transmisión y las insuficiencias en los sistemas de distribución. En consecuencia, convendría considerar la potencia firme en vez de la potencia instalada (como un medio para evaluar la disponibilidad en

condición de despacho), además de tomar en cuenta las restricciones impuestas por la congestión en los sistemas de transmisión o directamente las insuficiencias en los sistemas de transmisión y distribución. A continuación se muestra un gráfico que refleja parcialmente lo señalado para el caso de Argentina hasta el año 2001.

Gráfico 2

EVOLUCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA EN ARGENTINA



Fuente: Ernesto M. Kerszberg, ENRE, Oaxaca, México. 2003.

Si bien la curva con los rombos negros pareciera indicar que existe suficiente capacidad en el sistema, ello no sería tan válido si se consideran las restricciones de generación y transmisión que están representadas por la línea llena. En el gráfico 3 se muestra una proyección a corto plazo de la capacidad efectiva del sistema para satisfacer la demanda argentina.

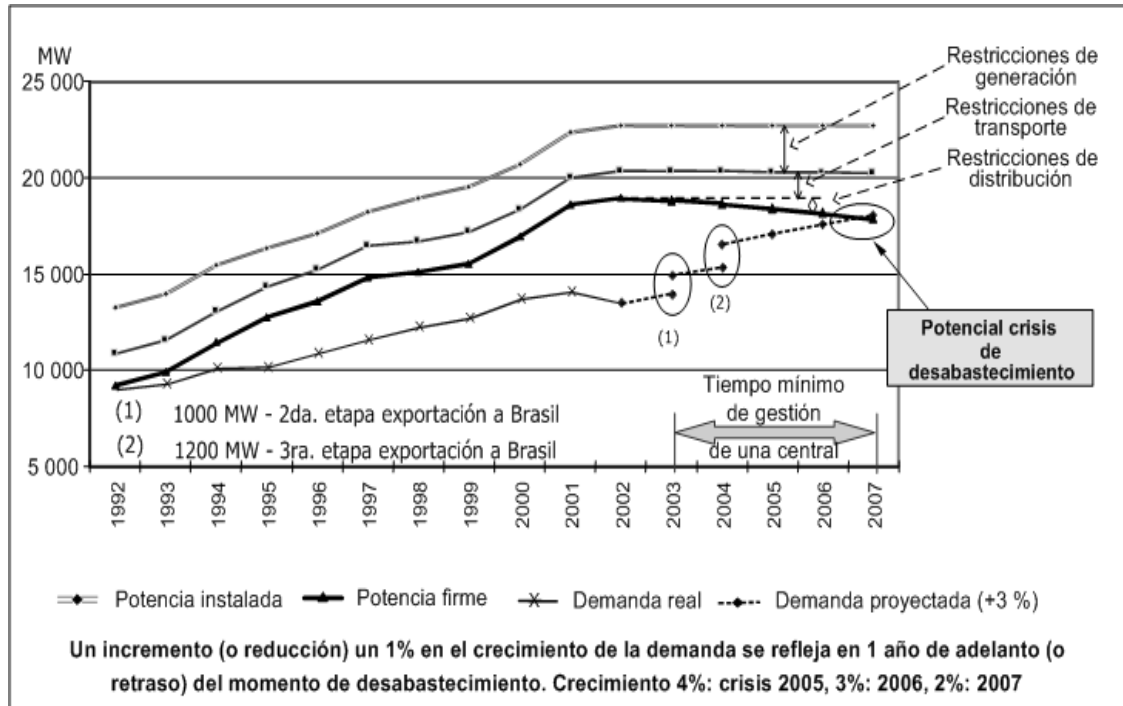
De acuerdo a los análisis del Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina [Kerszberg, 2003], teniendo en cuenta las restricciones de generación, transmisión y distribución, el sistema no estaría en condiciones de satisfacer la demanda en el caso que se materialice la segunda y tercer fase de exportación de energía eléctrica a Brasil. El gráfico 3 permite visualizar dicha situación, apreciándose una situación crítica en el año 2007, la que se adelanta si se modifica ligeramente la hipótesis de crecimiento de la demanda.

Por su parte, en el caso de Brasil, de acuerdo al gráfico 4, el nivel de los embalses de la región sureste²⁹ pasa de un 77% a principios de 1991 a un 19% a finales de 1999, recuperándose momentáneamente para luego mantenerse en niveles cercanos al 30% durante gran parte de los años 2000 y 2001. Si bien estos indicadores son aplicables sólo a una zona del país, en [Lizardo y de Araújo, 2002] se demuestra que se sobreutilizó la capacidad hidráulica de todo el Brasil llegándose a valores que superan el 105% a partir de 1996. Brasil constituye el caso típico de un país que consume de sus embalses más de lo que éstos son capaces de recuperar en forma regular, es decir estaría viviendo de prestado durante un período largo.

En cuanto a las inversiones de Brasil en el sistema eléctrico, ellas decrecen sistemáticamente a partir de 1987, cuando superaron los 12.000 millones de dólares para alcanzar del orden de 3.000 millones de dólares en 1999 como se aprecia en el gráfico siguiente [Lizardo, de Araújo, 2002]. De acuerdo con ANEEL, durante el período 1998-2002 se hicieron inversiones en el sistema eléctrico del orden de 18.000 millones de reales, teniendo en consideración las tasas de cambio correspondientes, es posible estimar que las inversiones materializadas durante el trienio 2000-2002 habrían sido del orden de 5.000 millones de dólares, demostrando la falta de inversión en la industria eléctrica brasileña.

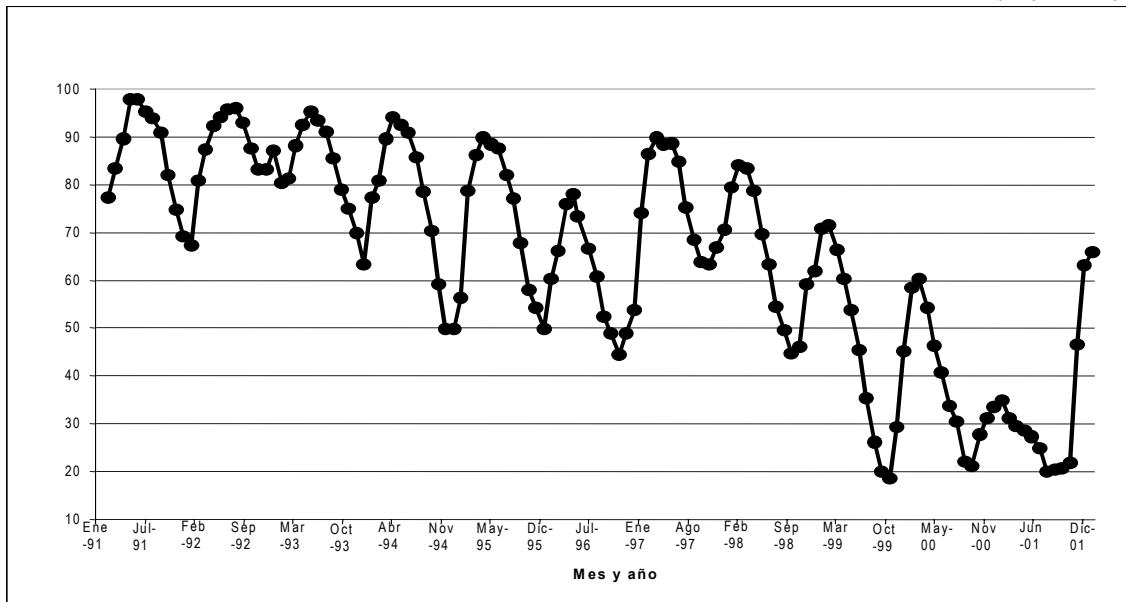
²⁹ La más importante de Brasil.

Gráfico 3
EVENTUAL PROBLEMA DE ABASTECIMIENTO EN ARGENTINA
(MW/año)



Fuente: Ernesto M. Kerszberg, ENRE, Oaxaca, México. 2003.

Gráfico 4
NIVEL DE LOS EMBALSES DEL SURESTE
(en porcentaje)



Fuente: Sauer, Ildo Luís. Um novo modelo para o setor Elétrico Brasileiro. A reconstrução do setor Elétrico Brasileiro. Paz e Terra y Editora UFMS. Abril 2003.

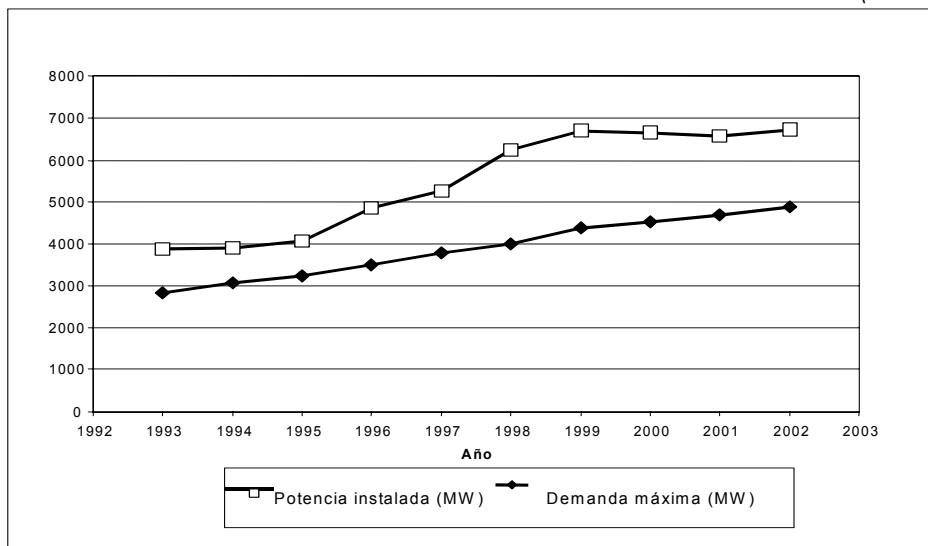
Gráfico 5
EVOLUCIÓN DE INVERSIONES EN LA IEB
(billones de dólares)



Fuente: Lizardo, Joao, Hermes de Araújo, 2002.

Para evaluar los efectos de la reticencia de los inversionistas privados a seguir desarrollando la infraestructura eléctrica, en el caso de Chile se consideró solamente el SIC, debido a que en el SING existe una sobrecapacidad instalada, por lo que los problemas, siendo muy importantes, atañen más bien a la estabilidad del sistema (problemas de regulación de frecuencia) que a la capacidad.

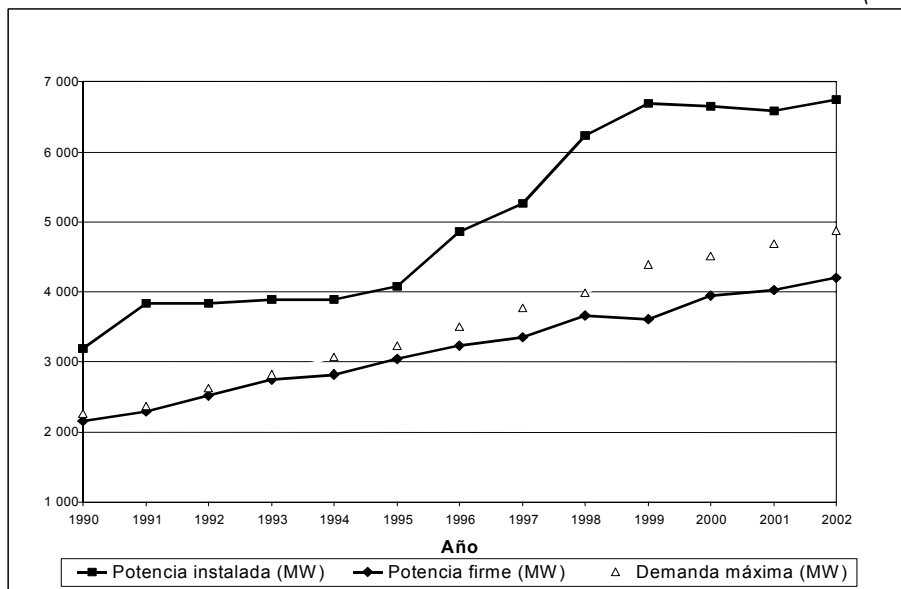
Gráfico 6
EVOLUCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA EN CHILE
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)
(en MW)



Fuente: CDEC-SIC, Anuario de Operaciones 1993-2002.

En un sistema con una fuerte componente hidroeléctrica, como es el SIC, la potencia instalada no representa la capacidad efectiva del sistema debido a que no incluye las limitantes de potencia firme, lo que en un país que tiene con cierta frecuencia períodos secos, es muy relevante, ni tampoco las congestiones de transmisión. En el gráfico 7 se incluyó como referencia la potencia firme y se hizo un ejercicio para responder a la siguiente interrogante: qué hubiese ocurrido en el año 2002 de haberse producido una sequía similar a la de los años 1998-1999?, considerando la inversión efectivamente realizada a la fecha.

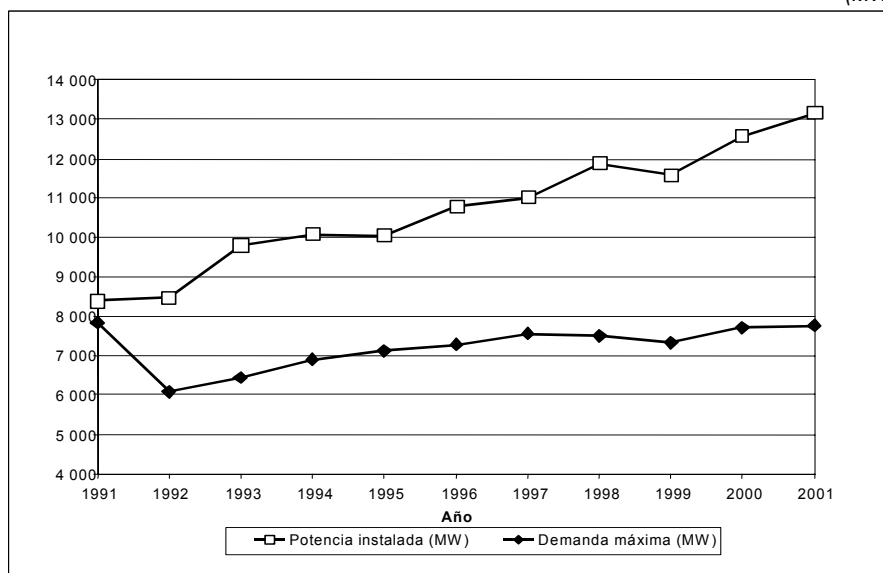
Gráfico 7
VULNERABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, (SIC)
 (MW)



Fuente: CDEC-SIC, Estadísticas 1993-2002.

El gráfico 8 muestra la situación de Colombia, lo que debe tomarse como un elemento referencial por las limitaciones que presenta analizar el problema solamente en base a las curvas de potencia instalada y demanda máxima.

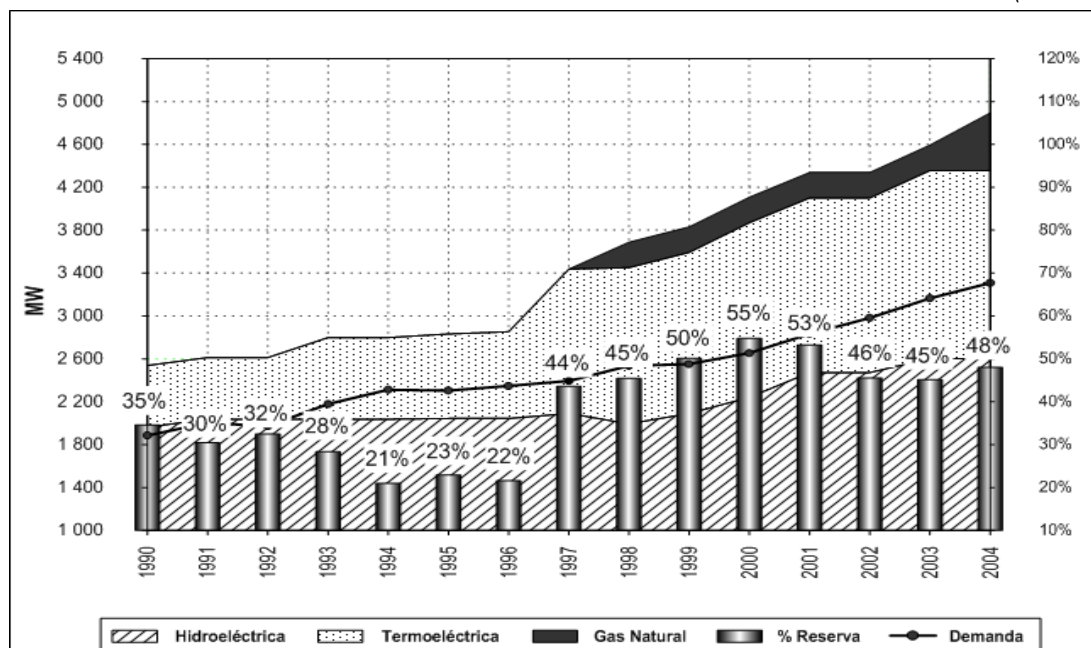
Gráfico 8
EVOLUCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA EN COLOMBIA
 (MW)



Fuente: UPME, estadísticas del sector eléctrico, 2002

Como en el caso de Chile, la potencia instalada en Colombia no representa exactamente la disponibilidad real del sistema, ya que no sólo se vería afectada por la potencia firme sino que, muy importante, por las limitaciones en transmisión que se agravaron en 1998 a causa de los atentados terroristas. El gráfico 9 muestra la situación de Perú, para lo cual valen las mismas advertencias, salvo que en este caso existe una capacidad disponible que parece menos crítica que en los otros casos.

Gráfico 9
EVOLUCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA EN PERÚ
 (MW/año)



Fuente: OSINERG "Avances regulatorios del Perú". VII Reunión anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía, Oaxaca, México, 25-28 de mayo 2003.

Aparentemente, Perú sería el país con menos problemas de capacidad para abastecer la demanda. Sin embargo, es probable que si se considera la potencia firme y las eventuales limitaciones de transmisión, los márgenes de reserva calculados por la OSINERG se reducirían. Del gráfico anterior se desprende que, de no haberse producido el quiebre de tendencia en la expansión de la capacidad instalada (a partir del año 1996), el sistema se habría hecho extraordinariamente vulnerable, más aún si se considera la importancia de la energía hidroeléctrica. Dicho cambio de tendencia coincide con la fecha en que las tarifas alcanzan su punto más alto. Conviene señalar que en 1992 se promulga la ley de concesiones eléctricas y con ella se modifica completamente la política de precios de la electricidad (adoptándose precios reales y eliminándose los subsidios).

Los gráficos anteriores estarían indicando que en la mayoría de los países se detecta una reticencia a invertir en los últimos años. Sin embargo, como se señalara, los problemas de calidad de servicio tienen su origen no sólo en la falta de inversión en expansión del sistema de generación y de transmisión, sino que además en la selección del tamaño de las unidades, y en insuficiencias normativas o reglamentarias, como ocurre en el Sistema del Norte Grande en Chile.

La falta de equilibrio térmico-hidráulico fue el principal causante de los problemas de desabastecimiento en el caso de Brasil -unido a la prohibición de invertir de los generadores- y en menor medida también fue el caso de Chile (Sistema Interconectado Central, SIC), donde un prolongado período de sequía provocó problemas de disponibilidad, los que unidos a problemas regulatorios demoraron la solución y aumentaron la profundidad de la falla. En efecto, indefiniciones regulatorias permitieron a algunas empresas cuestionar la existencia de racionamiento en el abastecimiento y, por ende, rechazar el pago de compensaciones vinculadas a dicho racionamiento, tanto para el intercambio entre empresas excedentarias y deficitarias como en la compensación a los usuarios finales, lo que incluía la eventual retribución a clientes con capacidad de auto racionarse o de generación propia.

En el sistema del Norte Grande en Chile (SING) se produjeron graves problemas de estabilidad del sistema (black out o fallas parciales importantes), esto se debe a diferentes factores como: el tamaño de las máquinas que se incorporan al sistema; la inexistencia de remuneración por los escalones de frecuencia (el sistema no admite la salida brusca de máquinas de 350 MW); la inexistencia de reserva en

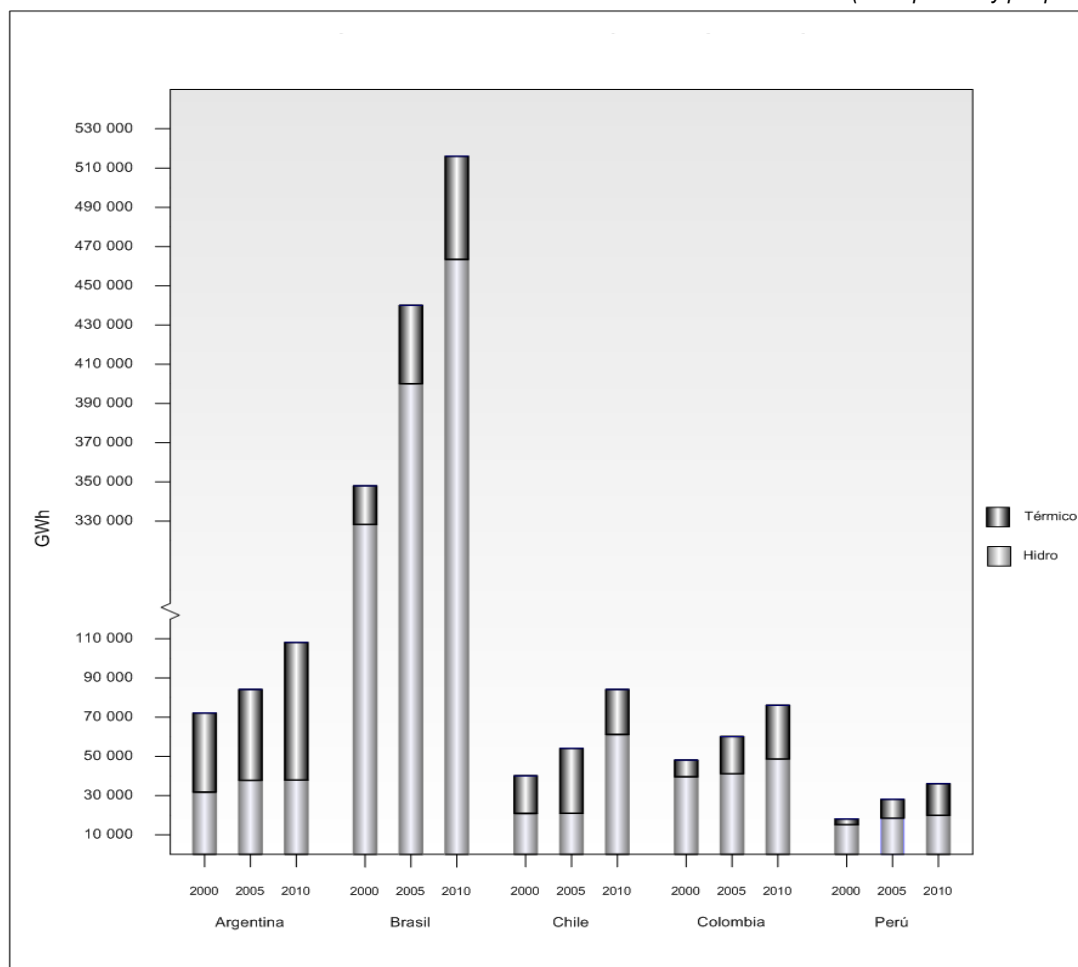
giro (que a partir de la entrada del gas natural debería ser de unos 150 MW); y la ausencia de máquinas de partida rápida.³⁰

2. Probables requerimientos a mediano y largo plazo

La reticencia a invertir en generación debido a las razones ya señaladas de incertidumbre regulatoria, estructura del parque generador, problemas cambiarios y de balanza de pago, situación económica de los países, problemas políticos, tasas de descuento exigidas por los nuevos actores, entre otros elementos, podrían conducir a una situación de vulnerabilidad extrema a los sistemas eléctricos de la mayoría de los países. Teniendo en cuenta que las previsiones de demanda existentes para los distintos países muestran una dinámica que no se condicen con la reducida inversión de los últimos años, y que, desde un punto de vista práctico, la gestión de los proyectos de centrales térmicas no es inferior a 4 años, los sistemas se podrían encontrar en situaciones de vulnerabilidad preocupante.

El gráfico 10 fue elaborado a partir de un informe de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) [CIER, 1999]. La fuente citada era la única disponible para comparar la situación de los distintos países bajo las mismas bases. Dicho documento permite visualizar las tendencias de crecimiento previstas para los distintos sistemas eléctricos considerados.

Gráfico 10
EVOLUCIÓN PREVISTA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA Y TÉRMICA
(GWh por año y por país)



Fuente: CIER, "Simulación de los sistemas aislados y potencial para la interconexión, marzo 1999.

³⁰ Andrés Kuhlmann, gerente general de Electroandina, Estrategia 14 de octubre de 1999. La solución de estos problemas se aborda en la "ley corta".

El gráfico 10 permite apreciar, para la mayoría de los países de la región, un crecimiento de la demanda relativamente acelerado, lo que resulta preocupante si se considera la reticencia a invertir en el desarrollo de la infraestructura eléctrica. Es decir, sistemas que actualmente presentan una vulnerabilidad inquietante, conjuntamente con niveles de inversión insuficiente, tendrían requerimientos de electricidad para la década aparentemente no compatibles con la lenta o escasa evolución de la infraestructura de los últimos años. Obviamente, ello no quiere decir que no existirá abastecimiento durante la próxima década, sino que probablemente los sistemas estarán sometidos a fuertes tensiones, eventuales fallas de abastecimiento resultantes de sequías o desabastecimientos posibles por retardo en las inversiones³¹ seguidos de periodos con una creciente sobreinversión, no olvidar que las inversiones evolucionan en forma discreta y la demanda en forma continua. Como se señalara, es probable que Perú esté menos expuesto a futuros problemas de desabastecimiento y de no modificarse la reticencia a invertir en Argentina, Brasil, Chile y Colombia, estos países podrían enfrentar dificultades, unos más que otros, para satisfacer sus requerimientos eléctricos.

En términos de crecimiento, Brasil y Argentina presentan las menores tasas para los periodos 2000-05 y 2005-10; por el contrario, Chile y Perú presentan crecimientos elevados, especialmente el primero. Conviene destacar que el estudio citado prevé satisfacer el crecimiento de la demanda, en la mayoría de los países, con plantas de ciclo combinado a gas natural, a la excepción de Chile, donde prácticamente todo el crecimiento del período 2005-2010 correspondería, según el estudio, a plantas hidroeléctricas. El cuadro siguiente resume el crecimiento de los distintos países.

Cuadro 7
TASAS DE CRECIMIENTO PREVISTAS PARA LA GENERACIÓN EN CADA PAÍS
(en porcentaje)

País	Crecimiento 2000-2005	Crecimiento 2005-2010
Argentina	18	28
Brasil	27	17
Chile	42	43
Colombia	27	25
Perú	49	25

Fuente: CIER, "Simulación de los sistemas aislados y potencial para la interconexión", marzo 1999, y elaboración propia.

3. Capacidad y limitaciones para el diseño institucional del planeamiento

Como ya se señalara, la reforma, en la mayoría de los países de la región, vino acompañada de una renuncia voluntaria del Estado para ejercer un rol de liderazgo en la orientación y desarrollo del subsector, lo que se reforzó por la disminución significativa del tamaño del Estado, reduciendo su real capacidad de regular y fiscalizar la evolución del sistema eléctrico de los países, con lo cual la visión integral y de largo plazo no queda en manos ni de la autoridad correspondiente ni de las empresas.

La situación descrita explicaría quizás por qué la "ley corta" en Chile pone el acento en ciertos aspectos de la transmisión, y por qué en Chile los Planes de Obra elaborados por la autoridad para el SIC identifican los futuros proyectos eléctricos como CC1, CC2, CC3 y así sucesivamente y no por su localización y nombre de la central y del propietario, por qué en Argentina se concentra la instalación de centrales en Comahue y no se prevé la capacidad de transmisión para alimentar Buenos Aires desde ese lugar. Conviene señalar que con motivo del "blackout" del 14 de agosto de 2003, que afectó a parte importante de Estados Unidos y Canadá, los parlamentarios en Estados Unidos se han negado a legislar en torno a la mejora de las líneas de transmisión mientras no se presente un proyecto integral que considere al sistema eléctrico en forma sistémica.³²

³¹ Es probable que la falta de inversiones contribuya a un alza de las tarifas que eleve la rentabilidad a niveles tales que haga atractiva la entrada de nuevos actores o la ampliación de los existentes. Puede ocurrir que se usen las actuales tasas de descuento como una barrera a la entrada y que los actores existentes inviertan cada vez que se sientan amenazados por actores externos al sistema.

³² New York Times del 19 de agosto de 2003.

El considerar el abastecimiento eléctrico como si se tratara de un “commodity” puede tener severas consecuencias económicas para los países de la región, como ya ocurriera en el caso de las crisis de fines de los 90’s en Chile y Brasil. Numerosos especialistas han analizado la experiencia de la crisis eléctrica en California durante el período 1999-2001 y las enseñanzas que de ella derivan para la región, siendo las más importantes aquellas que guardan relación con la necesidad de considerar el sector energía en forma integral y generar los mecanismos para un desarrollo armónico de la energía, incluyendo no sólo la adecuada coordinación entre la regulación eléctrica y la del gas natural, sino que también la diversificación de las fuentes energéticas y, muy especialmente, el rol fundamental que debe asignarse a la eficiencia energética como una componente estratégica de la política energética.

Aún más crítica puede ser la necesidad de una institucionalidad adecuada para la planeación energética si se prevé abordar en un plazo mediano la interconexión regional de los sistemas eléctricos, aunque en sus primeras etapas se lleve a cabo sólo entre países. Pareciera ser que los problemas técnicos, de recursos energéticos, de coordinación de la operación y de tipo comercial no pueden dejarse exclusivamente en manos del mercado, a menos que se constituya un organismo privado supranacional que cubra integralmente los aspectos mencionados.

4. Seguridad, calidad y expansión de los servicios de infraestructura: rol del Estado

El problema de la seguridad de suministro constituye una responsabilidad fundamental del Estado y no puede delegarse en el mercado. Esta tarea se debe abordar por la vía de asegurar, cuando sea posible, una adecuada relación térmico-hidráulica en el parque generador, ya que en el caso de que éste sea fundamentalmente hidráulico, los riesgos de desabastecimiento derivados de un período prolongado de sequía son muy elevados, como fue el caso en Brasil; por el contrario, un parque básicamente térmico también contiene un germen de vulnerabilidad si no se dispone de máquinas libres en giro (tema que se debe normar cuidadosamente) y máquinas de partida rápida, las que normalmente son centrales hidráulicas.³³

El disponer de grandes centrales hidroeléctricas con regulación interanual pareciera ser tarea del Estado. Los problemas de coordinación impiden, como se ha demostrado en el caso de Brasil, la separación de la cuenca en empresas independientes propietarias de centrales individuales. Incluso en los Estados Unidos, en las grandes centrales hidroeléctricas el Estado tiene una participación importante.

En términos generales, el Estado debe responsabilizarse de la diversificación de las fuentes energéticas como una manera de asegurar el abastecimiento en el mediano y largo plazo, especialmente si se considera que a los problemas anteriormente mencionados se suma el hecho que una gran parte de las fuentes que se utilizan actualmente son no renovables y que en la mayoría de los países de la región se está apostando a una sola fuente, en el caso de las nuevas plantas, el gas natural. El fomento y desarrollo de las energías renovables no convencionales, como una opción integrada a la red, no parece posible sin la intervención del Estado, lo que no implica necesariamente que su rol deba ser el de inversionista y/o operador.

El problema de la calidad de servicio constituye una preocupación mayor por los impactos que tiene tanto en la producción manufacturera y minera, como en el confort de la población, tanto a nivel residencial como de los servicios públicos; sin embargo, no se aprecia que las autoridades de la región impongan exigencias destinadas a asegurar que el abastecimiento eléctrico cumpla los requerimientos de toda sociedad moderna. En parte, ello deriva de la presión de privatizar la industria eléctrica sin poner demasiadas condiciones a los futuros inversores y que más adelante se les ha hecho difícil “cambiar las reglas del juego”.

³³ Este tema ha sido incorporado en la “ley corta” chilena, como parte de los servicios complementarios

Recuadro 4

PRINCIPALES ASPECTOS CONSIDERADOS EN LA LEY CORTA CHILENA

La ley corta contempla modificaciones o ampliaciones del marco regulatorio en diferentes aspectos que según la Comisión Nacional de Energía serían críticos para destrabar el proceso de inversión en el sector. En forma resumida los aspectos considerados son:

1) Generación: En el proyecto de ley se proponen modificaciones en los siguientes ámbitos del segmento Generación.

Potencia Firme, en relación con los problemas identificados actualmente, el proyecto propone: (a) Otorgar jerarquía legal al concepto de potencia firme, asociado al concepto de suficiencia o capacidad. (b) Establecer lineamientos que permitan definir metodologías a nivel de Reglamento para la valorización de los ingresos y transferencias correspondientes. (c) Establecer el Precios de Transferencia de capacidad entre generadores igual al Precio de Nudo de la Potencia.

Servicios complementarios, la operación segura del sistema exige que en todo momento deba existir Reserva en Giro, Reserva Rápida y una estructura de Relés de Baja Frecuencia en el Consumo. Lo anterior con objeto de cubrir instantáneamente los déficit de generación (oferta) que se puedan suscitar respecto de la demanda, cuando se produzcan fallas abruptas en centrales o en líneas de transmisión. Para lo cual se propone: (a) Creación y formalización de un mercado de Servicios Complementarios (SSCC), necesario para mejorar la seguridad y calidad del servicio eléctrico. (b) Dada la alta especificidad técnica y económica, la identificación y definición de los SSCC. será realizada por vía reglamentaria (c) La Administración y operación de los SSCC. será realizada por el organismo coordinador de la operación (CDEC) permitiendo: remunerar las prestaciones que son inherentes a la operación de los sistemas eléctricos (siempre se han prestado irremuneradamente), tanto de la oferta como de la demanda y mejorar la continuidad y reducir el riesgo de colapso o black out en el SING, dotando a los operadores (CDEC) con mas y mejores recursos para preservar la seguridad y calidad de servicio.

Banda de Precios Libres, el actual margen de 10% la Banda de Precios Libres, resulta demasiado amplio para dar estabilidad al valor del Precio Nudo, se reduce a un 5%.

2) Transmisión: En el proyecto de ley se proponen modificaciones en los siguientes ámbitos del segmento Transmisión.

Regulación Actividad de Transmisión, separación Sistema Troncal de Sistema de Subtransmisión, además: (a) Se limita la integración vertical con la generación y la distribución. (b) Se establece obligación de servicio en la red troncal de acuerdo a un Plan Óptimo de Expansión, que significa al mínimo Costo de Transmisión a una calidad definida. (c) Se regula el valor de los peajes para el acceso de los generadores a los sistemas de transporte Troncal y de Subtransmisión. (d) Se definió que el área de influencia común, es decir, de Quillota a Charrúa, 80% del costo sería asumido por los generadores, mientras que el 20% restante por los consumidores. En tanto, en las zonas extremas del país -que abarca Taltal a Chiloé-, los pagos serán de acuerdo al flujo de la energía (e) Los Peajes de la red troncal son pagados de acuerdo a las inyecciones y retiros que efectúen los generadores. (f) El valor de los peajes en los tramos del sistema troncal se determina en base a valor licitación. Este punto se encuentra actualmente en estudio de perfeccionamiento por parte de la CNE.

3) Distribución: En el proyecto de ley se proponen modificaciones en los siguientes ámbitos del segmento Distribución:

Regulación de Peajes para el Acceso a Clientes Libres, el Proyecto de Ley contempla la regulación del peaje de distribución, sobre la base del Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondiente, a fin de permitir la competencia por parte de generadores.

Transferencia de Concesiones, se precisan las condiciones mediante las cuales se autorizarán las transferencias de concesiones entre empresas que operan en el segmento de distribución.

Si la transferencia es autorizada, ésta no deberá afectar las tarifas de los consumidores.

Fuente: Proyecto de ley presentado por la Comisión Nacional de Energía para aprobación en el Parlamento.

En el caso chileno los problemas de calidad de servicio han sido significativos y persistentes como se muestra en el punto 7b de este capítulo. El legislar en torno a los servicios auxiliares contribuirá a reducir los problemas detectados en el SING y, por extensión en todo el país. El recuadro 4 visualiza los principales aspectos de la ley corta que toca estos temas y otros que estarían frenando el proceso de inversión.

Con relación a los problemas de calidad de servicio del SIC resulta particularmente interesante la reacción de la autoridad al multar a las empresas consideradas responsables del corte de suministro en la zona central del país en el año 2002, por los impactos económicos y de otro orden que sufrieron los usuarios. El recuadro 5 resume la medida adoptada por la autoridad. Es probable que de concretarse las multas, los problemas de calidad de servicio disminuyan significativamente.

Recuadro 5**SANCIONES POR CORTE DE SUMINISTRO**

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) de Chile multó con US\$7,3 millones, la sanción monetaria más alta aplicada en su historia, a 12 empresas eléctricas que integran el CDEC-SIC, entidad que coordina el funcionamiento del sistema eléctrico entre Taltal y Chiloé. El 23 de septiembre de 2002, a las 11:24 AM, el corte de un conductor de la línea de 220 kV Alto Jahuel-Cerro Navia de propiedad de la empresa Transelec, dejó sin energía eléctrica por más de una hora y media a unos 10 millones de personas, entre Taltal y Talca. Fue el mayor apagón desde la crisis eléctrica que vivió Chile en 1999.

De acuerdo a la investigación realizada por la entidad se determinó que el sistema de protecciones no funcionó adecuadamente, tras la caída de la línea de transmisión. La empresa Transelec fue declarada responsable de realizar una programación errónea del sistema de protecciones de líneas impidiendo aislar los efectos del corte. Esto originó que la falla se extendiera por el SIC. En base a estos antecedentes, Transelec deberá pagar una multa superior a los US\$ 1,2 millones.

Una vez producida la falla, la entidad reguladora determinó que el SIC fue "incapaz de restituir con la premura necesaria" el servicio de electricidad, debido a que la turbina a gas TG9 B -ubicada en Quillota- de Colbún no estaba en condiciones de responder al Plan de Recuperación de Servicio, razón por la que fue multada con un poco más de US\$ 1 millón.

"No se está culpando a las eléctricas por el corte del cable, sino porque no cumplieron con la obligación legal de coordinar adecuadamente la operación del sistema", aseguró el superintendente Sergio Espejo. También las culpa por haber omitido información y no entregar en forma oportuna los antecedentes que requería la investigación y agregó que la legislación eléctrica chilena entrega a las empresas que operan interconectadamente la responsabilidad de garantizar un suministro seguro en las condiciones más económicas posibles. En ese sentido, nuestra legislación ha otorgado a las compañías un espacio importante para la autorregulación, el que debe ser ejercido con la máxima responsabilidad por las compañías".

Asimismo, Endesa, AES Gener y Pehuenche deberán pagar US\$760.700 cada una; la Empresa Eléctrica Santiago, CGE Transmisión, Guacolda y Pangué, US\$507.000 cada una; y Arauco Generación, Sistema de Transmisión del Sur e Ibener, con US\$253.500 cada una.

Conocidas las sanciones, en un escueto comunicado AES Gener señaló que estudiará los pasos a seguir una vez analizado el fallo. Por su parte Endesa declaró que en los próximos días apelaran ante la propia SEC o la Corte de Apelaciones para evitar la sanción que sumada las filiales, alcanzan cerca de US\$ 2 millones. Igual camino tomará la empresa Transelec. Colbún, en tanto, aseguró que seguirá las instancias legales, aunque acatará la resolución.

Fuente: Diario Financiero 18/08/2003 y 20/08/2003 y Diario Estrategia 18/08/2003.

En el caso de la expansión de la transmisión, el Estado es responsable de establecer marcos regulatorios que reduzcan al mínimo las incertidumbres respecto de las tarifas, las exigencias de calidad de servicio, la normativa ambiental, la discrecionalidad en la aplicación de la normativa. lo anterior no supone tampoco que se propugne la rigidez regulatoria, la flexibilidad es necesaria ya que es imposible prever todas las situaciones.

El recuadro 6 resume las declaraciones del Ministro de Economía y Reconstrucción de Chile, en relación a la necesidad de dinamizar el proceso de inversión en expansión en redes de transmisión no cubiertas por la "ley corta".

Recuadro 6**ARTÍCULO TRANSITORIO DESTINADO A IMPONER INVERSIONES EN TRANSMISIÓN CUANDO EL SISTEMA LO REQUIERA**

Por otra parte, al preguntársele por el carácter intervencionista que -según han criticado algunos sectores- tendría el artículo transitorio que permitirá al gobierno exigir mayores inversiones en transmisión si el sistema así lo demanda, recordó que "dicha disposición busca ayudar al sector eléctrico a llevar adelante inversiones si los CDEC lo recomiendan a la autoridad antes que un estudio internacional diga lo mismo. El estudio internacional, que está previsto en la ley, se puede demorar un año a partir de la publicación de la normativa y, mientras tanto, todos sabemos que hay algunas partes que requieren inversión. De hecho, este proyecto de ley nace de la constatación de que hay algunos tramos que están en mal estado y que hay que reforzar, y lo que hace el artículo no es pedir facultades permanentes para la autoridad, porque no creemos en ello. Pero, sí estamos diciendo que si el sector eléctrico cree que hay que hacer algunas inversiones rápidamente, que nos diga, para no esperar el estudio y entonces nosotros obligamos a hacer la inversión".

Fuente: Diario Estrategia 18/08/2003.

Igualmente, el Estado debe asignar a los organismos reguladores y fiscalizadores los recursos necesarios y una clara autoridad, de manera que los actores tengan muy claro quienes son sus interlocutores y que las reglas que ellos impongan serán las que prevalecerán. En el caso chileno, el conflicto entre la Secretaria Ejecutiva de la CNE y el Ministro de Economía constituye un ejemplo en contrario de lo que se está señalando.

5. Seguridad y expansión de los servicios de infraestructura: rol del sector privado

El sector privado juega un rol fundamental en la seguridad y expansión de los servicios de infraestructura del sistema eléctrico; sin embargo, dicho rol sólo puede ser ejercido plenamente y a satisfacción de la sociedad, en la medida que la autoridad establezca claramente el marco regulatorio y las normativas correspondientes y que no existan márgenes de discrecionalidad que inhiban las inversiones en mejora de las instalaciones y en expansión de los sistemas. Si bien, ello ha ocurrido en mayor o menor medida en América del Sur, donde las exigencias de la caja fiscal obligaron a privatizar las empresas eléctricas sin disponer de un marco regulatorio completo y de una institucionalidad adecuada, la situación fue aún más grave, por sus consecuencias, en Centro América y el Caribe, probablemente fuertemente presionados por los organismos financieros internacionales, como se describe en el párrafo siguiente.

En efecto, la falta de recursos para inversión en generación forzó a la mayoría de los países de Centro América y el Caribe a comprometerse –antes de llevar a cabo las reformas necesarias- en costosas operaciones de compra de energía “power purchase agreements” (PPA) por parte de empresas públicas débiles financieramente. La falta de un marco regulatorio claro y la urgencia con que se llevaron a cabo estas operaciones permitieron a productores independientes de electricidad (IPPs) obtener elevadas rentabilidades e imponer inflexibles condiciones tipo contratos “take or pay” que hicieron aún más difíciles las condiciones financieras de las empresas públicas [BID, 2001].

6. Las reformas y su responsabilidad en la seguridad y expansión de los servicios

El tema es controversial y depende de la situación vigente en cada país al momento de la reforma. Como se señalara, en muchos de los países de la región el subsector eléctrico estaba en crisis y su privatización contribuyó a reducir la carga sobre la caja fiscal, pero sin disponer de las normativas suficientes para asegurar un funcionamiento eficiente, basado en los costos de los servicios y en la promoción de la competencia. Esta situación fue distinta en cada país, permitiendo en algunos de ellos una expansión razonable del sistema, en un marco de competencia y seguridad de abastecimiento.

Sin embargo, no siempre el proceso de privatización estuvo acompañado de las exigencias de calidad y seguridad de servicio como lo demostraron las crisis de Chile y Brasil. Por otra parte, la mayoría de los esquemas regulatorios no incorporan incentivos para la inversión en generación y transmisión, lo que se ha traducido en un freno a la dinámica del sector privado por seguir invirtiendo en estos segmentos, lo que no sólo empeoró el resultado de las crisis provocadas por las sequías en Chile y Brasil, sino que mantiene a estos países en un estado de extrema vulnerabilidad.³⁴

En el caso de Argentina, igualmente, el tema de la calidad del servicio no fue considerado al momento de la reforma, sin embargo a partir de 1996 se definen un conjunto de indicadores³⁵ de calidad, los que determinan los límites aceptables para el ENRE. Conviene señalar que de acuerdo con las resoluciones 222/99 y 292/100 la autoridad sancionó a las distribuidoras en \$ 50.534.624 a consecuencia del siniestro de la subestación Azopardo ocurrido en Febrero de 1999.

³⁴ En Brasil se redujo en parte la presión al permitir que los generadores existentes inviertan en expansión de su capacidad productiva.

³⁵ Se definen índices de interrupción por transformador de distribución instalado, los cuales son: FMIT (frecuencia media de interrupción) y TTIT (tiempo total de interrupción). De igual manera se establecen índices de interrupción por KVA nominal instalado: FMIK (frecuencia media de interrupción) y TTIK (tiempo total de interrupción).

Los aspectos mencionados, unidos a problemas en áreas tales como: el manejo del operador del sistema, incremento de las condiciones de competencia, conflictos en torno a los precios mayoristas de energía y potencia, dificultades de acceso real a las redes de transmisión y distribución y precios de distribución, estarían indicando aparentemente la necesidad de una segunda fase de reforma.

Sin embargo, esta segunda fase de reforma no ha estado exenta de debate y dificultades, el caso ya mencionado de la “ley corta” en Chile³⁶ ha sido paradigmático al respecto, junto a esta iniciativa se empezó a discutir en la misma fecha la “ley larga”, la que estaba inspirada en la desregulación eléctrica de California. El fracaso del modelo californiano se tradujo aparentemente en el abandono de la idea de la “ley larga”, por lo menos en la forma que estaba originalmente concebida.

Si bien, algunos actores consideran que la mantención de las reglas constituye el mejor incentivo para el sector privado, otros estiman que el modelo, después de más de una década, necesita de cambios para asegurar que el sistema satisfaga oportunamente los requerimientos de la economía en cantidad, calidad y seguridad del servicio.

De acuerdo con lo señalado por [Rudnik, 2002] la experiencia de California proporciona un conjunto de enseñanzas para América Latina:

- Es esencial reconocer las dificultades en el diseño del mercado eléctrico, no se trata de un mercado de “comodities” tradicional.
- Es fundamental construir un manejo completamente independiente del mercado.
- Es arriesgado predecir el desarrollo del mercado y regular en consecuencia, no se debe sobreregular basándose en predicciones.
- Se debe estar alerta ante el potencial oculto de control del mercado, incluso con varios actores
- Reconocer los riesgos de una inadecuada desintegración vertical, desde el punto de vista de la operación física y comercial
- Estar conciente de la necesidad de balancear las amenazas al medio ambiente resultantes del desarrollo eléctrico de las amenazas del medio ambiente al abastecimiento eléctrico.
- Reconocer la importancia de los contratos para reducir la volatilidad de los precios.
- Reconocer (y usar) la elasticidad precio de la demanda para el desarrollo del mercado y el control del mercado por algunos actores.

El mismo autor señala que las condiciones vigentes en América Latina podrían conducir a situaciones peores que las que se produjeron en California.³⁷ La concentración de la propiedad es mayor, la tendencia a largo plazo es que un pequeño grupo de operadores controle toda la región, tanto al nivel de la generación como de la distribución. En estas condiciones sería muy difícil asegurar la libre entrada de nuevos actores que impidan el poder sobre el mercado o los acuerdos de cartel.

7. Lecciones de las crisis energéticas de Brasil y Chile

a) La crisis energética en Brasil

La crisis eléctrica en Brasil fue, en parte, el resultado de un largo período de subinversión que data de los 80’s. La reforma del sector energía pretendió traspasar al sector privado la responsabilidad de corregir esta situación, sin que hasta la fecha ello haya resultado exitoso.

La experiencia brasilera resulta valiosa por las enseñanzas que de ella se desprenden, siendo la primera y muy importante, el que se haya ignorado las peculiaridades de un sistema eléctrico basado en forma casi exclusiva por centrales hidroeléctricas instaladas en serie en cuencas de gran capacidad con regulación interanual (capaces de soportar 5 años de sequía operando normalmente), que gozan de

³⁶ Destinada a dar pronta respuesta a los problemas del subsector, lleva más de 2 años de discusión, sin que se pueda conocer con exactitud cuál será el resultado final de la discusión en el Parlamento.

³⁷ Ello aparentemente no sería posible, ya que ningún país de la región ha llegado o pretende llegar a los niveles de desregulación existentes en California al momento de la crisis en ese Estado.

significativas economías de coordinación [Lizardo, de Araújo, 2002]. La posibilidad de privatizarlas debía enfrentar además la oposición política de otros usuarios del agua de dichas cuencas.

El eventual desarrollo de las centrales de ciclo combinado a gas natural tuvo que hacer frente a una serie de obstáculos, fundamentalmente: dependencia de gas importado en divisas en una situación de balanza de pagos compleja (que se tradujo en fuertes devaluaciones) y venta de la electricidad en moneda nacional, grandes centrales hidroeléctricas en perspectiva y recursos hidroeléctricos abundantes y a bajo costo, lo que puede traducirse en una fuerte volatilidad de los precios, que amenace la rentabilidad de las centrales térmicas.

A lo anterior se sumó el que la autoridad (basada en acuerdos con el FMI que incluían tanto una reducción de las inversiones como de los gastos públicos) prohibió a los grandes generadores expandir su capacidad y vetó la expansión de las líneas de transmisión provenientes de Itaipú al Sudeste, lo que habría aliviado la crisis.

La situación descrita hizo que se pasara de una cierta holgura, quizás no “óptima” desde el punto de vista económico, a una estrechez que se hace patente primero al nivel de la transmisión y más tarde en la generación, cuando los embalses empiezan a vaciarse y aumentan los riesgos de déficit. Los gráficos 5 y 6 muestran la evolución de la inversión en Brasil y del uso de la capacidad firme de la generación, lo que revela el nivel de riesgo al que se sometió el sistema.

A las barreras específicas a invertir en centrales hidroeléctricas (elevada inversión, lenta maduración de las inversiones y potenciales conflictos en el uso del agua) y en centrales térmicas (los ya señalados obstáculos) se agregan las incertidumbres regulatorias (normas incompletas y demoras a definir). De hecho, cinco años después de iniciarse el proceso de privatización, el marco normativo no define aún claras reglas para invertir en generación. Incluso, durante la crisis, el Gobierno promovió un plan de construcción de centrales de ciclo combinado que no fructificó, por el hecho ya mencionado de que la mayoría de las distribuidoras estaban comprometidas mediante contratos, no dejando márgenes de comercialización a los nuevos actores, lo que unido a los riesgos cambiarios desalentaba a los potenciales interesados en invertir en dichas centrales [BID, 2001].

Un informe preparado para la IV Conferencia Interparlamentaria de Minería y Energía [Altomonte, 2001] señala que algunos analistas afirman que las reformas fallaron tanto en sus tiempos de ingreso como en su diseño, en particular sostienen que la concepción del MAE (Mercado Atacadista de Energía, mercado mayorista de energía) constituyó su punto crítico, en virtud de la controvertida definición de los valores normativos para las contratos (en 1997 se fijaron precios hasta 2002 para las centrales en operación, sin conocerse qué ocurrirá con posterioridad a ese año, lo que agravó y desalentó al capital privado) y la fijación de precios en el mercado spot. Tampoco se resolvió la adaptación del original sistema hidro-térmico brasilero al nuevo modelo. En el anterior esquema se aseguraba de forma centralizada la disponibilidad térmica (carbón y fuel) para compensar parte de las variaciones pluviométricas, a través de incorporar los mayores costos de combustibles en la tarifa de todos los consumidores del sistema integrado. Se optó por la supresión de este sistema, pero sin otro que lo reemplace, a pesar de conocerse que, ante cualquier escenario de expansión del sistema de generación, las hidroeléctricas serían aún dominantes por mucho tiempo. Como consecuencia de varias indefiniciones del nuevo modelo, más relacionadas con la descentralización de responsabilidades –antes asumida por Eletrobrás- que por el riesgo hidrológico, crecieron las incertidumbres para las empresas lo que limita a una escala insuficiente la entrada de capital privado.

Los efectos de la crisis y del racionamiento sobre la economía en su conjunto y/o sobre el sector industrial se aprecian de diferentes formas según los análisis efectuados por la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Hacienda o la Confederación Nacional de Industria [Altomonte, 2001]. En el primer caso, se estima que con transferencias marginales de energía entre sectores se puede preservar el crecimiento sin grandes disminuciones de las metas económicas globales. Una reducción del consumo global de energía eléctrica como la prevista por la CGE tendería a reducir en 2 puntos porcentuales el crecimiento del PIB. Sin embargo, de mediar transferencias de energía entre sectores electro-intensivos y el resto de la economía el impacto sería de no más de 0.8%.

En el segundo caso, las estimaciones de la Confederación Nacional de Industrias constata que el 50% de las empresas ya habían comenzado con planes de eficiencia energética desde hacia tres años, por lo que el margen de reducción del consumo se situaría en no más de un 8% (recuérdese que la meta fijada es de un 20%). De acuerdo a una encuesta de agosto-septiembre 2001, la producción cayó un 13% en el caso de las grandes empresas, y un 14%, en las pequeñas y medianas; sin embargo el 50% de las primeras y los dos tercios de las últimas no redujeron la producción por causa del racionamiento.

Estas disminuciones se habrían reflejado levemente en el nivel de empleo, teniendo un impacto inferior al que había sido estimado por la autoridad. Otra constatación importante es que el MAE no fue identificado por las empresas como un mecanismo eficaz para morigerar los efectos de la crisis del sector, ya que apenas 4% de las empresas declararon que pretenden recurrir a ese mercado para aumentar las posibilidades de consumo eléctrico. La mayoría de empresas (47%) reconoce un alto precio de la energía en el MAE. Pero quizá sea a nivel de las expectativas futuras donde se sitúe el análisis para observar adecuadamente el impacto de la crisis eléctrica. Al respecto, 25% de las empresas considera que las inversiones serán mucho menores a lo previsto con anterioridad a la crisis, para un 10% serán mayores, mientras que el 50% piensa mantener inalterado sus planes. Por su parte, los impactos del racionamiento sobre la balanza comercial resultan poco claros, no obstante sugieren que las exportaciones se verían más afectadas que las importaciones.

b) Lecciones de la crisis eléctrica en Chile

La crisis eléctrica que afectó al Sistema Interconectado Central (SIC) durante los años 1998-1999, prácticamente no tenía precedentes en las últimas cuatro décadas.³⁸ Ella fue considerada por algunos especialistas como estructural, profunda y que afectaba al sistema en su conjunto, lo que implicaba que ella superaba largamente los marcos que parecía imponer la sequía.

A la época, se planteaba que era difícil que las condiciones meteorológicas fueran a variar significativamente, como para que la crisis, por lo menos en el contexto del abastecimiento, fuera superada. Esta situación derivó en una vulnerabilidad permanente del sistema, como lo afirmarán incluso las autoridades,³⁹ con los consiguientes impactos económicos, sociales y ambientales que derivarían de ello.

De hecho, si bien nadie puede desconocer la importancia de la sequía que ocurrió en esos años, sin duda la más grave de las últimas décadas, el funcionamiento del sistema eléctrico chileno ha presentado anomalías que desmienten el carácter paradigmático, a nivel latinoamericano, que se pretendió asignar en esa época. Sin pretender ser exhaustivos, conviene recordar algunas de las deficiencias del sistema, las que tendrían su origen en decisiones adoptadas al momento de la reforma, a comienzos de los 80, y a los esquemas reguladores que sustentan dicha reforma:

- La puesta en servicio de las centrales que se instalaron en esa fecha presentó fallas que obligaron detener las centrales y posponer la puesta en marcha por periodos mayores a los normales (Pehuenche, Nueva Renca y Nehuenco, son ejemplo de ello);
- Perturbaciones graves en el Sistema Interconectado Central; entre ellas se pueden señalar: el 1° de diciembre de 1994, cuando se produjeron fallas con interrupciones del servicio entre San Fernando y Taltal, con una duración total de unas 4 horas; el 5 de abril de 1995, en que se produjo una falla entre Diego de Almagro por el Norte y Parral por el Centro-Sur, desconectándose 1.900 MW de un total de 2.600 MW, la falla duró más de 3 horas. A las anteriores se agregan fallas similares el 20 de abril de 1995, el 29 de enero de 1996; y cortes intempestivos durante 1998.
- Limitaciones para ejercer el derecho de los potenciales clientes libres a contratar el suministro directamente con los generadores (un caso destacado fueron las dificultades que tuvo la empresa de EL METRO para contratar su abastecimiento como cliente libre);

³⁸ Excluido los efectos sobre el sistema de la sequía de 1968.

³⁹ Las que condicionaban el abastecimiento de corto plazo a condiciones meteorológicas favorables, como efectivamente ha ocurrido en los últimos años, sin asegurar el abastecimiento más allá de dos a tres años.

- Los consumidores no son compensados por los costos o pérdidas en que incurren por fallas en el abastecimiento (interrupciones del abastecimiento por fallas técnicas o racionamiento por falta de capacidad de generación);
- Agudización del proceso de concentración de la propiedad en el sector eléctrico y de integración vertical;
- Ambigüedades de la legislación respecto de la definición del momento en que se considera desabastecimiento y cómo se valorizan los intercambios de energía entre generadores (discusiones entre CHILGENER y ENDESA, por ejemplo);
- Vulnerabilidad del sistema de transmisión en Alta Tensión (una sola línea de 500 KV entre Ancoa y Alto Jahuel).

La vulnerabilidad del sistema eléctrico chileno no se corresponde con los propósitos de desarrollo declarados por las máximas autoridades del país. Los impactos derivados de la crisis eléctrica fueron elevados, tanto desde el punto de vista económico como social y ambiental. Entre los primeros cabe mencionar que algunos organismos empresariales estimaban pérdidas de millones de dólares mensuales; cifra difícil de juzgar, pero que sin duda debe haber sido muy importante para las pequeñas y medianas empresas, comerciantes y sectores residenciales.

Entre los impactos ambientales, es necesario destacar que la crisis eléctrica provocó la proliferación de equipos generadores (normalmente diesel) los que, en particular en la región Metropolitana, deben haber contribuido a deteriorar aún más la mala calidad del aire.

Conviene recordar que la reforma del subsector eléctrico chileno apuntaba fundamentalmente al establecimiento de precios “reales” de los energéticos; a la asignación al Estado de un rol subsidiario; y al establecimiento de un mercado competitivo y transparente, vía la desconcentración y desintegración (de la cadena generación, transmisión y distribución) del sector. En términos generales, dichos cambios tenían por objetivo mejorar la eficiencia del sistema.

Los resultados, en la práctica, parecieran no haber estado a la altura de las expectativas de los responsables de concebir e implementar la reforma. En efecto, cabe preguntarse ¿se cumplieron, como estaba previsto, los objetivos de aumento de la competencia, libre acceso a las líneas de transmisión y distribución, transparencia en las transacciones entre productores en períodos de crisis o incluso normales, compensación a los usuarios por fallas del sistema, calidad del servicio acorde con las exigencias de un sector productivo que debe competir en el mercado externo?

Por otra parte, es posible interrogarse, ¿hasta qué punto la concentración del sector se ha transformado en un obstáculo a los cambios en el marco regulatorio destinados a ser perfeccionados desde una perspectiva de servicio público?⁴⁰

A su vez, la señal de precios “reales” que debía orientar las conductas de consumidores y de inversionistas pareciera que no habría operado tan bien como se esperaba. En efecto, ¿fueron éstos suficientes para modificar las conductas de los consumidores impulsándolos a mejorar la eficiencia con que usan la energía?; y en el caso de los segundos, ¿fueron las señales de precio las adecuadas para adoptar decisiones de inversión desde una perspectiva de largo plazo como es lo normal en un negocio en que el horizonte de planificación supera los 30 ó 40 años?

La crisis dejó de manifiesto la precariedad del marco regulatorio y la necesidad de su reforma, lo que iniciaron las autoridades durante la crisis y continuaron las actuales con la “ley corta” y con una eventual “ley larga”. Independientemente de los esfuerzos de las autoridades, de la crisis descrita parecieran desprenderse un conjunto de enseñanzas que deberían derivar en cambios de la política energética y de un marco regulatorio que la traduzca. Como consecuencia de esto, tanto la industria eléctrica chilena como las entidades gubernamentales deben esforzarse en el planteamiento de políticas energéticas que conduzcan a un suministro seguro, oportuno, de calidad y a costos razonables, y cuidadoso del medio ambiente. De igual manera se requieren mejoras a nivel jurídico e institucional y de

⁴⁰ En una reunión de la Comisión Parlamentaria, la entonces secretaria ejecutiva de la CNE, María Isabel González, señaló respecto a la central Nehuenco, que la información proporcionada a la CNE por Colbún, dueña de esa central, siempre fue errática.

las opciones tecnológicas disponibles. Es en relación a estas últimas donde debe enfatizarse en la necesidad de un programa de eficiencia energética, en que el Estado asuma un rol de liderazgo (generando y aplicando mecanismos que incentiven, normen, e incluso excluya ciertos procesos tecnológicos) que habría permitido, de haberse iniciado a principios de los 80, como fue el caso en los países industrializados, ahorrar prácticamente el doble del déficit que cubrió el desabastecimiento, sin los costos sociales, económicos y ambientales que el país asumió y puede volver a sufrir.

B. Estrategias de los actores a nivel de la transmisión, distribución y del sistema eléctrico en su conjunto

A nivel Latinoamericano, existe consenso en reconocer el carácter de monopolio natural de la infraestructura de transporte. En el caso de los sistemas de transmisión, la condición de monopolio natural se sustenta en la existencia de marcadas economías de escala, mientras que para los sistemas de distribución, se cumple la existencia de monopolios geográficos, producto de la presencia de economías de ámbito. En este contexto, las redes de distribución y transmisión, en los sistemas tipo pool, tienen como rol central el fomentar el desarrollo no discriminatorio de mercados competitivos en los segmentos de generación y comercialización de la energía.

1. Los sistemas de infraestructura del transporte eléctrico y su contribución al desarrollo de la competitividad en el sector

La reforma chilena se concentró en promover la inversión en generación. Las ampliaciones del sistema eléctrico se entienden como parte integrante de los proyectos de generación o bien como un acuerdo entre privados en el caso de la transmisión. En la situación actual, se tiene conciencia de que la competitividad del sector requiere de un perfeccionamiento regulatorio en el ámbito de la asignación de peajes y criterios de expansión de la transmisión. Argentina, por el contrario, aprendiendo del modelo chileno buscó reducir la concentración horizontal y vertical y establecer límites a la propiedad cruzada. Se reconoce en Argentina que la segmentación vertical fue útil para introducir la competencia. Perú estableció límites similares, los que han sido superados, trastocándose el espíritu de la legislación original, al adquirir algunas compañías multinacionales empresas locales en los distintos segmentos del sistema eléctrico. Si bien han entrado algunos actores nuevos al mercado latinoamericano, ello no sólo ha sido insuficiente sino que en la mayoría de los casos se ha tratado más bien de un traspaso de activos que de inversiones en expansión de la capacidad instalada. Lo anterior no desconoce el hecho que frente a situaciones puntuales, se produzcan diferencias entre las empresas por conflicto de intereses.

En términos generales, se puede afirmar que los diseños de mercado en América Latina se han constituido en una barrera al desarrollo de la infraestructura en el transporte de energía. Los principales generadores concentran parte fundamental de los contratos haciendo muy difícil la entrada de nuevos actores, los que no dispondrían de mercado para rentabilizar sus inversiones y que, además, ante el riesgo derivado de las incertidumbres regulatorias, definen elevadas tasas de descuento para las mismas.

La alternativa de aumentar la competencia en el sector a través del desarrollo de distintas alternativas de bolsa de energía, puede verse fuertemente afectada por problemas en el desarrollo de la infraestructura de transporte. En términos generales, un aspecto claramente diferenciador de la introducción de competencia en el sistema europeo respecto de la situación que se ha vivido a nivel regional, es que en el primero existió, en su etapa inicial, una sobreinversión en transporte y sus sistemas eléctricos se caracterizan por un alto nivel de enmallamiento. Los sistemas europeos se desarrollaron históricamente con criterios orientados a asegurar la confiabilidad de los mismos, lo que se tradujo en redes robustas y consecuentemente redundantes. Lo anterior facilitó de forma importante la discusión sobre peajes y criterios de expansión.

Para nuestra región, estas diferencias tienen una importancia central, debido a la subinversión existente en el sistema de transporte de energía, lo que redundará en la presencia permanente de congestiones. Un ejemplo clásico del efecto que tienen las congestiones en los mercados eléctricos, es el

desacoplamiento de los precios en el sistema. El desacoplamiento se refiere a que, existiendo una congestión, los costos marginales del subsistema son distintos a cada lado de la congestión. Lo anterior se explica ya que son centrales generadoras de distinto precio las que deben abastecer los incrementos de demanda en cada subsistema. Dependiendo de la estructura de propiedad del sector y su localización, este fenómeno puede provocar el ejercicio del poder de mercado en ciertas zonas por parte del agente que adquiere una característica de monopolio. Lo anterior es particularmente importante en sistemas con ofertas libres de precios. En sistemas con costos auditados, este efecto es menor. Sin embargo, la congestión significa normalmente una pérdida comercial para los generadores. En general, las congestiones en los sistemas latinoamericanos tienen su origen en restricciones operativas impuestas al sistema, producto de problemas de seguridad. Ejemplos de este tipo de congestiones son los problemas de regulación de tensión en el sistema, como las observadas en la zona central de Chile, lo que implica un límite por debajo del criterio N-1 (1150 MW a 950 MW) de las transferencias de energía desde el sur a través del sistema de 500 kV.

La insuficiente inversión en transmisión parece deberse más bien a problemas de regulación que a la falta de señales económicas. El transmisor, en la medida que no sea responsable directo de la expansión, retrasa inversiones en la medida que no tenga asegurada la amortización de sus inversiones. Más aún, si se considera que los costos de transmisión representan un porcentaje reducido de los costos totales, los esfuerzos no deberían centrarse en forzar una aparente eficiencia “económica” sino que en establecer mecanismos que aseguren la operación adecuada en el corto plazo y la extensión de la red, respetando los parámetros de calidad requeridos.

2. Los esquemas regulatorios: incentivo o barrera a las mejoras de eficiencia en los sistemas de transporte de electricidad

Un tema actualmente en discusión en este ámbito es la determinación de la rentabilidad asociada al segmento transmisión que debiera reconocer la autoridad. Una rentabilidad excesiva de este sector puede motivar una sobre inversión. Asimismo, una falta de incentivos para invertir puede retrasar obras de transmisión necesarias para promover la competencia en los sectores de generación y comercialización de la energía. La discusión apunta a definir criterios que permitan establecer el riesgo real del negocio de la transmisión y consecuentemente la rentabilidad que debiera reconocer el regulador a este segmento regulado. Por otro lado, desde el punto de vista de la eficiencia energética, la falta de incentivos para invertir afecta al reemplazo de los equipos ineficientes como son: los transformadores de distribución, y los cables y conductores de distribución y transmisión. Asimismo, la expansión de los sistemas de transmisión, incluida la solución a los problemas de congestión, se ve afectada por la falta de inversión y, por ende, se mantiene un nivel de pérdidas superior a las que serían esperables en el caso de inversiones definidas técnica y económicamente, en función de los requerimientos del sistema.

En algunos países, la falta de normas claras y detalladas respecto de la calidad de suministro exigida al sistema de transporte, constituye una fuente de ineficiencia en estos sistemas. A lo anterior se suman problemas de sincronismo y calidad de la información manejada por los sistemas SCADA,⁴¹ lo que dificulta la asignación de responsabilidades. En términos generales, a nivel regional se verifica que insuficiencias en los esquemas regulatorios estarían limitando las mejoras de eficiencia en los sistemas de transporte de electricidad.

3. Evolución de los costos de producción y diferencia de rentabilidad entre los principales segmentos del sector eléctrico

La introducción de tecnologías más eficientes en generación se ha traducido en una reducción de los precios mayoristas en la mayoría de los países, particularmente significativo es el caso de Argentina y Colombia, ello no ha ocurrido en igual forma en el caso del mercado minorista. Dichas mejoras al nivel de costos de generación no siempre se han traducido en beneficios para el conjunto de los usuarios, especialmente para los regulados. Por el contrario, en el caso del SING, en Chile, los beneficios

⁴¹ *Supervisory Control And Data Acquisition.*

producto de la entrada del gas natural y centrales de ciclo combinado se han manifestado en una baja de precios a los clientes finales y de los precios de nudo.

En la mayoría de los países de la región, las distribuidoras y comercializadoras no alcanzan los niveles de rentabilidad esperados. Destaca como excepción a esta situación el caso de Chile, donde las significativas utilidades de las empresas superan largamente los límites definidos por la legislación para los valores agregados de distribución (VAD). En el cuadro 8 se pueden observar las rentabilidades sobre el patrimonio alcanzadas por algunas distribuidoras chilenas durante la última década.

Cuadro 8
RENTABILIDAD SOBRE PATRIMONIO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN
(en porcentaje)

	Dic-90	Dic-91	Dic-92	Dic-93	Dic-94	Dic-95	Dic-96	Dic-97	Dic-98	Dic-99	Dic-00
CGE	15,99	15,21	15,53	16,63	15,77	18,73	19,36	17,83	17,93	15,37	14,08
CHILECTRA	20,89	18,47	16,97	14,18	17,24	25,33	28,71	28,47	27,28	18,28	14,70
ELECDA	18,94	15,45	16,97	16,42	19,24	32,37	45,28	17,83	21,58	19,98	20,42
ELIQSA	20,52	20,77	22,38	25,80	29,68	41,48	33,06	23,62	29,07	19,89	28,80
EMEC	32,81	31,20	30,36	33,74	32,59	44,15	16,63	21,12	21,87	16,80	21,98
EMELARI	16,78	17,39	18,71	21,10	23,19	37,83	31,94	24,07	28,35	12,81	20,27
EMELAT	28,80	31,69	37,70	24,31	28,01	30,59	27,05	22,77	26,21	16,23	20,77
EMELSA	30,85	28,44	34,22	20,26	25,12	31,27	31,30	10,92	11,69	9,11	7,23
SAESA	22,09	22,66	19,92	21,35	18,37	19,90	20,84	18,19	15,70	14,21	23,22

Fuente: El Diario, martes 13 de Junio de 2001.

Por el contrario, las empresas generadoras no han obtenido los mismos resultados, como se aprecia en el cuadro 9. Esta situación explicaría, en arte, la reticencia a invertir en este segmento de la industria.

Cuadro 9
RENTABILIDAD SOBRE PATRIMONIO DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN
(en porcentaje)

	Dic-90	Dic-91	Dic-92	Dic-93	Dic-94	Dic-95	Dic-96	Dic-97	Dic-98	Dic-99	Dic-00
COLBUN	11,95	3,30	4,76	1,33	6,34	5,38	1,14	2,42	0,04	-3,72	-3,06
EDELNOR	3,24	2,99	3,31	3,33	6,74	2,26	0,08	2,40	2,52	-0,96	-4,01
ENDESA	6,12	9,85	12,75	10,51	14,63	14,11	12,13	9,52	3,49	-15,58	8,35
GENER	8,93	7,07	7,01	8,15	8,02	10,78	8,96	9,69	5,63	0,81	0,26
PEHUENCHE	--	14,62	18,00	13,79	25,88	22,52	15,56	13,27	-2,25	-18,09	-4,30

Fuente: El Diario, martes 13 de Junio de 2001.

La significativa diferencia de rentabilidad entre ambos segmentos de la cadena constituye una debilidad de funcionamiento del modelo, lo que podría sugerir la conveniencia de la reintegración del sistema, lo que permitiría a las empresas rentabilidades medias más atractivas. De hecho, dicha reintegración se está produciendo como resultado de la transnacionalización de la industria.

Con el objeto de asegurar el abastecimiento en condiciones de déficit de energía o de problemas de transmisión, las autoridades pueden exigir que los generadores y distribuidores cumplan con sus compromisos contractuales, independientemente si el desabastecimiento es causado por una situación de fuerza mayor o no, como es el caso del artículo 99 bis en Chile. Los agentes privados –tanto los existentes como los potenciales- reaccionan a ello declarando su reticencia a invertir mientras no se aumenten significativamente los precios vigentes, apoyados, en algunos países, en las reducidas rentabilidades obtenidas en el negocio. Lo anterior puede traducirse en costos más elevados para el usuario, que no tendrían en cuenta la mayor eficiencia que permiten las nuevas tecnologías que se están introduciendo en la región.

En Chile, la falta de una normativa en los peajes de distribución, explica que el mercado de clientes libres se haya desarrollado muy poco, quedando estos últimos abastecidos directamente por la

empresa de distribución que ejerce simultáneamente las actividades de transporte y comercialización de energía.

4. La infraestructura de transporte eléctrico y los esfuerzos de integración eléctrica regional

En Latinoamérica, la integración regional enfrenta problemas técnicos que van más allá de las estructuras de mercado. Las grandes distancias que separan los puntos de generación de los de consumo, sumado a la baja densidad poblacional observada en muchas zonas, dificultan la creación de un robusto sistema interconectado regional, lo que haría las inversiones en interconexión poco atractivas desde el punto de vista económico.

Sin embargo, la existencia de problemas, a nivel local, de congestión y de desarrollo de la infraestructura de transporte, debería incentivar la exploración de alternativas de interconexión con países vecinos.

Cabe destacar, que en la visión regional, el tema de las interconexiones se limita al análisis de ventajas y desventajas con los vecinos directos del país analizado. No se ha incorporado aún a la discusión las ventajas técnicas y económicas de un mercado de tipo regional. Probablemente sea la visión regional el elemento que incentive el desarrollo de interconexiones.⁴² A modo de ejemplo, mientras el fenómeno de El Niño se manifiesta como sequía en Colombia, en Chile tiene como consecuencia una alta disponibilidad de energía hidráulica. Asimismo, la coexistencia en la región de distintos estándares de operación (frecuencias de 50 Hz y 60 Hz, y variados niveles de tensión) tienden a encarecer las soluciones de interconexión entre algunos países para los niveles actuales de transferencias.

5. Concentración, poder monopólico y límites a la competencia

El análisis del grado de concentración de la propiedad del segmento de generación, permite el posible poder de mercado de los agentes participantes en cada país. Se escogió focalizar este análisis en la generación, debido a que la transmisión y la distribución constituyen monopolios naturales. Para estimar algo acorde a la realidad de los países en mención, se hizo uso de la potencia instalada por cada empresa en cada mercado. Para lograr el objetivo, se debió tener en cuenta que algunas empresas hacen parte de grandes “holdings” financieros, los que a su vez controlan varios agentes. Una de las medidas más utilizadas para medir la concentración de mercados es el Índice Herfindahl-Hirschman, el cual se calcula a partir de la siguiente función:

$$HHI = \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{MW_i \times 100}{MW_{total}} \right\}^2 \quad (1)$$

Donde: MW_i es la potencia instalada de la empresa i , MW_{TOTAL} es la potencia total del sistema,

La ecuación 1 también se puede escribir como: Donde:

$$HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2 \quad (2) \quad S_i = \frac{MW_i \times 100}{MW_{total}} \quad (3)$$

El Departamento de Justicia de los Estados Unidos elaboró una clasificación de los mercados de acuerdo al índice HHI, dividiendo los mercados en tres segmentos caracterizados como: mercado no concentrado (HHI inferior a 1.000), moderadamente concentrado (HHI entre 1.000 y 1.800) y altamente concentrado (HHI superior a 1.800). En base a los antecedentes disponibles, respecto de las empresas y

⁴² Esta alternativa debe considerarse desde una perspectiva de largo plazo y como la resultante de un largo proceso, que pasa primero por intercambios esporádicos primero e interconexiones relevantes entre los sistemas, al nivel de países.

sus vinculaciones de propiedad, se calculó en el anexo 2 el índice HHI para los países cubiertos en este estudio, obteniéndose los valores que se señalan a continuación:

Cuadro 10

GRADO DE CONCENTRACIÓN DE MERCADOS

País	Índice HHI	Grado de concentración
Argentina	1.190	Moderadamente Concentrado
Brasil	2.044	Altamente Concentrado
Chile	3.541	Altamente Concentrado
Colombia	1.305	Moderadamente Concentrado
Perú	2.319	Altamente Concentrado

Fuente: Ver anexo.

Si bien la reforma se introdujo con el ánimo de incentivar la competencia y así favorecer al usuario final con una esperada baja en los precios de la electricidad, a más de 10 años de haberse implantado un nuevo esquema en el industria eléctrica de la mayoría de los países de Sudamérica, estos índices parecieran expresar una realidad muy distinta.

Argentina, que es el país que presentó más dinamismo con las privatizaciones y entradas de nuevos generadores a lo largo de la última década, es el país con el índice de concentración más bajo de los países estudiados. La metodología utilizada para el caso argentino considera los grandes embalses binacionales (Yacyretá, Salto Grande) y las centrales nucleares como una sola empresa estatal, lo que aumenta el índice de concentración para este país.

Llama la atención el caso de Chile, donde la reforma tiene más de 20 años y se supondría que los esfuerzos para promover la competencia permitirían la existencia de nuevos actores y no los mismos tres con que se inicia el proceso: Endesa, Colbún y AES-GENER.⁴³ Como se ha señalado más arriba, esta situación constituiría una de las razones que impiden la entrada de nuevos actores en el Sistema Interconectado Central.

En el caso de Brasil, la elevada concentración se explica por la importancia de Eletrobras y las empresas regionales de propiedad estadual. Desde el punto de vista metodológico se consideró en forma separada la empresa federal de las pertenecientes a los estados, los que se consideraron como empresas separadas.

A su vez, para Colombia se procedió de igual forma, separando ISAGEN y URRÁ de las empresas regionales, de propiedad departamental o municipal. Por el contrario, en Perú se asumió, en este trabajo, la metodología utilizada por INDECOPI, Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual, el que integró todas las empresas públicas como una sola.

En el caso de una fuerte concentración pública se producen problemas distintos de los que implica una elevada concentración privada. En efecto, la significativa presencia pública provoca incertidumbre en el potencial inversionista privado frente a una posible manipulación de los precios por razones políticas, lo que puede obviarse en la medida que la fórmula tarifaria no admita discrecionalidad por parte de la autoridad y que el órgano regulatorio disponga de plena autoridad e independencia. En el caso de una elevada concentración privada, el riesgo deriva de un eventual poder de mercado, ejercido por un reducido grupo de empresas, que se traduzca en una legislación que contemple sus intereses por sobre los de la mayoría de la sociedad.

6. El trazado y la condición monopólica del gas natural y su influencia en el desarrollo y operación del transporte de electricidad

Generalmente, la viabilidad de los proyectos de expansión de redes de gas natural está asociada a la construcción de centrales de ciclo combinado o turbinas a gas. La venta de gas natural en aplicaciones

⁴³ Durante este período se ha producido una "transnacionalización" de la industria eléctrica chilena, cambiando la propiedad de las empresas, pero manteniéndose las mismas empresas como los principales actores del sector.

térmicas industriales y para consumo residencial no son capaces de amortizar este tipo de inversiones. En consecuencia, los trazados de redes de gas natural a nivel regional, están siguiendo las alternativas de negocio que aparecen en el subsector eléctrico.

Generalmente, el gas natural no es la única fuente energética existente en las regiones donde se extienden sus redes. Las nuevas centrales de generación compiten con las tecnologías locales, generalmente hidráulicas; o desplazan tecnologías locales menos eficientes, generalmente centrales térmicas a carbón.

La falta de diversificación de un sistema, en lo que se refiere a sus fuentes de energía, lo hace vulnerable al ejercicio del poder de mercado de una red de gas natural de carácter monopólico. Una manera clara de minimizar este problema podría ser la integración regional, la que permitiría introducir competencia entre los países productores de gas natural en la región.

C. Transferencia eventual de la eficiencia de generación: los precios de la energía a nivel mayorista y del usuario final

El análisis de la evolución de precios al nivel de cada país no permite obtener conclusiones terminantes, ya que no se puede desprender relaciones claras entre los precios de nudo o de barra o de Bolsa y los precios de los consumidores finales. Más aún, no siempre las tendencias de los precios mayoristas coinciden con las tendencias de los precios del sector residencial. Incluso es sorprendente que en algunos países el precio residencial sea inferior al del sector industrial, donde predominan las ventas en alta tensión. A pesar de los objetivos declarados de la reforma, no siempre fue posible eliminar, por lo menos hasta recientemente los subsidios al consumo residencial por razones sociales y/o políticas. Por otra parte, los precios a nivel del mercado mayorista no siempre reflejaron las reducciones esperadas por los promotores de la reforma en los distintos países.

El análisis que se realiza a continuación se concentra en Argentina, Chile, Colombia y Perú, debido a que en el caso de Brasil no se disponía de una información consistente con la de dichos países y resume los trabajos realizados para la CEPAL por los consultores: Alberto Zoratti “Análisis comparativo de precios en el mercado mayorista y tarifas a consumidor final en Argentina”, Germán Corredor “Evolución de tarifas de energía eléctrica en Colombia. Sector residencial e industrial a partir de la reforma, Teófilo Casas “Análisis e la evolución de precios y tarifas de electricidad en el Perú. Los antecedentes de Chile fueron recopilados por los autores del presente trabajo.

1. Mercados mayoristas

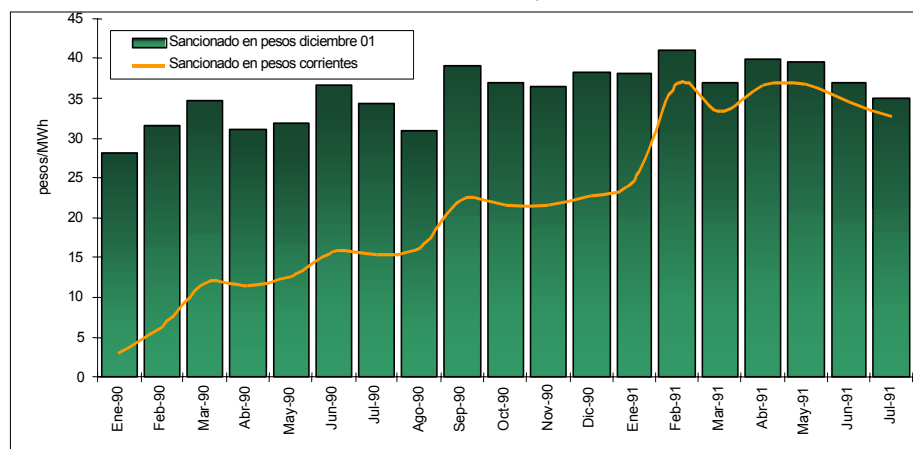
a) Argentina

Antes de 1990 el sistema de transacciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) argentino se basó en la comercialización de los excedentes de energía y potencia, sin embargo a partir de ese año se cambia a otro en que las empresas están obligadas a vender el total de su producción en el mercado y comprar de él sus requerimientos. Por lo tanto, en Argentina a partir de 1990 es posible distinguir el mercado regulado que determina los precios a los cuales se someten los distribuidores, el mercado spot que determina las transacciones entre generadores y el mercado libre definido por los contratos a término entre los grandes usuarios y distribuidores con los generadores.

En relación al funcionamiento de estos mercados es posible distinguir tres períodos: 1990-Julio 1991, Agosto 1991-2001 y 2002-2003. En el primero de estos períodos, durante 1990 y la primera mitad de 1991, se inicia un proceso de adecuación y eliminación paulatina de las disparidades tarifarias. En este período es posible apreciar un aumento sostenido de los precios tendiente a recuperar el retraso tarifario en el mercado mayorista, aumento que fue trasladado a los usuarios finales. El gráfico 11 muestra dicha evolución.

Gráfico 11
ARGENTINA: EVOLUCIÓN DEL PRECIO MAYORISTA

(A valores constantes de diciembre 2001)

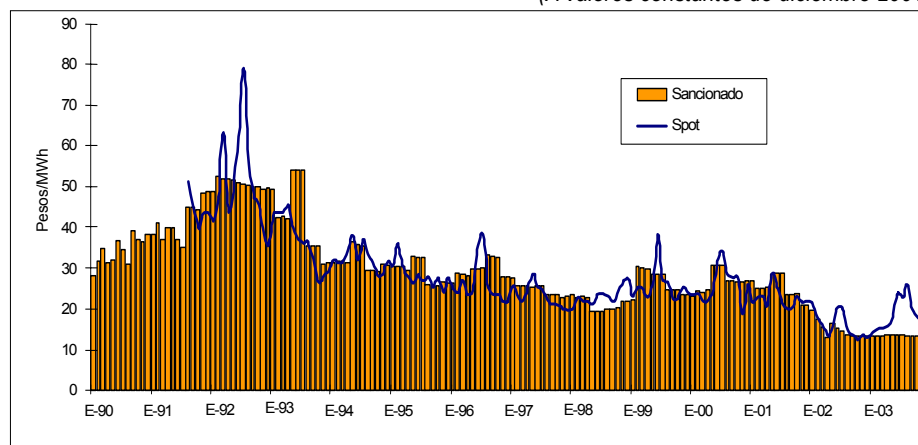


Fuente: Zoratti, 2004.

A partir de agosto de 1991 se inicia un proceso de reforma de la regulación de los precios y cargos en el mercado mayorista (resolución SSEE N°38/1991 que define la gestión de la operación, el mecanismo de fijación de los precios regulados y de transacción entre generadores y el mercado a término. Durante este período se aprecia un cambio en la estructura de la oferta, apreciándose una fuerte penetración de las centrales de ciclo combinado a gas natural, pasando de 1% en 1990 a 27% en el 2002, un mantenimiento de la importancia de la hidroelectricidad en torno al 40% y una caída importante de las turbinas a vapor (de 37% a 20%), lo que se traduce en una caída drástica de los consumos específicos, acarreado con ello una reducción sistemática de los precios mayoristas.

Gráfico 12
ARGENTINA: EVOLUCIÓN DEL PRECIO MAYORISTA

(A valores constantes de diciembre 2001)



Fuente: Zoratti, 2004.

Los precios del mercado a término siguieron la misma tendencia del mercado spot; en general, éstos fueron pactados a 12 meses, ya que en un escenario de precios a la baja no existirían incentivos para firmar contratos a largo plazo. Debido a la crisis de Diciembre del 2001, se produce un virtual congelamiento de las tarifas en el mercado mayorista, con ligeros ajustes en mayo del 2002 y otro menor en noviembre de ese año.

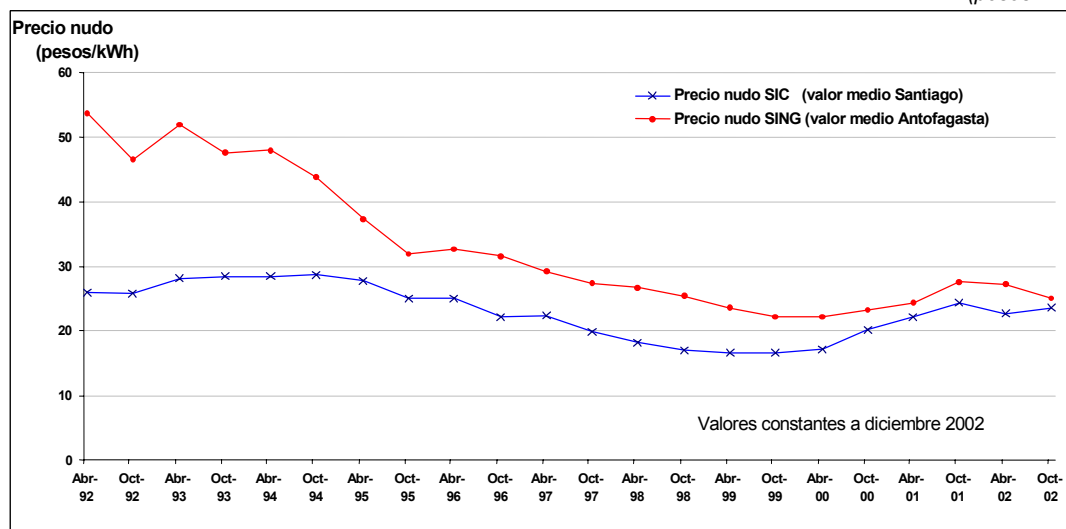
b) Chile

A diferencia del resto de los países, en 1990 la reforma estaba consolidada y no se han producido cambios regulatorios que cambien significativamente las tendencias de los precios. Como en los otros

países analizados existe el mercado regulado (mediante el llamado “precio de nudo”), el mercado spot que regula las transacciones entre generadores y el mercado de los clientes libres (usuarios con demanda máxima superior a 2 MW y del cual no existe información pública de los precios de los contratos).

En el SIC, durante el período analizado, el precio de nudo ha oscilado en torno a los \$20/kWh sin que se aprecie una tendencia clara, a partir de 1996 la entrada del gas natural provoca una caída del precio de nudo, situación que se revierte a partir del 2000, probablemente como una forma de incentivar la inversión en generación. En el SING, por el contrario se aprecia una caída pronunciada de los precios de nudo desde sobre \$50/kWh a unos \$25/kWh. El gráfico siguiente ilustra la situación descrita.

Gráfico 13
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO EN LOS PRINCIPALES SISTEMAS ELÉCTRICOS
(pesos/kWh)



Fuente: Elaboración propia.

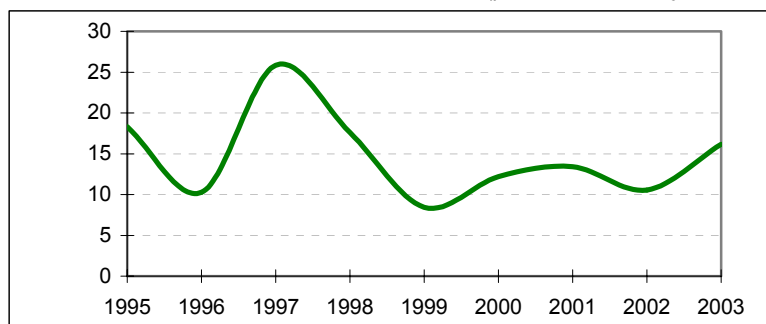
c) Colombia

A fines de los 80's y comienzos de los 90's el sector eléctrico colombiano sufre una aguda crisis caracterizada por un fuerte endeudamiento externo, un rezago tarifario y un deterioro físico del sistema. La crisis desemboca en un racionamiento entre marzo del 1992 y abril de 1993, agudizada por la presencia de El Niño y por un atraso en la entrada de las centrales hidroeléctricas programadas (Guavio 1.000 MW y Riogrande 320 MW). La crisis aceleró el desarrollo de una reforma estructural, la que se concreta en 1994 con la Ley 142 de Servicios Públicos Residenciales y la Ley 143 o Ley Eléctrica.

De enero de 1990 hasta junio de 1995, fecha en que inicia operaciones la bolsa de energía mayorista, se observó un aumento sostenido de los precios de la energía en bloque de 18 \$/kWh hasta alcanzar los 30 \$/kWh (valores de junio de 1992 que incluían costos de generación y de transmisión, segmentos que hasta esa fecha no estaban separados). Esta alza tuvo su origen principalmente en los racionamientos mencionados. Las tarifas en bloque eran fijadas por cada empresa y, por lo tanto, eran más altas en los casos que primaba la generación térmica. No es posible comparar las tarifas en bloque con los precios del mercado mayorista vinculado a la bolsa de energía, que sólo considera los costos de generación.

Actualmente, el mercado mayorista funciona con dos modalidades: compras en bolsa o compras en contratos de largo plazo. El precio de la bolsa de energía se forma mediante ofertas de precio (precio de energía más un cargo por potencia) y disponibilidades horarias de las plantas para el despacho del día siguiente. Una vez efectuado el despacho real, se elabora el despacho ideal (que no tiene en cuenta las restricciones) y para cada hora se toma el precio de oferta de la última máquina que por mérito de precio hubiera salido despachada, considerado el precio de la bolsa para esa hora. El gráfico siguiente muestra la evolución del precio promedio en bolsa.

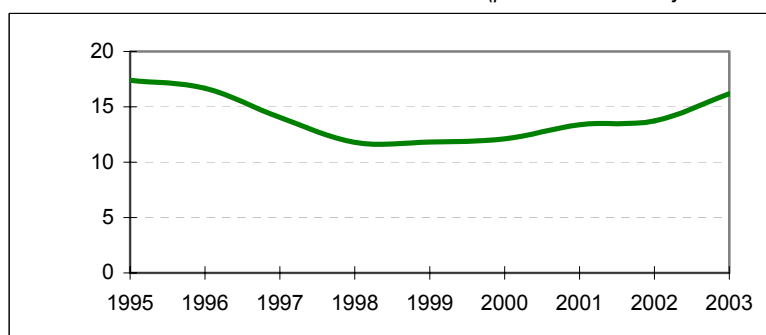
Gráfico 14
PRECIO PROMEDIO DE LA BOLSA DE ENERGÍA
 (pesos corrientes a junio 1992)



Fuente: Corredor, G, 2004.

A nivel promedio el precio de la bolsa presenta dos ciclos de incremento, entre 1996 y 1998 y otro menos pronunciado entre 1999 y 2002. El primero se debe al fenómeno de El Niño y el segundo a un período seco pero menos severo y con disminución de la demanda. A su vez, el precio de los contratos de largo plazo ha sido relativamente estable aún cuando muestra una tendencia al alza. Es probablemente por eso que los comercializadores compran a través de contratos más del 95 % de su demanda y solo el 5% en la bolsa. Por el contrario, las transacciones entre generadores se realizan fundamentalmente a través de la bolsa y cada día son más los contratos que toman de referencia los precios de ésta. En el gráfico siguiente se muestra la evolución del precio promedio de los contratos.

Gráfico 15
EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO DE LOS CONTRATOS
 (pesos corrientes a junio 1992)



Fuente: Corredor, G, 2004.

d) Perú

La reforma del sector eléctrico peruano se efectuó con la promulgación del Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de noviembre de 1992 y se reglamentó en febrero de 1993 mediante el Decreto Supremo 009-93-EM, siendo el 1994 el primer año en que la reforma se aplicó plenamente, por lo que la información de Perú cubre el período 1994-2002.

El mercado mayorista está constituido por tres mercados independientes entre sí: el mercado libre (usuarios con una demanda superior a 1.000 kW), el mercado regulado de venta de las empresas generadoras a las empresas distribuidoras y el mercado spot de compra-venta de energía entre las empresas generadoras. El mercado libre es teóricamente el mercado donde operan los precios “reales” de generación de electricidad. Sin embargo, los contratos que se firmaron en los primeros años de la aplicación de la Ley 25844, reflejaban una situación de escasez de oferta a la fecha, y por ende se establecieron a precios elevados y congelados por un período largo (10-12 años). Esta situación de precios no cambió, a pesar de que la oferta ha superado en los últimos años ampliamente a la demanda, lo que se traduce en el hecho que los precios del mercado libre continúan siendo elevados respecto a lo que podría ser en un mercado de real competencia (ver cuadro siguiente).

Cuadro 11

PRECIOS MEDIOS ANUALES DE ELECTRICIDAD EN EL MERCADO LIBRE

AÑO	(US\$/MWh)
1994	47,4
1995	50,5
1996	53,2
1997	53,9
1998	48,9
1999	49,9
2000	52,1
2001	49,0
2002	46,8

Fuente: Casas, 2004.

La operación de las plantas del SIN se define en función del despacho a mínimo costo, valor que determina las transferencias de energía entre los generadores a los costos marginales de corto plazo, determinados cada 15 minutos. Este mercado es conocido con el nombre de mercado spot.⁴⁴ En el caso analizado los precios del mercado spot depende fundamentalmente del régimen hidrológico, de la estrategia operativa de descarga de los embalses y lagunas y de la disponibilidad de las unidades térmicas más eficientes. La caída de los precios que se aprecia en la tabla siguiente, para el período 1998-2002,⁴⁵ se debe a las condiciones hidrológicas favorables que se dieron en ese período.

Cuadro 12

PRECIOS MEDIOS ANUALES DE LA ENERGÍA DEL MERCADO SPOT

AÑO	US\$/MWh
1994	34,64
1995	45,32
1996	38,62
1997	53,29
1998	24,43
1999	16,05
2000	21,87
2001	22,10
2002	27,19

Fuente: Casas, 2004.

Las ventas de las empresas generadoras a las empresas distribuidoras destinadas al servicio público de electricidad, están reguladas mediante la tarifa en barra que se establece cada 6 meses. La tarifa en barra está constituida por el costo de generación y el “peaje por conexión” que los generadores deben pagar a los propietarios de los sistemas de transmisión y es actualizada, durante el periodo de vigencia, en función de la evolución de los precios de los combustibles, el tipo de cambio, la tasa arancelaria y el índice de precios al por mayor.

El costo de generación está conformado por el precio básico de energía y el precio básico de potencia. El primero se calcula como el promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo esperados para los próximos cuatro años, considerando la demanda de energía prevista y el parque generador existente y programado para entrar en operación en dicho periodo. A su vez, el precio básico de la potencia de punta corresponde a la anualidad del costo de la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Las tarifas en barra para la subestación base Lima, periodo 1994- 2002, se presentan en el cuadro siguiente.

⁴⁴ Los costos relativamente reducidos del mercado spot por lo menos en el período 1998-2002 no se reflejaron significativamente en los precios regulados.

⁴⁵ Los años 1999, 2000 y 2001 fueron particularmente favorables, como se aprecia en la Tabla 11.

Cuadro 13
PRECIOS MEDIOS ANUALES DE LA TARIFA EN BARRA, SUBESTACION BASE LIMA
(pesos/MWh)

AÑO	MAYO	NOVIEMBRE
1994	41,8	43,1
1995	46,7	48,8
1996	48,5	46,5
1997	46,5	43,7
1998	39,1	38,1
1999	37,6	41,1
2000	40,7	43,3
2001	43,6	41,7
2002	41,7	43,0

Fuente: Casas, 2004.

La tendencia de la tarifa en barra parecería reflejar el interés público de mantener las tarifas en un nivel que satisfaga las expectativas de utilidades de las empresas de generación, a pesar de que éstas superan ampliamente las que se alcanzarían en un mercado de competencia, como lo establece la Ley para la actividad de generación. Esto es posible por cuanto el modelo de cálculo tarifario permite ciertas discrecionalidades en la fijación de algunos parámetros, como por ejemplo el pronóstico de la demanda. En la medida que la demanda crece, aumentan los costos marginales y, por ende, la tarifa.

2. Evolución de los precios regulados

En cada uno de los países considerados se seleccionaron las tarifas definidas por el esquema regulatorio para los consumidores industriales⁴⁶ y residenciales de al menos dos distribuidoras relevantes. En el caso residencial se consideraron distintos niveles de consumo, a fin de detectar si dichas tarifas contemplaban efectos redistributivos positivos o regresivos.

a) Argentina

En el caso de Argentina se escogió a EDENOR⁴⁷ como representativa de la distribución en la Ciudad de Buenos Aires y a EDEA⁴⁸ como representativa de la distribución en la Provincia de Buenos Aires (Área Atlántica).

Tarifas industriales

El análisis de la evolución de las tarifas industriales se hizo a partir de 6 empresas tipo, definidas según tensión de alimentación (baja tensión (BT), media tensión (MT) y alta tensión (AT), horas de utilización mensual (caso 1: 250 horas, caso2: 600 horas) y relación potencia en punta/potencia fuera de punta igual a 0,5 (idéntica en todos los casos. Como en el caso de los precios mayoristas se distinguieron 3 períodos: 1990-1992; 1993-2001 y 2002-2003.

En el período 1990-1992 la economía argentina sufre un fuerte proceso inflacionario y las tarifas públicas se usan para tratar de contener el alza general de precios. No obstante lo cual la política oficial fue la de mantener las tarifas en términos reales. En el área de SEGBA se aprecia un aumento de las tarifas a fin de crear las condiciones de su privatización y una cierta constancia de estas al final de dicho período. En el caso de ESEBA los aumentos sucesivos (nominales) no compensaron los aumentos del índice general de precios. En relación a la estructura de precios para las diversas tensiones de suministro se puede concluir lo siguiente:

⁴⁶ En la realidad los marcos regulatorios no distinguen tarifas en función del tipo de consumidor. Se ha considerado que son tarifas "industriales" aquellas que contemplan alimentación en media o alta tensión y que distinguen cargos por demanda máxima (en hora de punta y fuera de punta) y energía. En estas condiciones, los consumos comerciales importantes entran dentro de esta categoría.

⁴⁷ La ciudad de Buenos Aires era abastecida por SEGBA, la que fue dividida en tres y luego privatizada, EDENOR, una de las tres nuevas empresas, fue elegida para el análisis.

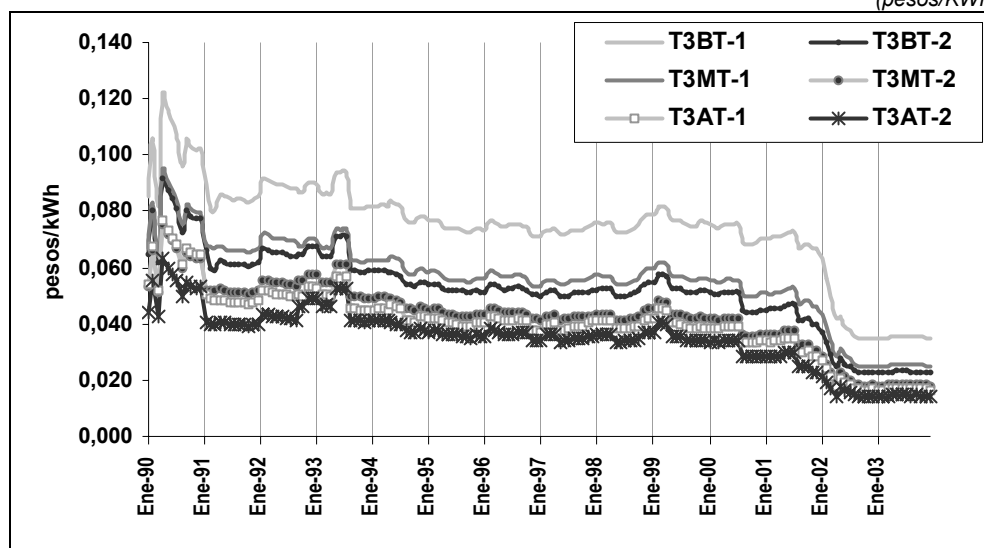
⁴⁸ La empresa provincial ESEBA, fue dividida en tres y luego privatizada, EDEA, una de las tres nuevas empresas, fue elegida para el análisis.

- La tarifa más cara es la tarifa en Baja Tensión (BT) con baja utilización de la potencia contratada. Mientras que la tarifa más económica es la de Alta Tensión (AT) con mayor utilización.
- En general, el nivel de utilización de las líneas prima por sobre su nivel de tensión, así por ejemplo, las tarifas en Media Tensión (MT) de baja utilización son más onerosas que las de BT con alta utilización.
- En todos los casos existe un fuerte incentivo a utilizar mejor la potencia contratada. A lo largo de la serie y para ambas áreas el incentivo se mantiene constante para los usuarios en BT y MT, mientras que se reduce para los clientes en AT.

Durante el período 1993-2001 las tarifas de ESEBA muestran una cierta constancia de las en términos nominales, especialmente entre 1993 y junio de 1997. En esa fecha, y paralelamente con la privatización, se reducen las tarifas industriales de EDEA para todos tipos de consumo definidos en el estudio, aplicándose un proceso de ajuste similar al adoptado para todas las concesiones de jurisdicción nacional, pudiéndose apreciar una tendencia al alza entre junio de 1998 y junio de 2001. En este mismo período (1993-2001) las tarifas de EDENOR que habían aumentado en 1992, descienden en el año 1993 para mantenerse en términos nominales, como en el caso de ESEBA, hasta junio de 1997, fecha en que se produce una fuerte reducción a partir de la cual se aprecian oscilaciones en términos nominales con una leve tendencia al alza. Del análisis de las tarifas se observó que la parte relativa a la energía disminuye sustancialmente para todos los casos analizados en términos absolutos y relativos. Por otro lado, la facturación de potencia, cuyo monto constituye en gran parte la retribución de la distribuidora, aumenta, también significativamente, durante el lapso considerado⁴⁹. De aquí se concluye que la rebaja en las tarifas industriales se apoya en un sostenido decrecimiento de los valores transferidos del mercado mayorista, más que en una mejora en la eficiencia de la distribuidora.

En el período 2002-2003 el gobierno adoptó una política de renegociación de los contratos de los servicios públicos, el que se tradujo en un virtual congelamiento de las tarifas, salvo dos ajustes para trasladar los cambios en los precios estacionales. A su vez, el valor agregado de distribución y las tarifas de transporte no tuvieron cambios durante esos años, lo que se reflejó en una fuerte caída de las tarifas en términos reales en las dos zonas analizadas. En los gráficos siguientes se observa la evolución de las tarifas industriales en términos reales para todo el período analizado.

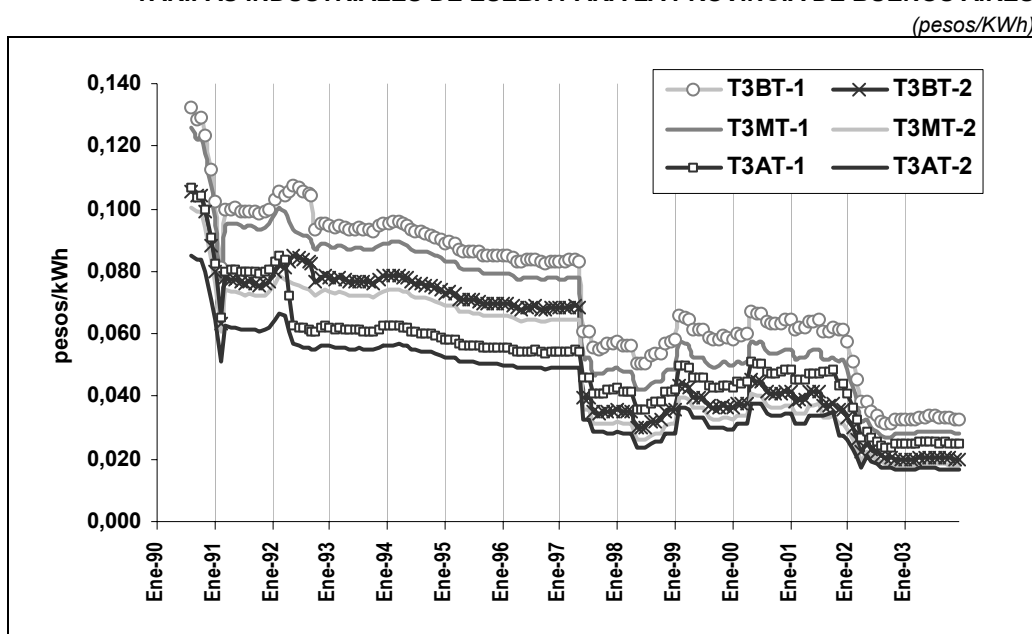
Gráfico 16
TARIFAS INDUSTRIALES DE SEGBA PARA LA CIUDAD DE BUENOS AIRES
(pesos/KWh)



Fuente: Zoratti, 2004.

⁴⁹ El cargo de potencia en horas de pico incluye el precio de compra de potencia al Mercado Mayorista. El resto y el cargo de potencia en horas fuera de pico, constituyen el valor agregado de distribución.

Gráfico 17
TARIFAS INDUSTRIALES DE ESEBA PARA LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES



Fuente: Zoratti, 2004.

Tarifas residenciales

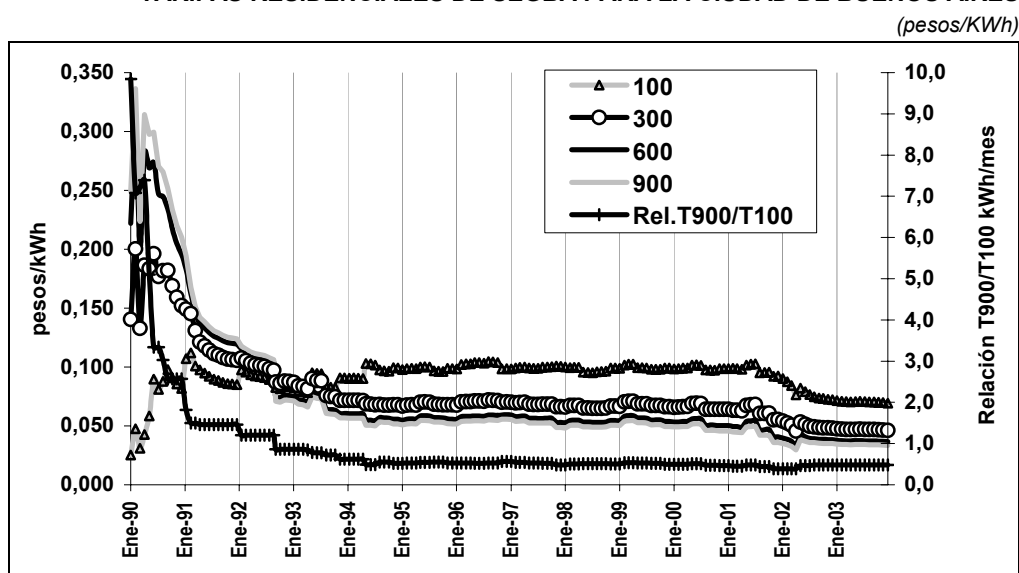
La tarifa residencial contempla un cargo fijo por factura emitida y un cargo variable. En el período previo a la privatización, tanto SEGBA como ESEBA, la tarifa era creciente con el nivel de consumo. Con la privatización el esquema se invierte, y la tarifa es decreciente con el consumo, en ambas empresas (ver Gráficos 18 y 19). Para el análisis se consideraron los siguientes niveles de consumo: 100 kWh/mes, 300 kWh/mes, 600 kWh/mes y 900 kWh/mes.

En el período 1990-1992, los ajustes en el precio mayorista y la recuperación en términos reales de las tarifas explican un aumento al inicio del período de las tarifas residenciales, en términos nominales, tanto para SEGBA como para ESEBA. Durante 1990, las tarifas, en general caen, a la excepción de la tarifa que pagan los clientes de menor consumo de SEGBA en que dicho descenso se inicia después de enero de 1991 (ver gráfico 18). En relación a la equidad tarifaria se puede señalar que en SEGBA la relación entre la tarifa de 900 kWh/mes y 100 kWh/mes pasa de un valor extremo de casi 10 (enero 1990) a 0,86 (septiembre 1992), a su vez esta relación en el caso de ESEBA se produce una situación similar aunque menos pronunciada, de manera que mientras la tarifa de 100 kWh/mes decrece las otras tarifas lo hacen a una velocidad mayor, reduciéndose la relación anterior de 3,5 a 2,5.

En el período 1993-2001 el proceso de ajuste tarifario se hace más regresivo aún, así en el caso de EDENOR la relación T900/T100 alcanza en algunos puntos de la serie valores cercanos a 0,40, estabilizándose en 0,50, a su vez las tarifas de ESEBA y de su escindida EDEA siguen un patrón parecido llegando a fines del 2001 a una relación T900/T100 menor que 1. Por el contrario, se aprecia una diferencia significativa en los niveles tarifarios entre una zona y la otra. Así, mientras los valores de EDENPR se ubican en la banda de \$ 0,100 a \$ 0,050 por kWh, los de ESEBA/EDEA lo hacen entre los \$0,250 a \$ 0,150 por kWh, sin embargo las disparidades son menores en el caso de ESEBA/EDEA que en el primero.

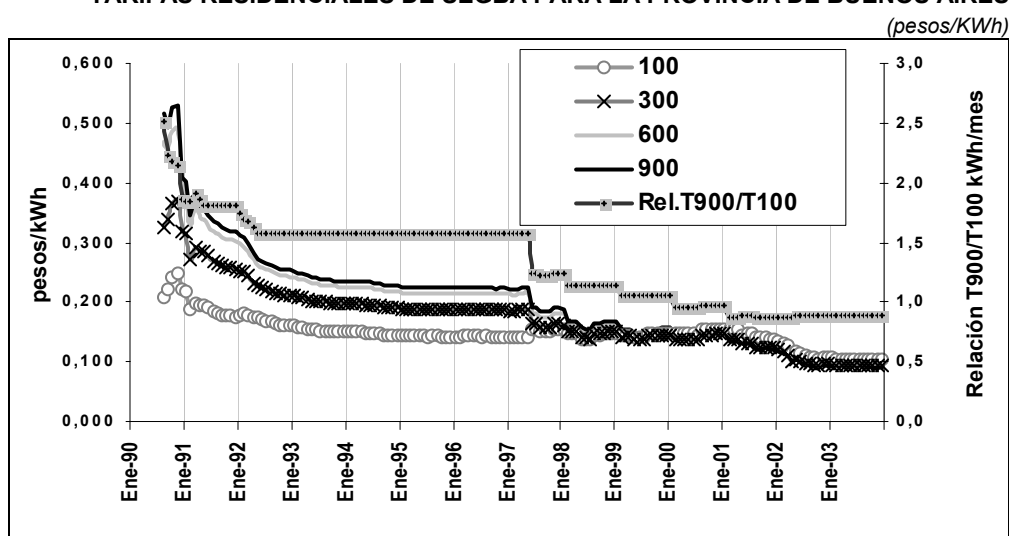
Como se señalara, en el período 2002-2003 se produce un congelamiento de las tarifas, con dos ajustes para trasladar los cambios en los precios estacionales del mercado mayorista. Como consecuencia de lo anterior en ambas áreas se produce una fuerte tarifa en términos reales. A continuación se muestra la evolución de las tarifas residenciales en Argentina para el período analizado.

Gráfico 18
TARIFAS RESIDENCIALES DE SEGBA PARA LA CIUDAD DE BUENOS AIRES



Fuente: Zoratti, 2004.

Gráfico 19
TARIFAS RESIDENCIALES DE SEGBA PARA LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES



Fuente: Zoratti, 2004.

b) Chile

A nivel de distribución, el precio final que paga el consumidor regulado corresponde a la suma de los precios de nudo, las pérdidas en la red y del valor agregado de distribución (VAD).

El VAD corresponde al costo medio de proveer el servicio de distribución eléctrica y se determina a partir de la operación simulada de una empresa modelo para distintas zonas con estructuras de costos similares. Cabe señalar que se realiza un proceso para el conjunto de las empresas de cada zona tipo y no para cada empresa. La CNE y las empresas realizan el estudio de costos de la empresa modelo. El valor final de los valores agregados de distribución es un promedio ponderado de los resultados obtenidos por la CNE y las empresas, con una ponderación de dos tercios y un tercio, respectivamente.

De acuerdo con las disposiciones reglamentarias, los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las opciones de tarifas, sujeto a las limitaciones que impone el esquema y del nivel de tensión que les corresponda. A su vez, las empresas concesionarias de servicio público de distribución, estarán

obligadas a aceptar la opción que los clientes elijan. Salvo acuerdo con las empresas distribuidoras, la opción tomada por los clientes regirá por un plazo mínimo de un año. Los clientes en alta tensión son aquellos cuyo empalme está conectado a líneas que tienen un voltaje superior a 400 Volts y serán clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a líneas con un voltaje menor a este valor.

Tarifas industriales

Para el análisis se consideraron dos clientes industriales típicos uno de la mediana y otro de la gran industria, ambos conectados en alta tensión.

En el cuadro siguiente se establecen por una parte establecen los parámetros de consumo utilizados en la modelación así como los cargos asociados a cada una de las opciones tarifarias seleccionadas por su uso masivo.

Cuadro 14

PARÁMETROS DE CONSUMO Y DESCRIPCIÓN DE LOS CARGOS PARA CADA OPCIÓN TARIFARIA						
Cliente	Parámetros de Consumo	Opción tarifaria elegida				
Gran Industria	Consumo mensual de energía 428.832 (kWh) Demanda máxima fuera de punta: 777,6 (kW) Demanda máxima en punta: 601,6(kW)	AT3				
		<table border="0"> <tr> <td>Cargo fijo mensual (\$/mes)</td> <td>Cargo por energía (\$/kWh)</td> <td>Cargo por demanda máxima Dem. Parc.</td> </tr> <tr> <td>Pte. Pta. (\$/kW/mes)</td> <td></td> <td>Dem. Pte. Punta (\$/kW/mes)</td> </tr> </table>	Cargo fijo mensual (\$/mes)	Cargo por energía (\$/kWh)	Cargo por demanda máxima Dem. Parc.	Pte. Pta. (\$/kW/mes)
Cargo fijo mensual (\$/mes)	Cargo por energía (\$/kWh)	Cargo por demanda máxima Dem. Parc.				
Pte. Pta. (\$/kW/mes)		Dem. Pte. Punta (\$/kW/mes)				
Mediana Industria	Consumo mensual de energía: 72.000(kWh) Demanda Media: 96,4(kW) Dda. Media en Hrs de Pta. (DMHP): 52,48(kW) Demanda Máxima Leída (DML): 198(kW) Cuociente DMHP/DML: 0,3	AT4-3				
		<table border="0"> <tr> <td>Cargo fijo mensual</td> <td>Cargo por energía</td> <td>Cargo por demanda máxima leída de potencia en horas de punta (\$/kW/mes)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Cargo por demanda máxima de potencia suministrada. (fuera de punta) (\$/kW/mes)</td> </tr> </table>	Cargo fijo mensual	Cargo por energía	Cargo por demanda máxima leída de potencia en horas de punta (\$/kW/mes)	
Cargo fijo mensual	Cargo por energía	Cargo por demanda máxima leída de potencia en horas de punta (\$/kW/mes)				
		Cargo por demanda máxima de potencia suministrada. (fuera de punta) (\$/kW/mes)				

Fuente: Elaboración propia.

Los gráficos siguientes muestran la evolución del precio de nudo el precio y de las tarifas de las empresas industriales teórica, definidas por los parámetros de consumo señalados más arriba. En el primero de estos gráficos se observa la situación correspondiente a la distribuidora Chilectra S.A que abastece a la región Metropolitana y el segundo muestra lo que sucede en la décima región con la distribuidora SAESA. En primer lugar es destacable el paralelismo observado entre las dos opciones tarifarias analizadas siendo un relativamente más caro el abastecimiento mientras el consumo es menor.

La recta inferior representa la diferencia entre las tendencias de la tarifa AT4-3 y la del precio de nudo. Del gráfico se desprende que el precio regulado tiene una mayor tendencia a la baja, para el período analizado, que el precio de nudo. Ello se explica por el hecho que parte importante del precio regulado está determinado por el precio de nudo (sobre un 60% del total), pero que el VAD disminuyó en el período de \$13/kWh a \$10/kWh.

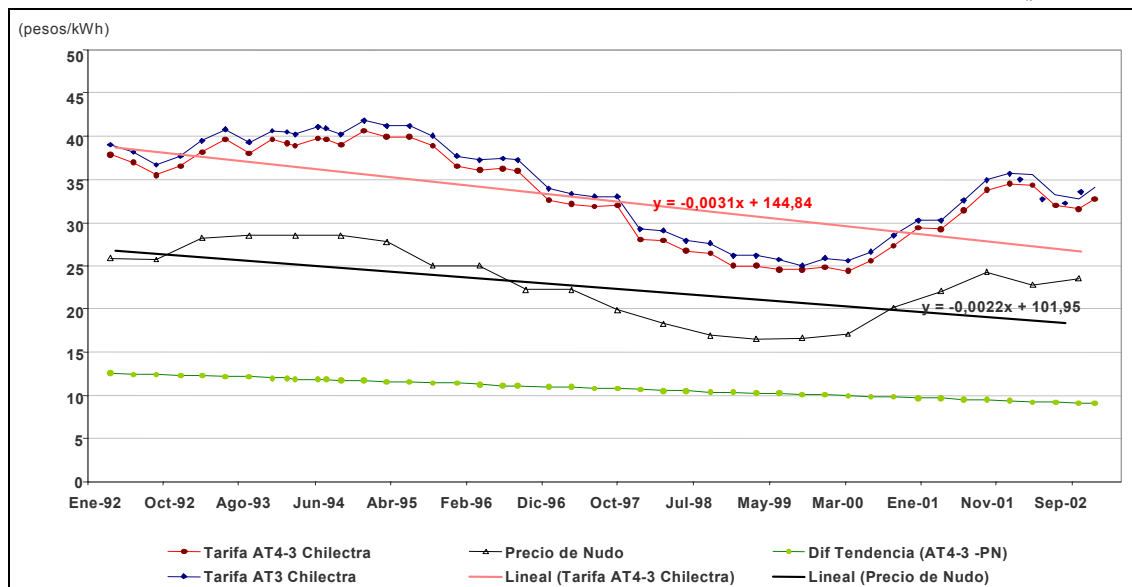
Aun cuando en el caso de SAESA se aprecia también una tendencia a la baja de las tarifas industriales (AT4-3) ella es menos pronunciada que en el caso de Chilectra S.A. Ello se debe al hecho que se adoptó como referencia el precio de nudo vigente en el área de Santiago y que en la zona sur éste debe ser más alto debido a los problemas de transmisión provocados por la congestión de las líneas en esa área.⁵⁰

⁵⁰ En Valdivia y Puerto Montt, tanto el precio de nudo de la energía como de la potencia superan los precios correspondientes que afectan a Santiago, la diferencia es aún más significativa en el caso de Chiloé.

Gráfico 20

EVOLUCIÓN PRECIOS DE NUDO Y DE LAS TARIFAS INDUSTRIALES APLICADAS POR CHILECTRA

(pesos/KWh)

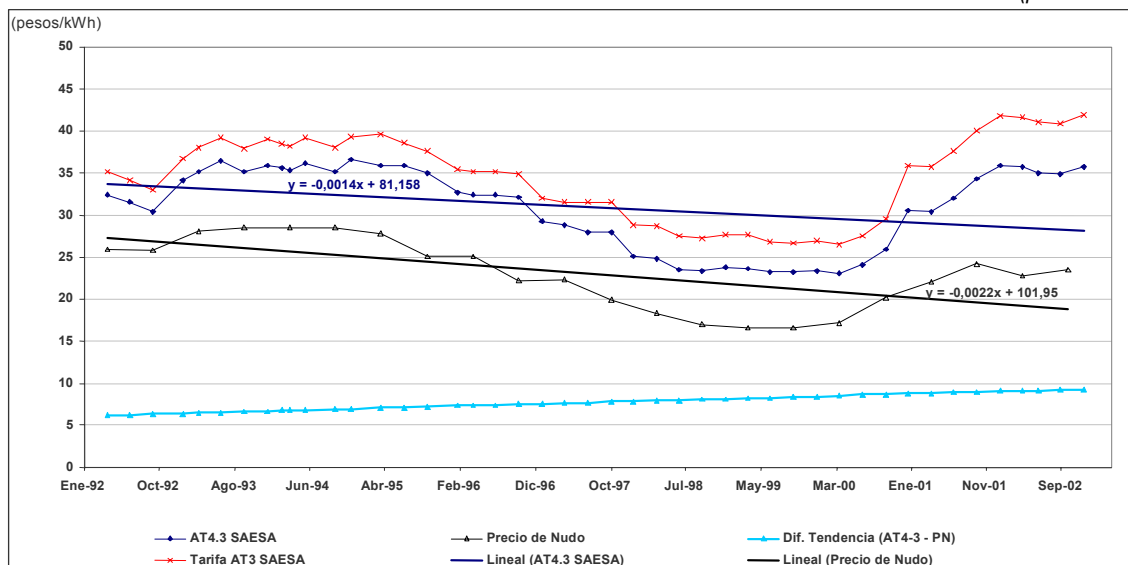


Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 21

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO Y DE LAS TARIFAS INDUSTRIALES APLICADAS POR SAESA

(pesos/KWh)



Fuente: Elaboración propia.

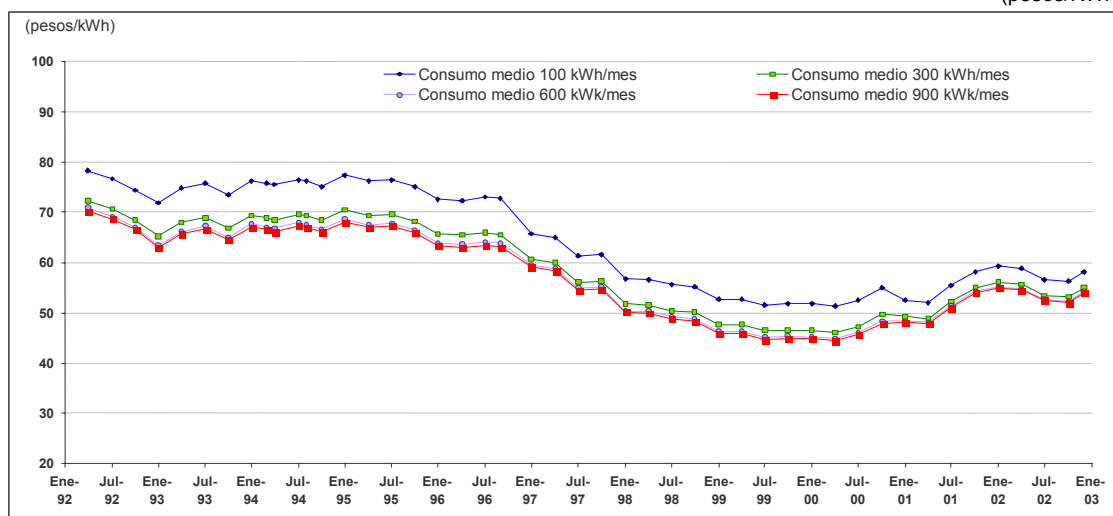
Tarifas residenciales

Los clientes residenciales están conectados con su empalme a líneas de voltaje igual o inferior a 400 V y si bien disponen de un conjunto de opciones tarifarias, similares a las existentes en alta tensión, la tarifa adoptada en forma generalizada es la BT1 (válida para clientes con potencia conectada o leída inferior a 10 kW). Esta tarifa contempla un cargo mensual por energía consumida y un cargo fijo mensual. Para analizar la evolución de la factura cancelada se eligieron 4 consumos tipo:

- Consumo medio de 100 kWh/mes
- Consumo medio de 300 kWh/mes
- Consumo medio de 600 kWh/mes
- Consumo medio de 900 kWh/mes

Se asume del mismo modo que en el sector industrial que estos consumos se realizan en la región metropolitana y en la décima región. En el gráfico siguiente se observa la evolución de las tarifas facturadas a clientes residenciales de Chilectra, en el período considerado, para los consumos medios mensuales señalados más arriba.

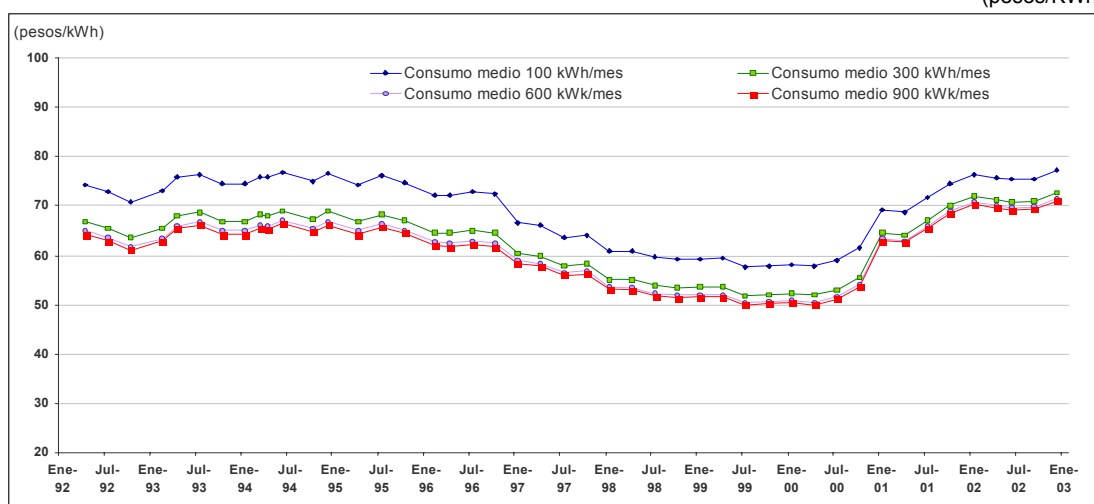
Gráfico 22
EVOLUCIÓN DE LA TARIFA BT1 APLICADA POR CHILECTRA A CLIENTES CON DISTINTOS CONSUMOS MENSUALES
(pesos/KWh)



Fuente: Elaboración propia.

Del gráfico se desprende un cierto paralelismo de los consumos, siendo los clientes de menor consumo los que cancelan un mayor precio por kWh, ello se debe a que la tarifa tiene una parte proporcional y un cargo fijo, el que tiene una menor importancia relativa mientras menor sea el cargo fijo. La situación descrita en el caso de Chilectra se repite para SAESA, apreciándose claramente una reducción del costo medio por kWh en el caso de los clientes de menores consumos.

Gráfico 23
EVOLUCIÓN DE LA TARIFA BT1 APLICADA POR SAESA A CLIENTES CON DISTINTOS CONSUMOS MENSUALES
(pesos/KWh)



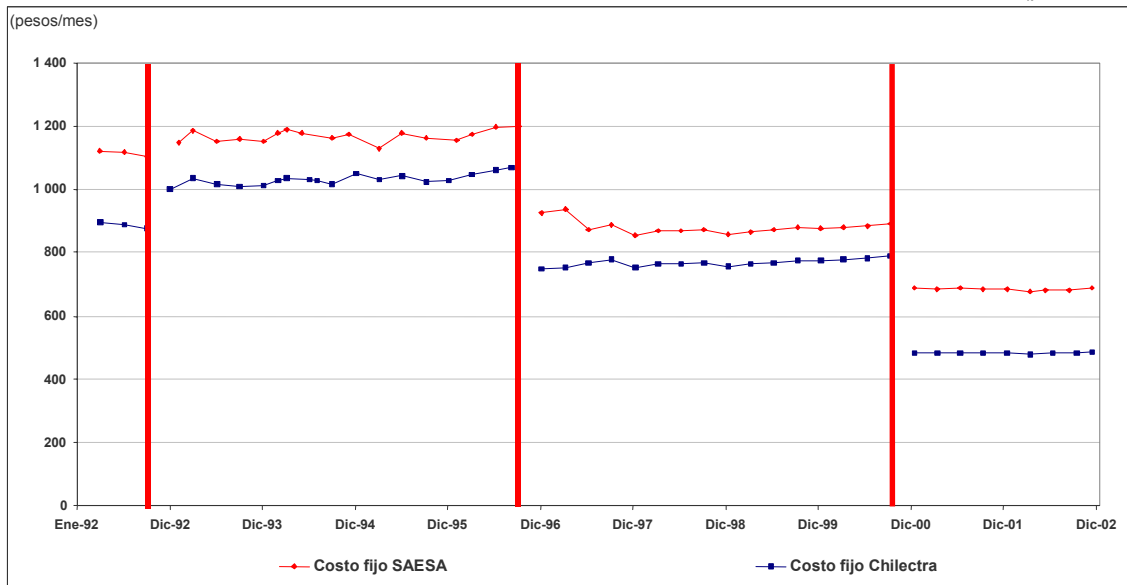
Fuente: Elaboración propia.

Este fenómeno se explica por la constante reducción que el cargo fijo ha experimentado, en valores reales, en cada fijación tarifaria como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 24

REDUCCIÓN DE LOS COSTOS FIJOS EN LAS DISTINTAS FIJACIONES TARIFARIAS, CORRESPONDIENTE A LAS TARIFAS APLICADAS POR CHILECTRA Y SAESA

(pesos/mes)



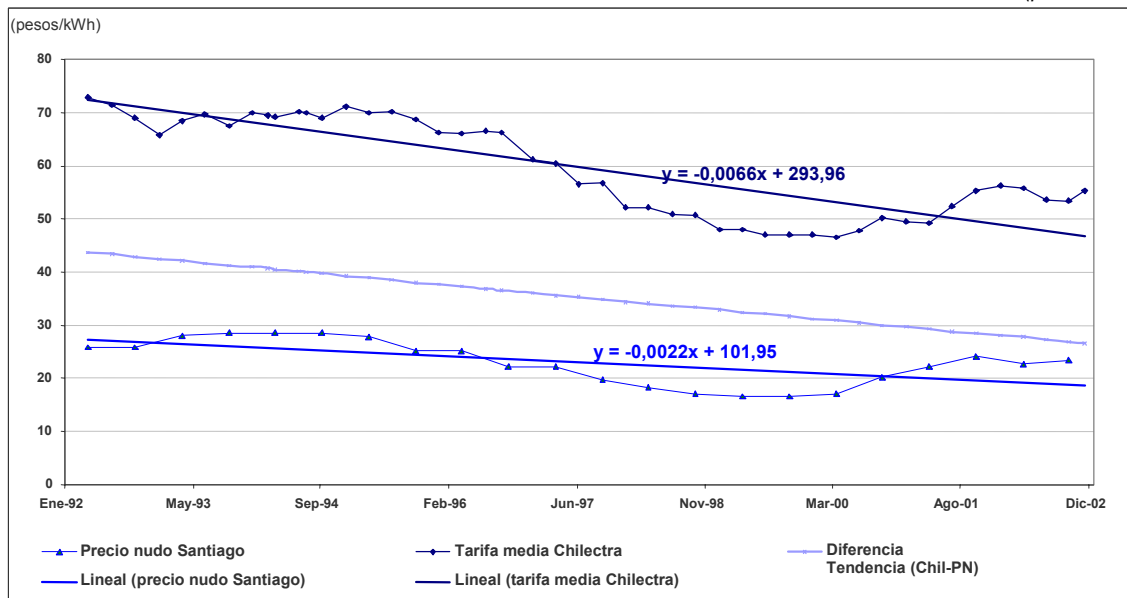
Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, al observar la tarifa regulada aplicada por Chilectra a los clientes residenciales (tarifa media) se advierte una tendencia a la baja más pronunciada que la que presenta el precio de nudo.

Gráfico 25

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO Y DE LA TARIFA BT1 MEDIA APLICADA POR CHILECTRA

(pesos/kWh)

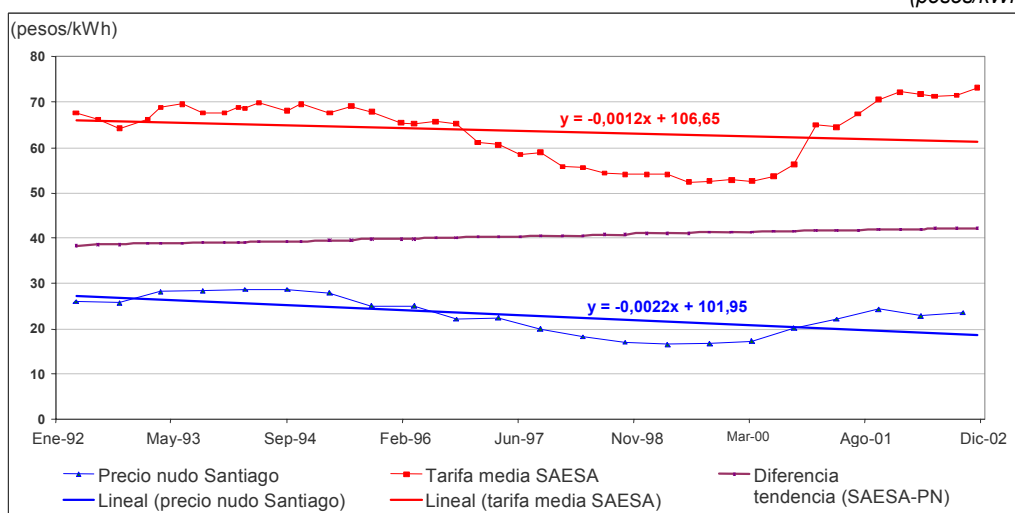


Fuente: Elaboración propia.

El gráfico siguiente muestra la evolución relativa del precio de nudo y de la tarifa media BT1 aplicada a los clientes residenciales por SAESA.

Gráfico 26
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO Y DE LA TARIFA BT1 MEDIA APLICADA POR SAESA

(pesos/kWh)



Fuente: Elaboración propia.

Como en el caso de la tarifa AT4-3, el gráfico anterior pareciera señalar que los clientes residenciales de SAESA no habrían beneficiado plenamente de la reducción global de los costos de generación, ello nuevamente se puede explicar por el uso del precio de nudo que afecta a Santiago y no considera los factores de penalización presentes en los nudos que aplican en el área de concesión de SAESA. En el caso chileno no se aprecia una estructura regresiva en las tarifas residenciales, incluso la reducción de los costos fijos explica la reducción del margen entre la factura unitaria de los clientes de bajos consumos y aquellos de consumos elevados. En términos generales, se puede afirmar que los precios regulados siguen de cerca la evolución de los precios de nudo y ello se explica por la importancia que tienen los precios de nudo en el precio regulado total, debido a que el costo de la energía, habida consideración de las pérdidas, se traspasa directamente al usuario y que el VAD representa menos de un 35% de la tarifa industrial y del orden de un 50% de la tarifa residencial.

La tendencia que expresa la evolución de los precios regulados a una reducción mayor que la de los precios de nudo, por lo menos en el caso de Chilectra y que muy probablemente también ocurre con las tarifas de SAESA se debe tanto a la reducción sistemática del VNR como de los gastos fijos, permite afirmar que las mejoras tecnológicas que afectan a la generación se traspasan al cliente final, así como los aumentos del precio de nudo producto de un crecimiento acelerado de la demanda por un lado y una insuficiente inversión en expansión de la capacidad instalada, por la otra, explican el incremento de los precios regulados.

c) Colombia

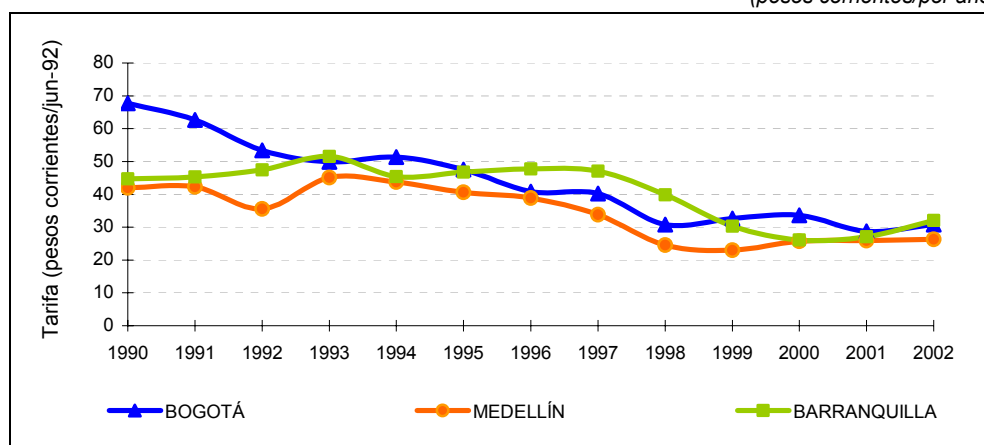
Tarifas industriales

Para el análisis de la evolución de las tarifas industriales se consideraron las tarifas de las empresas distribuidoras de Bogotá (Codensa), Barranquilla (Electricaribe) y Medellín (Empresas Eléctricas de Medellín). Previo a la reforma del sector existía una gran dispersión tarifaria y unos niveles muy bajos respecto del costo de largo plazo de prestación del servicio eléctrico, incluso los subsidios no explícitos conducían a tarifas residenciales muy inferiores a las industriales y/o comerciales. A partir de la entrada en vigencia del nuevo esquema, los grandes consumidores tuvieron la oportunidad de negociar libremente sus tarifas y ello se vio reflejado en las tarifas medias a nivel nacional y en las diferentes ciudades. Se debe destacar que el mercado no regulado de grandes usuarios lo maneja en más de un 50% los generadores que tienen la ventaja de ofrecer un precio de la energía más bajo que el de las empresas distribuidoras que no generan energía. Estas ventas se pueden hacer a cualquier usuario ubicado en cualquier parte, por lo que las tarifas industriales se diferencian entre ciudades, casi exclusivamente, por las diferencias en los cargos de distribución entre empresas.

Gráfico 27

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA INDUSTRIAL EN COLOMBIA

(pesos corrientes/por año)



Fuente: Corredor, G, 2004.

La gráfica muestra como las tendencias de los precios al sector industrial han sido decrecientes en especial a partir de 1994. Las diferencias entre estas ciudades se deben, como se señalara, fundamentalmente a los cargos de distribución. A partir del 1998 las tarifas se han estabilizado y empiezan a mostrar una tendencia al alza, especialmente como consecuencia de los costos de las restricciones eléctricas.

En el caso de Barranquilla se debe anotar que es la ciudad en la cual han penetrado mayor número de comercializadores, es decir en la cual ha habido mayor competencia en el segmento de usuarios no regulados, lo cual ha incidido en los menores precios. En Medellín los costos de la energía y los cargos de distribución son ampliamente favorables para los grandes consumidores. En Bogotá la disminución de las tarifas industriales en los últimos 13 años ha sido espectacular. En primera instancia por el desmonte de las contribuciones,⁵¹ la cuales a comienzos de los 90 se calculaban cercanas al 100% para este sector, y, en segundo lugar, como consecuencia de la competencia en el segmento regulado.

Tarifas residenciales

Con la reforma del sector eléctrico (a partir de 1995) se inicia lo que se ha dado en llamar el “desmonte” de los subsidios para los estratos 1, 2 y 3 (es decir, los estratos más pobres), el que se mantuvo aproximadamente hasta el año 2001, como resultado de dicho “desmonte”, las tarifas residenciales⁵² presentan una tendencia al alza que se concreta en distintas fechas, según la empresa distribuidora. El gráfico 28 muestra la evolución de las tarifas residenciales para las distribuidoras de Bogotá, Medellín y Barranquilla.

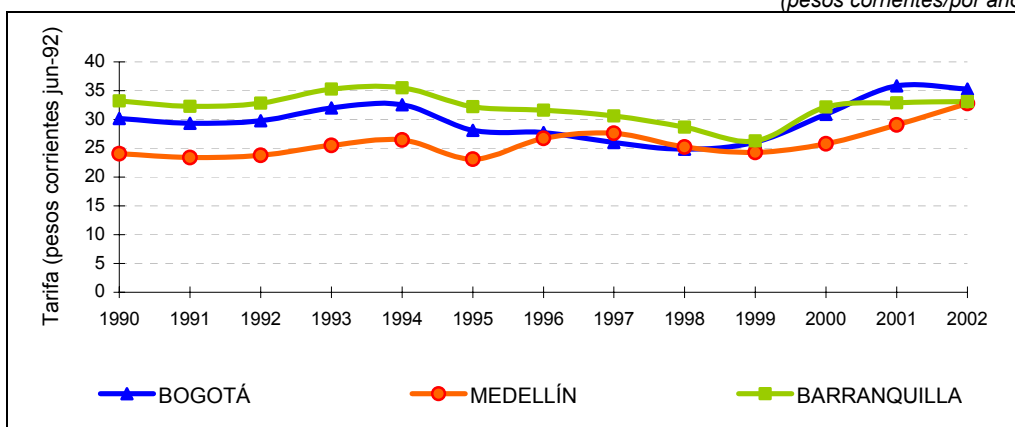
En Bogotá y Barranquilla, la entrada de la reforma produjo disminuciones importantes en las tarifas medias residenciales debido a los altos valores que venían arrastrando, especialmente en los estratos 4, 5 y 6. También en estas ciudades el desmonte de los subsidios a partir de 1994 fue más lento que en otras ciudades. En efecto, en Bogotá los subsidios se desmontan más aceleradamente a partir de 1999. La reestructuración de la empresa distribuidora de Bogotá supuso un proceso de capitalización, el que incluyó unos contratos de compra de energía a largo plazo. Dichos contratos se hicieron a precios más altos que los del mercado, lo cual impactó las tarifas en los años 1999, 2000 y 2001. A su vez las tarifas en Barranquilla fueron afectadas a la alta a partir de 1999 como efecto de la voladura de torres de alta tensión y de la aprobación de un alza de tarifas que se concreta en 2002.

⁵¹ Las contribuciones son los aportes de los industriales y los clientes residenciales de alto consumo al subsidio de los consumidores pertenecientes a los estratos de menores ingresos.

⁵² Los estratos 1, 2 y 3 representan más del 80% del consumo residencial.

Gráfico 28
EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA RESIDENCIAL EN COLOMBIA

(pesos corrientes/por año)

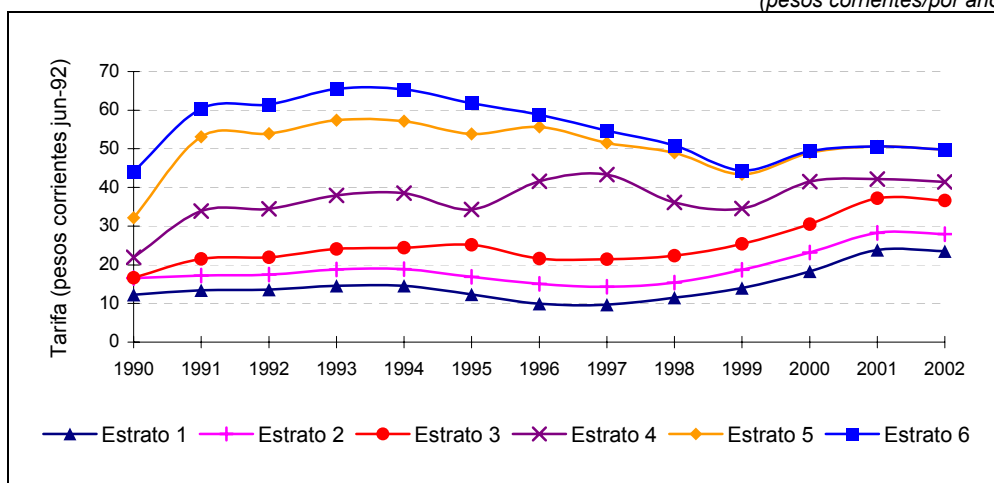


Fuente: Corredor, G, 2004.

En el caso de Medellín, la ciudad es atendida por una empresa integrada verticalmente, con capacidad de generación excedentaria y fundamentalmente hidráulica. Esta situación explica que aún antes de la reforma las tarifas en esta zona eran las más bajas del país. En los años 2001 y 2002, los incrementos están vinculados al desmante y a las restricciones de oferta y al incremento de los precios del mercado mayorista. Es importante anotar que el desmante de subsidios ha producido como efecto que las grandes diferencias en las tarifas por estratos que existían a comienzos de la década de los 90 se ha ido disminuyendo hasta la fecha en la cual la tarifa del estrato 1 es 50% de la del estrato 4 y la del estrato 6 es 20% superior al estrato 4.

Gráfico 29
TARIFA MEDIA POR ESTRATO EN BOGOTÁ

(pesos corrientes/por año)

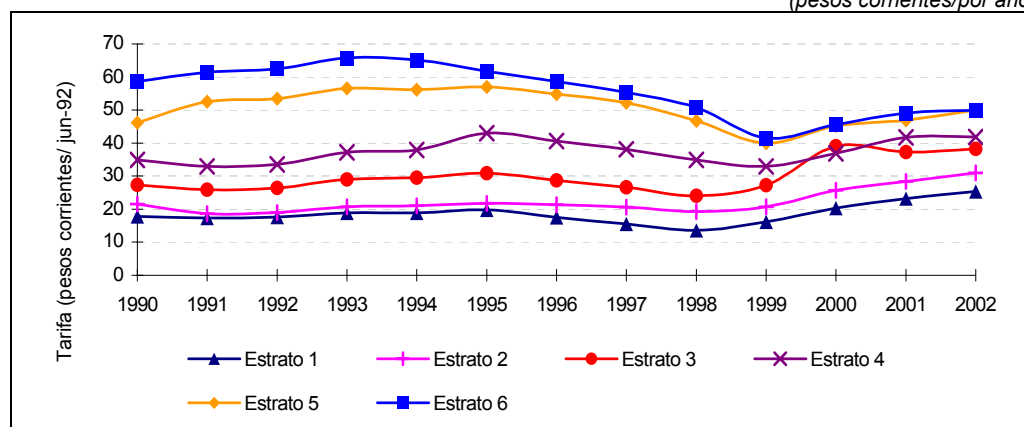


Fuente: Corredor, G, 2004.

Los incrementos ocurren básicamente en los estratos 1, 2 y 3 y las disminuciones en los estratos 5 y 6. El estrato 4, que representa el costo del servicio a tenido una tendencia al alza, con periodo de baja determinados por variaciones de la bolsa.

Gráfico 30
TARIFA MEDIA POR ESTRATO EN BARRANQUILLA

(pesos corrientes/por año)

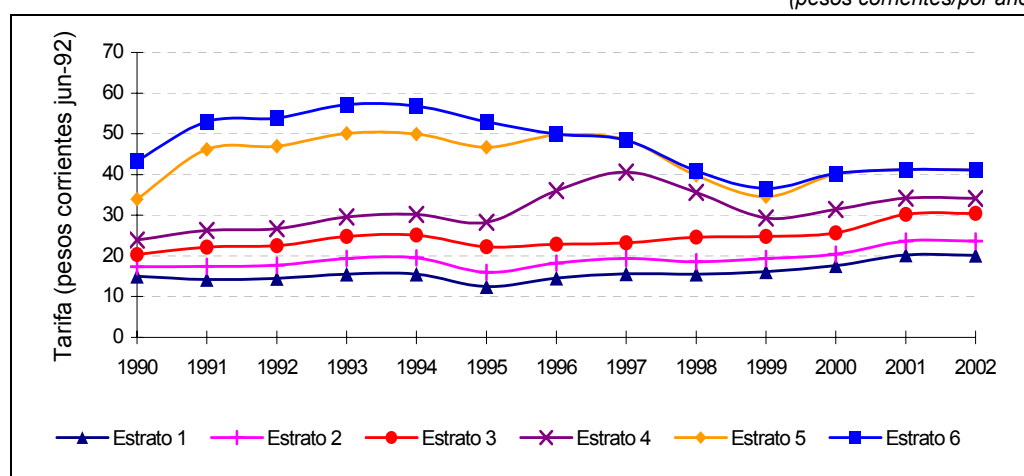


Fuente: Corredor, G, 2004.

En Barranquilla el comportamiento general ha sido similar al de Bogotá.

Gráfico 31
TARIFA MEDIA POR ESTRATO EN MEDELLÍN

(pesos corrientes/por año)



Fuente: Corredor, G, 2004.

En Medellín, las tendencias fueron parecidas a las detectadas en las otras ciudades. En el estrato donde se presentó un mayor ajuste fue en el 4, debido a que los precios en 1994 eran muy bajos con relación a los costos. Una vez logrado el ajuste, esta tarifa volvió a disminuir por efectos del mercado. En los estratos bajos se observa el efecto del desmonte de los subsidios, aunque en menor medida que en las otras dos ciudades. Por el contrario, los estratos altos se beneficiaron en forma importante del mercado y en términos constantes tienen tarifas muy inferiores a las de 1994. A diferencia de los otros países, en Colombia, a pesar del proceso de “desmonte” que acarreó la reforma, los estratos más pobres continúan siendo beneficiados

d) Perú

El análisis de la evolución de las tarifas reguladas se centrará en las tarifas vigentes en la ciudad de Lima, Arequipa, Trujillo e Iquitos. Hasta el año 2000 existieron, en forma independiente, el Sistema Interconectado Centro Norte y el Sistema Interconectado Sur. Las ciudades seleccionadas son representativas de esos sistemas, Lima y Trujillo del sistema Centro Norte, Arequipa del sistema Sur. Iquitos fue seleccionada por corresponder a un servicio independiente del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

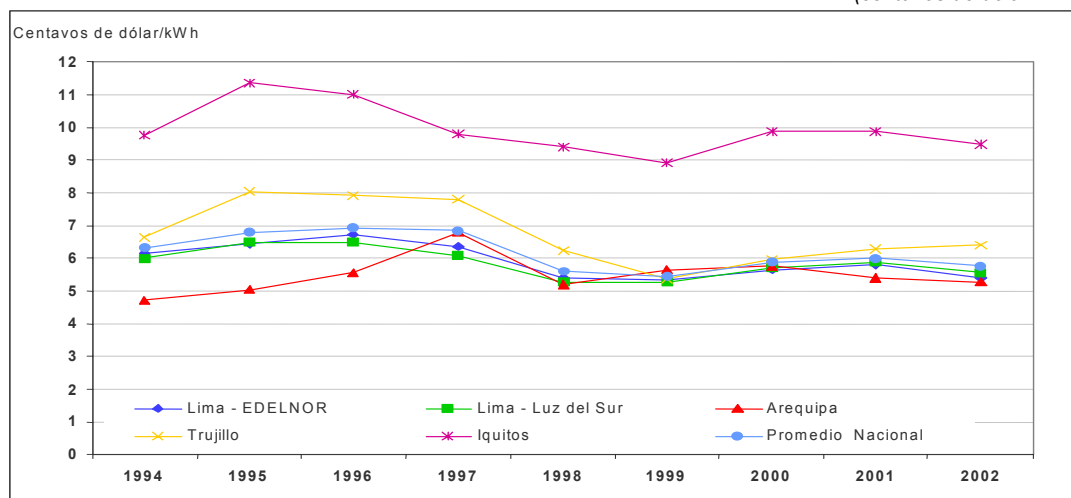
Tarifas industriales

Una de las características de la ley que define la nueva normativa eléctrica es que establece la fijación tarifaria de acuerdo a las características técnicas del suministro, independientemente del uso que se haga de la electricidad, por lo que no existe una estructura de tarifas por sectores de consumo. Para los fines del presente análisis se ha considerado como sector industrial a los consumos que se efectúan en media tensión (entre 1KV y 30 KV). Los usuarios en media tensión tienen el derecho de escoger el sistema de facturación de sus consumos, para lo cual se han establecido las “opciones tarifarias” sobre la base de la forma de medición o contratación de la potencia demandada y la energía consumida, dentro de las horas punta o fuera de punta. En el gráfico 32 se presenta las tarifas medias anuales del sector industrial de las mencionadas ciudades así como las correspondientes al promedio nacional.

Gráfico 32

TARIFAS MEDIAS ANUALES DEL SECTOR INDUSTRIAL

(centavos de dólar/kWh)



Fuente: Casas, 2004.

Después de las alzas de precio de los años 1995; 96 y 97 se evidencia una tendencia a la estabilización de éstos,⁵³ siendo la diferencia de los promedios de los precios de las diferentes ciudades, consecuencia de la eficiencia en el uso de las opciones tarifarias por parte de los usuarios. El mayor precio en el caso de Iquitos se debe a que es un centro aislado con generación exclusivamente térmica.

Tarifas residenciales

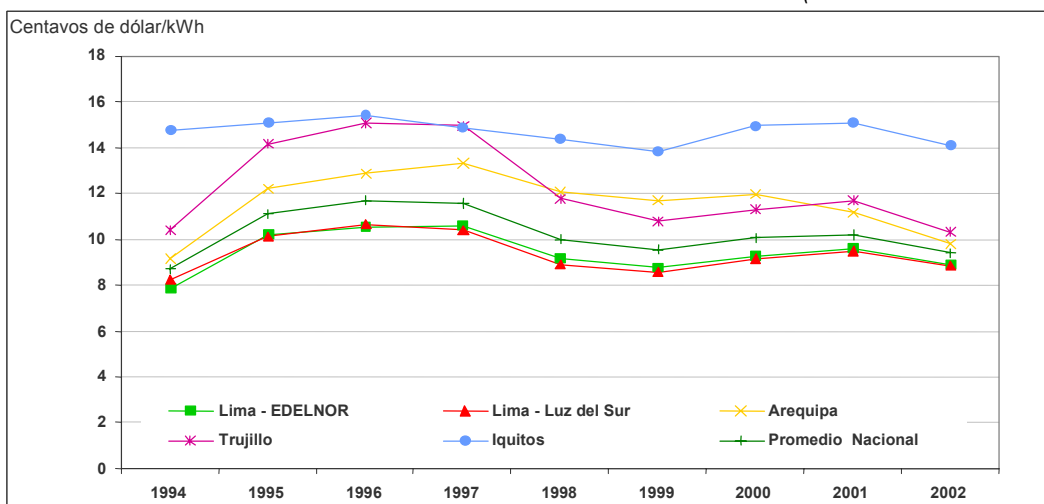
Estas tarifas residenciales son el resultado de los costos sumados de generación, transmisión y distribución. La tarifa de distribución (Valor Agregado de Distribución) se fija cada cuatro años (la última fijación fue en noviembre del 2001), reajustándose entre cada periodo de fijación, de acuerdo con un factor que considera la variación del índice de precios al por mayor, el tipo de cambio, la tasa arancelaria y el índice del precio del aluminio. Además, las tarifas a los clientes finales se reajustan de acuerdo a la variación de la tarifa en barra y la tarifa de transmisión.

Con el objeto de evaluar la evolución de los consumos residenciales se consideraron el consumo residencial total, los consumos de 1 a 30 kWh/mes, 31 a 100 kWh/mes, 101 a 150 kWh/mes, 151 a 300 kWh/mes, 301 a 500 kWh/mes, 501 a 750 kWh/mes, 751 a 1000 kWh/mes y superiores a 1000 kWh/mes. El gráfico 33 muestra la evolución del consumo residencial agregado, medio nacional y por ciudad. En el gráfico 34 se incluyen las tarifas medias nacionales por rango de consumo.

⁵³ Los precios altos al inicio de la reforma fueron influenciados por contratos que reflejaban una situación de escasez y la caída de los precios resultaron de la existencia de años hidrológicos favorables. Dado que los contratos de abastecimiento eran de largo plazo, su efecto impidió una mayor caída de los precios, unido al hecho que las previsiones de demanda fueron demasiado optimistas, afectando, con ello, los precios al alza.

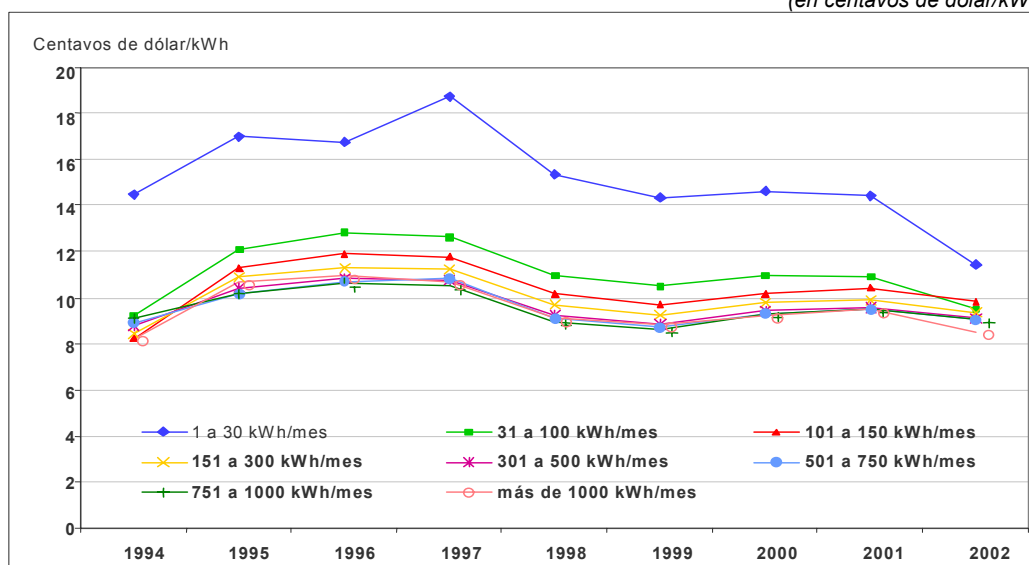
El año 1994 la estructura de los consumos era claramente regresiva siendo los rangos de consumo de 1 a 30 kWh/mes y de 31 a 100 kWh/mes, lo que pagaban un mayor costo unitario y los consumos altos los valores unitarios menores. A partir de 1995 a 1997 se produce un alza generalizada de las tarifas, manteniéndose dicha estructura regresiva. En 1998 se produce un cambio de tendencia, reduciéndose todas las tarifas, siendo el ritmo de reducción de las tarifas unitarias de los sectores de menor consumo las que experimentan la mayor reducción. De hecho, para el periodo 1994-2002, el menor rango de consumo reduce su tarifa en un 21%, mientras que las demás o se mantiene prácticamente constantes (particularmente, en el caso de los consumos sobre 300 kWh/mes) o aumentan del orden de 12 a 19% (rango de consumo entre 101 y 300 kWh/mes). Lo anterior no implica que la estructura de tarifas favorezca a los clientes de menor consumo. Al año 2002, todavía los usuarios con mayores consumos mensuales tienen un tarifa unitaria menor.

Gráfico 33
TARIFAS MEDIAS NACIONAL Y POR CIUDAD
(en centavos de dólar/kWh)



Fuente: Casas, 2004.

Gráfico 34
TARIFAS MEDIAS ANUALES POR RANGO DE CONSUMO
(en centavos de dólar/kWh)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Casas, 2004.

III. La reforma y la innovación tecnológica

A. Las mejoras en eficiencia en los servicios eléctricos con posterioridad a la reforma y los nuevos paradigmas de gestión

La privatización de la industria eléctrica, las exigencias de los estados para que las empresas públicas cumplan con patrones de eficiencia similares a las de la empresa privada y la eliminación de los subsidios se tradujo en mejoras globales de la eficiencia empresarial, por la vía de la introducción de tecnologías de alta eficiencia y por la reducción de las pérdidas de operación.

La disponibilidad de gas natural, unido a la privatización del segmento de generación, y el hecho de que en la mayoría de los países las centrales se despachan según sus costos de operación, se tradujo en una creciente masificación de las plantas de ciclo combinado a gas natural, en reemplazo de centrales a vapor en ciclo abierto, normalmente a carbón o petróleo, e incluso, en algunos casos, grupos electrógenos, lo que permitió una significativa mejora en la eficiencia del parque de generación térmico. Históricamente, las plantas vapor-carbón o vapor-petróleo tenían rendimientos medios del orden del 30 a 35%, en el mejor de los casos. La introducción de la nueva tecnología incorpora centrales al sistema con rendimientos medios de 50% y más, lo que termina por desplazar del despacho centrales muy antiguas e ineficientes.

De igual forma, prácticamente la mayoría de los países que cuentan con mercados eléctricos desarrollados redujeron las pérdidas de distribución, mediante la disminución de las pérdidas “no técnicas”,

normalmente hurto o sistemas sin medidor y las pérdidas técnicas, de valores claramente superiores a 20% a cifras inferiores a 10% [Altomonte, 2002]. La distribución subterránea, el uso de cables concéntricos, la introducción masiva de medidores, el aumento del voltaje, la mejora de los sistemas de distribución y la introducción de transformadores eficientes han contribuido a dicha mejora. Como ejemplo puede señalarse el caso de la empresa CODENSA de Bogotá que redujo sus pérdidas de 24% a 12,5%.⁵⁴ Debe destacarse que la regulación promueve la mejora de la eficiencia tanto en el caso de países que suponen constante la eficiencia entre fijaciones tarifarias, como es el caso de Chile, como de aquellos que utilizan la fórmula de reajuste de los precios del tipo “IPM-X” conocida como regulación por incentivos, en que IPM es el índice de precios minoristas y X representa la mejora de eficiencia.

Si bien algunos analistas consideran un éxito el aumento de clientes servidos por empleado de las distribuidoras, no parece ser un indicador a considerar en forma mecánica, como se hace normalmente, ya que la reducción del personal se explica, en parte importante, por la tercerización de los servicios, lo que haría engañoso el indicador,⁵⁵ y por el sacrificio de la calidad del servicio.

De todas maneras, se puede mencionar que en Argentina, en 1992, antes de la privatización, la empresa SEGBA redujo la plantilla de 20.271 a 15 806 personas y que consumada la privatización, entre despidos y retiros voluntarios, el personal volvió a reducirse, esta vez a 11.307 empleados. En Brasil, entre 1994 y 1997, la fuerza de trabajo en la industria eléctrica pasó de 188.208 a 138.226 empleados [Altomonte, 2002]. En el caso de la transmisión, las mejoras de eficiencia han venido fundamentalmente por el alza significativa de los voltajes de transmisión, siendo relativamente frecuente los voltajes de 500 KV, e incluso superiores,⁵⁶ y, por el contrario, son poco frecuentes aquellos bajo los 220 KV.

B. Promoción de los cambios tecnológicos y brechas existentes

No es posible señalar que exista una promoción de cambios tecnológicos que se originen en políticas energéticas de los países, salvo las implícitas que derivan del marco regulatorio y que apuntan a incorporar los equipos generadores más eficientes posibles, de manera de asegurar que la nueva inversión sea despachada durante el mayor tiempo posible.

Constituye una excepción a la situación descrita el Brasil, donde los programas de eficiencia en el uso de la energía tienen mucho más de una década de antigüedad, y que dieran origen a un proyecto de ley, pero cuyo desarrollo perdió dinamismo con la privatización del subsector. Por otra parte, Brasil aparece como el país de la región con un mayor compromiso con la generación de electricidad a partir de las energías renovables no convencionales. Es así como se está planteando que de los montos a ser contratados vía licitación por la ACEE,⁵⁷ una parte debe corresponder a estas energías, de modo que, en el plazo más breve, un 10% del consumo eléctrico del país pueda ser abastecido mediante estas fuentes.

La propuesta del Ministerio de Minas y Energía de Brasil es que el impacto del incremento de las energías renovables en la tarifa de abastecimiento del *pool* no exceda 0,5% de la tarifa en cualquier año y que el efecto acumulado no supere el 5%, respecto de lo que serían las tarifas basadas exclusivamente en energías convencionales [MME, 2003].

En el caso del resto de los países, el compromiso suscrito en Johannesburgo debería inducirlos a promover las energías renovables no convencionales, aunque no estén en su etapa plena de comercialización y tengan un costo de generación superior a las convencionales, ello puede llevar a los países a adoptar esquemas legislativos que impongan a las empresas distribuidoras o a los comercializadores la obligación de comprar electricidad proveniente de estas fuentes e integrarlas en el

⁵⁴ Por el contrario, en Colombia se mantienen empresas distribuidoras en manos del Estado que facturan sólo un 70% de la energía, debido a las pérdidas físicas, hurto, falta de medidores y facturación ineficiente.

⁵⁵ Sin tomar en cuenta que en este traspaso a empresas contratistas, normalmente los trabajadores pierden parte significativa de sus salarios, de sus beneficios sociales ganados e, incluso, de aquellos definidos por la legislación laboral. En muchos casos, también deben sacrificar aspectos de la seguridad industrial.

⁵⁶ Los incrementos de voltaje de transmisión traen consigo una reducción de la cantidad de corriente transmitida, y por ende, una disminución de las pérdidas por efecto Joule (I^2R). En el caso de Itaipú, se hace uso de una línea a 750 kV para la interconexión Paraguay-Brasil.

⁵⁷ Administrador dos Contratos de Energia Elétrica (ACEE).

mix que ofrecen a los consumidores, siendo estos últimos los que financien su penetración con tarifas ligeramente superiores a las de las opciones tradicionales o, directamente, subsidiar la inversión en estas nuevas tecnologías con fondos del Estado, mediante impuestos específicos a las fuentes fósiles o impuestos generales. Salvo el caso de Brasil, tampoco se destinan recursos significativos a la actividad de investigación y desarrollo, ya sea privada o universitaria, que permita avanzar en la producción local de equipos o componentes para la generación mediante estas fuentes no convencionales.

C. El uso eficiente de la electricidad como factor de competitividad. Barreras para el uso eficiente de la electricidad

Históricamente se vinculaba el crecimiento económico a un mayor uso de recursos energéticos, sin embargo esto ha ido variando en las últimas décadas. En efecto, desde 1990 el consumo de energía por unidad de Producto Geográfico Bruto (PGB) a nivel mundial se ha reducido a razón de 2% por año, sin embargo, parte importante de esta reducción viene de los países de mayor desarrollo.

El desacoplamiento entre el crecimiento económico y la demanda de energía, producido en gran medida por la introducción de políticas de eficiencia energética, motivadas por la escasez de recursos y el cuidado del medio ambiente, ha generado la idea intuitiva de que existe un vínculo entre el crecimiento económico sostenible de una nación y la aplicación de políticas de eficiencia energética, dicho de otro modo, el uso eficiente de la energía (UEE), sería uno de los factores que encaminan a las naciones hacia el desarrollo sostenible y a la competitividad de las naciones en el sentido más amplio del término. En general, habida cuenta de las consideraciones anteriores, la eficiencia energética contempla todos los cambios que resultan en una disminución de la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de actividad económica o para satisfacer los requerimientos energéticos de los servicios que requieren las personas, asegurando a éstas igual o superior nivel de confort.

La Intensidad Energética (IE) es conocida internacionalmente como uno de estos índices económicos y se define como la relación entre el consumo de energía, en unidades tales como: Tcal, TJ, toneladas de petróleo equivalente (tpe) o GWh, e indicadores de la actividad económica, normalmente el producto geográfico bruto (PGB) o el valor agregado (VA) de la rama de actividad para la cual se analiza la IE.

Por su parte, la competitividad, mirada desde una perspectiva integral, se traduce en la capacidad de construir, y mantener en el tiempo, un medio ambiente apto para la creación sostenida de valor y de prosperidad para el pueblo, destacando tanto los aspectos materiales como los no-económicos, tales como la calidad de vida. El gráfico 35 muestra la evolución de la intensidad eléctrica (IE) global de los países considerados en este trabajo.

A diferencia de los países desarrollados, en el caso de los países de la región no se aprecia una mejora de la eficiencia con que se usa la electricidad, sino que muestra una cierta tendencia al aumento de la IE o, en el mejor de los casos, una oscilación en torno a un valor medio. La diferencia en cuanto a los valores absolutos de la IE tiene en principio dos explicaciones: (a) la estructura productiva de algunos países, centrada en la elaboración de materias primas, caracterizadas por un alto consumo específico de electricidad, como es el cobre en el caso chileno,⁵⁸ en relación a otros países en que la actividad económica se centra en productos de baja intensidad energética o de mayor valor agregado, como es el caso de Argentina y b) países que empiezan a incorporar los bienes de consumo modernos, normalmente eléctricos, a un ritmo más elevado que el aumento de su producción.⁵⁹

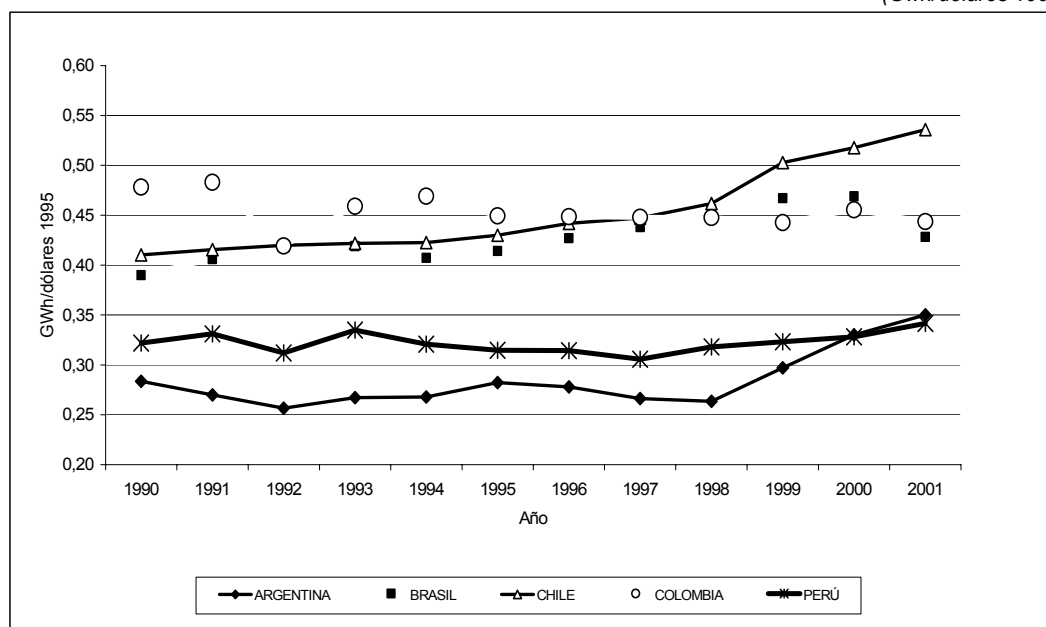
⁵⁸ Más aún, el reemplazo sostenido de la pirometalurgia por la hidrometalurgia implica un elevado consumo de electricidad por tonelada de cobre fino.

⁵⁹ Incluso, la actividad productiva está en un proceso de electrificación, tanto por razones de mejora de la productividad, como por exigencias de calidad y control de los procesos.

Gráfico 35

EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES CONSIDERADOS

(Gwh/dólares 1995)



Fuente: Elaboración propia.

El mejoramiento de la eficiencia energética en los países desarrollados estuvo vinculado no sólo a políticas de promoción, difusión y subsidios sino que también a una activa participación de las empresas de la industria de la energía en dicho mejoramiento, específicamente las empresas eléctricas; pero, para que ello fuera posible fue necesaria la existencia de políticas que permitieran superar el círculo vicioso ventas-utilidad, el que se encuentra asociado a la idea de que la eficiencia energética implica una pérdida de las ventas. Por otra parte, los precios de la energía no reflejan los costos efectivos para la sociedad. En efecto, la no incorporación de las externalidades que derivan de la exploración, explotación, transformación, transporte y uso de la energía constituye una distorsión que limita la competitividad de la eficiencia energética y de las energías renovables.

Las normas técnicas, a pesar de los esfuerzos puntuales realizados en algunos países de la región, no han constituido nunca un mecanismo eficaz para la introducción y masificación de las tecnologías energéticamente eficientes, como ocurre en Estados Unidos, Europa y Japón, donde las normas constituyen la cota mínima socialmente aceptada, a lo que se agregan incentivos de mercado para promover tecnologías que superan largamente dicha exigencia.

El esquema tarifario incorporado en los marcos regulatorios no reconoce -en la misma forma que lo hace con las inversiones destinadas a expandir la oferta- las inversiones que pudiesen hacer las empresas de la industria de la energía en mejorar la eficiencia con que los usuarios utilizan este insumo. El sistema utilizado para la determinación de los precios de nudo no incorpora todas las opciones posibles para satisfacer la demanda, siendo el uso eficiente de la electricidad uno de los principales ignorados, dentro de este concepto debería incluirse la cogeneración. El marco regulatorio no establece incentivos para la venta de los excedentes, lo que limita el uso de esta tecnología, casi exclusivamente a aquellos casos en que el insumo energético es un residuo del proceso y la planta absorbe la totalidad o parte fundamental de la electricidad producida. Adicionalmente, no existen incentivos fuertes para invertir en reducir las pérdidas en el transporte de la electricidad, particularmente al nivel de las pérdidas en transmisión.

La desintegración vertical del sistema constituye una barrera adicional a la mejora de la eficiencia eléctrica al nivel del usuario final, especialmente, no sólo porque se pierde el efecto multiplicador de las mejoras sino que además porque los generadores se sienten perjudicados por dichas mejoras en la medida que afectan sus ventas. En países en los que existe reticencia a invertir en la expansión del

sistema se debería invertir en forma importante en asegurar la materialización de las significativas potencialidades de mejoramiento de la eficiencia con que se utiliza la energía. De hecho, el retomar en forma muy decidida los programas de eficiencia energética ayudó a California a enfrentar en mejor forma los problemas de la crisis y hoy día constituye una de las opciones estratégicas de las empresas eléctricas de dicho Estado, así como de Estados de Nueva Inglaterra, tal cual como se muestra en el recuadro 7.

Recuadro 7

**EVOLUCIÓN RECIENTE DE LAS POLÍTICAS DE EFICIENCIA
ENERGÉTICA EN LOS ESTADOS UNIDOS**

Durante la primera mitad de los 90's, los programas de eficiencia eléctrica permitieron reducir la demanda en 10.000 MW y 470 TWh¹. La desregulación en California redujo los fondos administrados por las empresas eléctricas de US\$ 416 millones gastados en el año 1994 a US\$ 220 millones/año durante el resto de la década, previéndose originalmente que dicho fondo anual se extendería hasta el año 2002, con posterioridad se extendió el programa por 10 años más (2002-2012). Como resultado de la crisis el parlamento asignó US\$ 1000 millones adicionales con el fin de paliar los efectos de la crisis. Con motivo de la crisis, San Diego Gas & Electric y Pacific Gas & Electric apoyaron cambios destinados a eliminar los efectos disuasivos de los esquemas tarifarios sobre la eficiencia eléctrica. en Vermont, Nueva York y Oregon se recurrió a entidades independientes para la administración de los fondos del programa de eficiencia eléctrica.

Por último, la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) está estudiando reformas a la estructura de mercados y tarifas¹, que apuntan, entre otras a: licitar inversiones en reducción de la demanda, a exigir al operador independiente (ISO) y a los generadores a explorar la opción eficiencia antes que la expansión del sistema, precios de transmisión que favorezcan la eficiencia y la generación distribuida, eliminar incentivos a promover las ventas de electricidad, ampliar fondos para eficiencia eléctrica, etc.

Fuente: Harvey Hal, Paulos Bentham and Heitz Eric [2001].

D. Rol y bases para la formación de mercados regionales de servicios de infraestructura, avances a la fecha

En general, la interconexión eléctrica internacional tiene beneficios netos sobre los costos de los servicios, debido entre otros factores a un menor uso de los combustibles no renovables, reemplazados por un mejor despacho del parque de generación y, en particular, una optimización del uso del agua en los grandes embalses, como es el caso de Brasil, donde se vierte⁶⁰ en años hidrológicos favorables al no existir demanda local para su aprovechamiento. A lo anterior se agrega un conjunto de ventajas que sugieren la conveniencia de realizar el máximo de esfuerzos para avanzar en la interconexión de los países de la región siguiendo la ruta diseñada por Europa y Norte América. Entre esas otras ventajas se cuentan [Mercados Eléctricos y OLADE, 2002]:

- Una mayor eficiencia en la inversión en generación, debido a la optimización del uso del conjunto de las centrales existentes en el área interconectada, incluida una reducción global de los requerimientos de potencia de reserva y de potencia máxima, para una exigencia dada de calidad de servicio.
- Una mayor eficiencia en la inversión en transmisión, debido a una optimización de la infraestructura de transporte y un incremento de la capacidad de transporte, debido a la disponibilidad de redes alternativas frente a situaciones de emergencia o de congestión en ciertas áreas.
- Aumento de la competencia y reducción de la volatilidad de los precios.
- Reducción de los impactos ambientales, al aumentar el uso de los recursos hidroeléctricos y eliminar del despacho las plantas más ineficientes, normalmente grupos electrógenos o centrales a vapor de muy baja eficiencia.

⁶⁰ Si los embalses han alcanzado su cota máxima de almacenamiento y la cuenca hidrológica sigue aportando grandes recursos, los operadores se ven en la obligación de permitir el paso del agua a través de los diques originando "vertimientos de agua".

- Reducción de los riesgos regulatorios debido a la pérdida del poder discrecional de la autoridad.⁶¹
- Mejora de la confiabilidad del servicio al aumentar las fuentes de abastecimiento y las redes a través de las cuales se distribuye la energía, reduciendo la congestión eventual en ciertos puntos del sistema.
- Al existir referencias de precio comparables, es más factible lograr mejoras de precios en países específicos.

A pesar de los beneficios y las evidentes mejoras de eficiencia de los sistemas eléctricos en su conjunto, no se ha logrado avances significativos en el proceso de interconexión a nivel de la región.⁶² Siendo los esfuerzos a destacar, aquellos que se refieren a Centro América y a la Región Andina, el primero como un intento de materialización de la idea y el segundo como un esfuerzo sistemático para llevar a cabo el proceso a partir de bases sólidas, desde un punto de vista institucional y regulatorio, antes de avanzar en la concreción física de la iniciativa.

La experiencia pareciera indicar que la interconexión se llevará a cabo por parejas de países que identifiquen ventajas mutuas y complementariedades en sus sistemas, sin ignorar que dichas interconexiones, para ser exitosas, deben construirse sobre bases sólidas que posibiliten la extensión del proceso a otros países vecinos, sin necesidad de cambiar los sistemas de coordinación de la operación ni los esquemas regulatorios.

Para avanzar en este proceso se requiere, entre otros: establecer acuerdos entre países que permitan homogeneizar aspectos básicos de la regulación en ambos países, por ejemplo, la remuneración de las redes de transmisión; identificar condiciones de complementariedad que permitan explotar los recursos de cada país, en períodos lluviosos, normales o secos; definir las condiciones comerciales y la operatoria tanto para las transacciones de corto plazo como las de largo plazo; composición, rol, autoridad de la entidad responsable de la operación y despacho del sistema común; normalización de los requerimientos que regirán la confiabilidad de los sistemas. En el estudio realizado por Mercados Energéticos y OLADE se enumeran las interconexiones existentes en la América del Sur, el cuadro siguiente resume la situación.

Con relación a las interconexiones señaladas en el cuadro 15, el informe citado señala:

- Las interconexiones entre Colombia y Venezuela sólo se usan en condiciones de emergencia, con factores de utilización de 8% y 3%, en los casos de Corozo-San Mateo y Cuatricentenario-Cuestecita, respectivamente.
- Las interconexiones correspondientes a los aprovechamientos binacionales (Itaipú y Salto Grande), han creado condiciones que pueden servir de antecedente para otras iniciativas.
- Las interconexiones menores Argentina-Uruguay-Brasil están siendo afectadas por los cambios regulatorios en sus respectivos países, por lo que su aprovechamiento es muy bajo
- La interconexión Argentina-Paraguay está limitada porque las líneas de 220 kV son demasiado débiles para unir dos sistemas de características tan diferentes.
- La interconexión Cobos-SING Chile no constituye una interconexión entre países, debido a que por el lado argentino, las redes están aisladas del resto del sistema. La interconexión tuvo por objeto aprovechar el gas natural existente en esa zona de Argentina. El exceso de capacidad instalada en generación en el SING, ha minimizado la utilización de la interconexión.
- La interconexión de 1.000 MW que vincula Rincón (Argentina) con Itá (Brasil), alimenta a Furnas y Electrosul en Brasil.

⁶¹ En un esquema de interconexión probablemente se institucionalice una autoridad supranacional lo que reduce la toma de decisiones vinculadas a problemas coyunturales de los países.

⁶² Se excluye el caso de las centrales binacionales por su carácter distinto de lo que normalmente se considera una interconexión entre países.

El mismo estudio concluye que, en términos generales, parte importante de las interconexiones existentes no permiten la interconexión a los sistemas nacionales, por limitaciones técnicas o de los sistemas nacionales a los que están conectados.

Cuadro 15
INTERCONEXIONES EXISTENTES EN AMÉRICA DEL SUR

País	Conexión	País	Conexión	Tensión (KV)	Potencia (MVA)
Colombia	Ipiales	Ecuador	Tulcán	115	40
Argentina	Paso de los Libres	Brasil	Uruguayana	230	50
Brasil	Foz de Iguazú	Paraguay	Acaray	132	70
Brasil	Rivera	Uruguay	Libramento	230	70
Argentina	Clorinda	Paraguay	Guaramberé	220	80
Colombia	Tibú	Venezuela	La Fría	115	80
Colombia ⁶³	Pasto	Ecuador	Quito	230	100
Argentina	Yacyreta	Paraguay	Yacyreta	220	130
Colombia	Cuestecita	Venezuela	Cuatricentenario	230	150
Colombia	San Mateo	Venezuela	Corozo	230	150
Brasil	Boa Vista	Venezuela	Santa Elena	230	200
Chile	Norte Grande	Argentina	Cobos	345	600
Argentina	Rincón	Brasil	Garabí	500	1.000
Argentina	Salto Grande	Uruguay	Salto Grande	500	1.000
Brasil	Itaipú	Paraguay	Itaipú	750	6.300

Fuente: Mercados Energéticos y OLADE.

⁶³ Se está construyendo una línea de transmisión que va a unir las S/E Zorritos a la S/E San Idelfonso, con una capacidad igual. La primera etapa incluía la instalación.

IV. Síntesis y conclusiones

A. Síntesis

La seguridad de abastecimiento energético, y particularmente eléctrico, contribuye al desarrollo social y productivo, además de constituir las bases para la consolidación de la competitividad de los países. Ello se logra no sólo asegurando que la dinámica del desarrollo de la infraestructura eléctrica se adecue a la de los requerimientos de la sociedad sino que ésta establezca los mecanismos para lograr un óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos.

La industria eléctrica de la mayoría de los países de la región se vio afectada, durante los años 70 y 80's, por una crisis financiera, técnica y de gestión que puso en cuestionamiento el paradigma vigente de un monopolio estatal, integrado verticalmente y estratégico para el desarrollo del país. Esta situación se tradujo, en parte importante de los países, en una reforma que apuntaba a: fomentar la competencia mediante la desintegración vertical de la industria; incorporar al sector privado como propietario, proveedor de tecnología y operador; asignar al Estado el rol subsidiario; establecer un sistema de precios que envié las señales adecuadas al usuario respecto de los costos "reales" de usar la electricidad; que cuando se justifiquen los subsidios éstos sean transparentes y no se carguen al operador; y que exista un aparato regulador autónomo y con suficientes recursos.

Muchos países incorporaron modificaciones sugeridas por las experiencias de 10 años o más de aplicación del modelo chileno, es el caso fundamentalmente de Argentina, Bolivia, Perú, Brasil, y Colombia, otros países han asumido opciones distintas, manteniendo el paradigma previo con algunas modificaciones, destinadas a permitir la incorporación de

incorporación de generadores independientes u otras variantes menores, como ha sido el caso de Costa Rica, México, Uruguay, Paraguay y Venezuela. Después de más de 10 años de aplicación de la reforma de la industria eléctrica es posible apreciar claros progresos en su funcionamiento, de hecho, durante los primeros años se su aplicación se pudo apreciar un dinámico proceso de inversión, pero que luego presentó un cierto estancamiento en su dinámica. Del análisis de esta experiencia es posible identificar los principales factores que han incidido en este estancamiento, el que aparentemente estaría indicando la necesidad de revisar las bases del proceso de reforma y, eventualmente, corregir y/o completar aspectos del mismo.

En primer lugar, se puede decir que el acelerado proceso de inversión en los primeros años de aplicación de la reforma estuvo caracterizado, en algunos países, por la transferencia de activos a precios muy atractivos, impuestos por la autoridad para acelerar el proceso y reforzar la caja fiscal, esto implica que actualmente los actores, particularmente los generadores, tienen menores expectativas de rentabilidad con las nuevas inversiones, que las que lograron al hacerse cargo de la infraestructura existente. Por otro lado, dado que en sus inicios el proceso de reforma estuvo inmerso en un ambiente de crisis financiera, se ejerció una innecesaria presión, muchas veces de caja fiscal o incluso externa, por acelerar el proceso de reforma, esto se tradujo en marcos reguladores insuficientemente desarrollados que generaron incertidumbre en los mercados y que no fueron capaces de impedir la concentración de la industria ni la reintegración vertical y las conductas monopólicas que derivarían de ello, ni de eliminar las indefiniciones regulatorias que han dado origen a conflictos entre los distintos agentes y, por último, enfrentar la insatisfacción y querellas de los usuarios, problemas que no han tenido canales institucionalizados de solución.

En general, las incertidumbres o deficiencias regulatorias explicarían porqué, a 20 años de la reforma, no se incorporan nuevos actores a la industria eléctrica chilena o la falta de inversión en Brasil, donde el proceso de definir las reglas del juego tomó tanto tiempo y aún éstas continúan incompletas. En forma específica, las incertidumbres o vacíos regulatorios se concentran en:

- Esquemas tarifarios que admiten algún grado de discrecionalidad por parte de la autoridad; la obligación de respetar los contratos a todo evento; la existencia de parques generadores fuertemente dominados por centrales hidroeléctricas con embalses que disponen de una fuerte capacidad de regulación interanual; o, en otros casos, sistemas hidráulicos con relativa baja capacidad de almacenamiento, lo que se traduce en precios que presentan un comportamiento extremadamente volátil.
- La falta de institucionalidad de los servicios complementarios, lo que atenta contra la calidad del abastecimiento en aquellos países en que los marcos regulatorios no los contemplan, ello supone la urgente necesidad de regular: el monto y remuneración de la reserva en giro, la remuneración de los escalones de frecuencia, la inyección de reactivos, y la capacidad de partida rápida.
- Las normativas asociadas al mecanismo de remuneración por el uso de las redes de transmisión así como también las relacionadas con la expansión de éstas, las que han dado lugar a barreras para el desarrollo de proyectos de inversión en interconexiones, sistemas de transmisión y centrales generadoras. Ello se ha producido tanto en los países que mantienen un esquema centralizado de desarrollo de la infraestructura como de aquellos que fomentan el acuerdo entre las partes y la acción directa entre privados.
- La respuesta a la pregunta de quien paga la transmisión. Si bien en principio, esta pregunta podría ser irrelevante debido a que es el consumidor final quien paga los costos totales del sistema, en períodos de transición de la legislación ello resulta importante y puede conducir a frenar la inversión por parte de los generadores o transmisores mientras ello no se aclare.
- La inexistencia de normas claras respecto de los peajes en distribución limita gravemente la competencia en el abastecimiento de los clientes libres. Una opción complementaria a la fijación de peajes adecuados es la existencia de comercializadores, lo que permite separar la función de transportar la energía y rentabilizar la infraestructura, de la de comercializar la energía, tema que no ha estado exento de debates.

Adicional a los problemas mencionados de incertidumbre regulatoria, ha sucedido, en la mayoría de los países de la región, que la reforma vino acompañada de una renuncia voluntaria del Estado, de ejercer un rol de liderazgo en la orientación y desarrollo del sector, lo que se reforzó por la disminución significativa del tamaño del aparato público destinado a fijar políticas, regular y fiscalizar la evolución de la industria eléctrica, con lo que la visión integral y de largo plazo quedó en terreno de nadie.

En efecto, la reforma introdujo un conjunto de instituciones destinadas a establecer el marco regulatorio, su fiscalización, la coordinación de la operación del sistema o los sistemas eléctricos y el manejo de los mercados mayoristas y minoristas. Sin embargo, en la práctica, la mayoría de los entes reguladores y fiscalizadores no fueron dotados de los recursos ni autoridad suficiente para transformarse en el único interlocutor de los agentes operadores del sistema, apreciándose casos en que el regulador ha sido capturado por el regulado. A su vez, los organismos fiscalizadores no dispusieron de los marcos legales ni de los recursos humanos ni materiales para ejercer adecuadamente su función. Ello se tradujo en inversiones desequilibradas entre generación, transmisión, distribución o en inversiones anticipadas que acarrearán caídas excesivas de los precios y como consecuencia una incertidumbre total respecto de las opciones de solución del abastecimiento de largo plazo de los países.

En América Latina no se visualizan cambios sustantivos, a la excepción quizás de Brasil, que permitan considerar la industria eléctrica en forma integral y generar los mecanismos para un desarrollo armónico de ésta, incluyendo no sólo la adecuada coordinación entre la regulación eléctrica y la del gas natural, sino que también la diversificación de las fuentes energéticas y, muy especialmente, el rol fundamental que debe asignarse a la eficiencia energética como un componente estratégico de la política energética.

Resulta indispensable que el Estado asegure el abastecimiento y la calidad del suministro, ello supone coordinar, orientar y planificar el desarrollo de la industria eléctrica de manera de alcanzar un adecuado equilibrio térmico-hidráulico del parque generador, una elevada confiabilidad del sistema y una diversificación de las fuentes energéticas. La calidad del servicio debe constituir una preocupación prioritaria de las autoridades, ya que ella condiciona no sólo el confort de los usuarios y la protección de sus equipos sino que además la competitividad de los países. Lo anterior no excluye la responsabilidad del sector privado, dentro del marco definido por la regulación, de asegurar una expansión de la infraestructura que responda a las exigencias de eficiencia económica y calidad técnica.

Si bien los problemas regulatorios e institucionales mencionados han constituido un freno a la inversión en el desarrollo de la infraestructura eléctrica, también lo han sido factores exógenos a la institucionalidad y al marco regulatorio. Por ejemplo, la ley de emergencia económica argentina que eliminó la convertibilidad del peso se tradujo en una fuerte caída de las tarifas y un aumento de las obligaciones financieras y de los insumos, normalmente en dólares, lo que a su vez se tradujo en un freno a la inversión en los distintos segmentos de la cadena.

En Brasil, la devaluación del Real de un 64% entre Enero y Marzo de 1999 tuvo sobre la inversión en infraestructura eléctrica efectos similares a los de la ley de emergencia económica en Argentina. En Colombia, los atentados a las líneas de transmisión se tradujeron en costos de reposición en el caso de los usuarios afectados y en mayores costos de abastecimiento, al reemplazar las fuentes comprometidas por los atentados por otras más ineficientes, y, por último, en pérdidas de venta de los distribuidores, todo lo cual se tradujo en una contracción de la inversión.

La falta de inversión en infraestructura estaría traducándose en una vulnerabilidad latente de varios de los sistemas eléctricos de la región. Dicha vulnerabilidad no se aprecia en todos los casos al contrastar la potencia instalada con la demanda máxima de cada sistema. Para ello se requeriría disponer de información detallada, que no existía en todos los casos, que considerara la potencia firme más bien que la instalada para detectar los problemas de abastecimiento que podría acarrear una sequía de cierta importancia. A ello habría que agregar las restricciones que derivan de las insuficiencias de infraestructura de las redes de transmisión y de distribución. Sobre estas bases se analizó la situación en Argentina, Chile y Brasil, detectándose un eventual problema de desabastecimiento entre el año 2007 y el año 2005 en Argentina. En la zona central de Chile, si se hubiese repetido la sequía de los años 1998-99, en el año 2002 se hubiese producido un desabastecimiento de importancia, lo que confirmaría la

vulnerabilidad del sistema en los próximos años si no se modifica la tendencia actual de contracción de la inversión. En el caso de Brasil, se apreció que durante los últimos años el sistema estuvo consumiendo las reservas de los recursos hídricos por sobre lo recomendable y que la crisis de fines de los 90's tiene su explicación en dicha situación y en los problemas regulatorios que inhibían la inversión en centrales térmicas. Los problemas institucionales, regulatorios y exógenos identificados se conjugan con la ya compleja estructura del mercado eléctrico para dar forma a un problema cuya solución demanda la participación activa de todos los actores y un liderazgo incuestionado por parte del estado.

En efecto, a pesar de que la reforma reconoce, prácticamente en todos los países de la región, el carácter de monopolio natural de las redes de transmisión y distribución, asimismo reconoce también el libre acceso a las redes para facilitar la competencia entre los generadores, en el abastecimiento de los clientes libres y de los distribuidores. Estas expectativas de competencia no se han cumplido por distintas razones, desde la integración corporativa de la generación y transmisión e, incluso, distribución, a los efectos de la falta de inversión para superar problemas de congestión y necesidad de expansión del sistema de transporte. De igual manera, la concentración de contratos en unos pocos generadores viene constituyéndose en una barrera a la competencia y, sobretodo, a la entrada de nuevos actores al mercado. Un análisis del índice *Herfindahl-Hirschman* permite concluir que los países considerados en este estudio presentan un grado de concentración de la propiedad de la industria eléctrica entre moderado y altamente concentrado.

La privatización de la industria eléctrica, las exigencias de los estados para que las empresas públicas cumplan con patrones de eficiencia similares a las de la empresa privada,- la eliminación de los subsidios y la disponibilidad de gas natural se tradujo en mejoras globales de la eficiencia empresarial, por la vía de la introducción de tecnologías de alto rendimiento, como es el caso de las centrales de ciclo combinado, y por la reducción de las pérdidas de operación. En relación a los costos de distribución, se redujeron fundamentalmente las pérdidas técnicas y “no técnicas” y se mejoró la relación clientes servidos por empleado. En el caso de la transmisión, las mejoras de eficiencia han venido fundamentalmente por el alza significativa de los voltajes de transmisión, siendo relativamente frecuente los voltajes de 500 kV, e incluso superiores y, por el contrario, poco frecuentes aquellos bajo los 220kV.

Dichas mejoras no se originan, en general, en políticas energéticas de los países, salvo las que derivan del marco regulatorio y que apuntan a incorporar los equipos generadores más eficientes posibles, de manera de asegurar que la nueva inversión sea despachada durante el mayor tiempo posible. La falta de políticas públicas se aplica tanto en el caso de las tecnologías energéticamente eficientes como de las energías renovables no convencionales, donde a la excepción de Brasil, no se aprecian esfuerzos sistemáticos. Es probable que los compromisos suscritos en Johannesburgo puedan inducir la introducción significativa de las energías renovables en la matriz energética.

El análisis de la evolución de los precios a nivel mayorista y minorista pareciera señalar que no siempre las mejoras de eficiencia en generación debidas a la introducción de tecnologías modernas y de alto rendimiento se tradujo en beneficios claros para los usuarios finales, especialmente para los clientes regulados, particularmente de los sectores residenciales de menores consumos. La falta de incentivos regulatorios afecta la inversión en las redes de transporte de energía y, por ende, a la eficiencia energética debido a que no sólo aumentan las pérdidas por congestión sino que retarda el reemplazo de los equipos ineficientes, tales como transformadores, cables y conductores de distribución y transmisión.

Finalmente dado el complejo panorama interno en cada uno de los países de la región parece lógico que no se hayan logrado avances significativos en el proceso de interconexión a nivel de la región. Siendo los esfuerzos a destacar, aquellos que se refieren a Centro América y a la región Andina, el primero como un intento de materialización de la idea y el segundo como un esfuerzo sistemático para llevar a cabo el proceso a partir de bases sólidas desde un punto de vista institucional y regulatorio, antes de avanzar en la concreción física de la iniciativa. Lo anterior, no ignora la importancia de las centrales binacionales y, en menor grado, de los incipientes esfuerzos realizados entre países de la región.

Para avanzar en este proceso se requiere, entre otros: establecer acuerdos entre países que permitan homogeneizar aspectos básicos de la regulación en ambos países, por ejemplo, la remuneración de las redes de transmisión; identificar condiciones de complementariedad que permitan explotar los

recursos de cada país, en períodos lluviosos, normales o secos; definir las condiciones comerciales y la operatoria tanto para las transacciones de corto plazo como las de largo plazo; composición, rol, autoridad de la entidad responsable de la operación y despacho del sistema común; normalización de los requerimientos que regirán la confiabilidad de los sistemas.

B. Conclusiones

De todo lo anterior es posible concluir que la apertura comercial que caracteriza la estrategia de desarrollo de muchos de los países de la región y las exigencias de dar sustentabilidad a dicho desarrollo, parecería sugerir la conveniencia de que los países recuperen sus capacidades de definir orientaciones de largo plazo, coordinar los esfuerzos de los distintos actores y definir claras políticas que apunten a un abastecimiento seguro y de calidad, respetuoso del medio ambiente, a satisfacer los requerimientos energéticos de toda la población, a una diversificación de las opciones energéticas que concilie el corto, mediano y largo plazo y que incorpore a la población en esquemas efectivos de participación informada desde las primeras etapas de concepción de los proyectos energéticos importantes.

En el marco de una política energética como la señalada, la eficiencia energética debería jugar el rol de opción estratégica en el abastecimiento de los requerimientos de la población y de las actividades económicas, tanto en el caso de los países exportadores de energía como de aquellos que son deficitarios de estos recursos, más aún si se considera la reticencia a invertir en la mayoría de los países analizados. Desde una perspectiva de más largo plazo, los países deberán enfrentar desde ya el desafío de modificar sus matrices energéticas de manera de que las energías renovables satisfagan un porcentaje creciente de las necesidades de los países de la región.

Dados los resultados respecto de la concentración de la propiedad y de la reintegración vertical de hecho que se ha producido, principalmente como resultado de la transnacionalización de la industria, parecería conveniente, por lo menos en los sistemas medianos y con mayor razón en los pequeños, promover la integración vertical de los sistemas, imponiendo a los futuros concesionarios la obligación de abastecer la demanda del área que les sea asignada. En consecuencia, cabe preguntarse si las eventuales ventajas de la competencia, que en la práctica no habrían ocurrido, compensan la potencial o real vulnerabilidad de los sistemas, con los impactos económicos, ambientales y sociales que podría acarrear el desabastecimiento.

En los casos en que la disyuntiva se plantea, cabría evaluar la conveniencia de apuntar a la reforma clásica con desintegración del sistema y el mercado como operador del mismo o mantener el esquema de comprador único que existe en algunos países. A su vez, frente a la vulnerabilidad de los sistemas convendría interrogarse acerca de bajo cuales condiciones el estado podría jugar su rol subsidiario, obviamente en la medida que se aseguren los necesarios recursos económicos, legales e institucionales. En el caso de la transmisión, se plantean dos alternativas básicas: a) la optimización económica del uso de esta infraestructura mediante sofisticados esquemas de remuneración o b) la satisfacción de las necesidades de transmisión, asegurando los recursos requeridos para la expansión de las redes, su operación y mantención.

No parece conveniente, como sugieren algunos especialistas, reducir el nivel de demanda máxima requerido para constituirse en cliente libre, incluso llegando a 100 kW, como una forma de promover la competencia. La incertidumbre que ello genera tanto a nivel de los generadores como de los distribuidores se transforma en un freno adicional al desarrollo de la inversión en estos segmentos.

La tendencia a la concentración de la industria eléctrica, incluso en mercados más maduros y desarrollados, parecería cuestionar la conveniencia de la existencia de bolsas de energía como un método destinado a beneficiar a los usuarios finales.

A partir de las conclusiones anteriores cabe preguntarse si el abastecimiento eléctrico es un servicio público o un negocio. En función de la respuesta a este interrogante, algunas de las alternativas planteadas dejan de tener sentido y otras de las propuestas o se refuerzan o pueden ser cuestionables.

Bibliografía

- Altomonte, Hugo (2002) “Las complejas mutaciones de la industria eléctrica en América Latina: Falacias institucionales regulatorias”, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Abril.
- Altomonte, Hugo (2001) “Políticas Públicas para el desarrollo sustentable del sector energético”. IV Conferencia Interparlamentaria de Minería y Energía. CEPAL, Santiago de Chile 18-20 de julio 2001.
- Alvarado, Fernando L (1999) “Market Power: A Dynamic Definition”. The University of Wisconsin. Madison, Wisconsin.
- Ayala, Ulpiano y Jaime Millán (2002) “La sostenibilidad de la reforma del sector eléctrico en Colombia”. Fedesarrollo. Febrero, p-19.
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2001) “Competitiveness: The business of growth”. *Report Economic and social progress in Latin America*. Washington D.C.
- Banco Mundial y Electricité de France (EDF) (1993) “Power Supply in Developing Countries: Will Reform Work”. *Actas de la mesa redonda*, Washington D.C., abril 27-28.
- Campodónico, Humberto. (1999) “Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000” *Serie Reformas Económicas No. 25*, CEPAL. Santiago, Chile. Mayo.
- ____ (2000) “Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú”. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura No. 8*. CEPAL. Santiago, Chile. Marzo.
- Casas R., Teofilo, 2004, “Análisis de la Evolución de los Precios y Tarifas de Electricidad en el Perú, (1994-2002)”, CEPAL, Enero.
- Celescueki, Hércules y J. Roberto Martins (2002) “Panorama del sector de energía en Brasil” Informe País. Noviembre.
- CIER (1999) "Simulación de los sistemas aislados y potencial para interconexión". *Proyecto CIER 02 Mercados Mayoristas e Interconexiones Fase I, Corporación Andina de Fomento*. Marzo.

- ___ (2002) "Crisis de Abastecimiento Eléctrico del año 2001 en Brasil". *Revista CIER Año XI, No. 41*. Octubre/Noviembre/Diciembre
- Corredor, Germán, 2004 "Evolución de tarifas de energía eléctrica en Colombia. Sector residencial e industrial a partir de la reforma", CEPAL, Febrero.
- Devoto, Alberto E (2002) "Algunas reflexiones sobre la actualidad del sector eléctrico argentino" *VI Reunión anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía*. Quito, Ecuador. Marzo
- Galetovic, Alexander y Juan Carlos Olmedo (2003) "Abastecimiento Eléctrico en el SIC: ¿Qué tan Probable es un Déficit?". Centro de Estudios Públicos, Puntos de Referencia, 270, Septiembre.
- Harvey Hal, Paulos Bentham and Heitz Eric (2001) "California and the Energy Crisis: Diagnosis and Cure" Energy Foundation, March 8, 2001
- Jardín, J.A, Ramos D.S, Martín J.S:C, Reis L.B. y C.M.V. Tahan (2002). "Brazilian Energy Crisis". *IEEE Power Engineering Review*, April.
- Joskow, P.L. y R. Schmalensee. (1983), "Market for Power: An analysis of the electric utility deregulation", MIT Press, Cambridge, Mass.
- Kerszberg, Ernesto M. (2003) "Regulación del Sector Eléctrico en la Argentina". *VII Reunión anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía*, Oaxaca, México, 25-28 de Mayo, presentación sin publicar.
- Lizardo, Joao y Hermes de Araújo (2002). "Investment in the Brazilian ESI-What went wrong? What should be done?" Instituto de Economía da Universidade Federal do Rio de Janeiro, sin publicar.
- Maldonado, Pedro Márquez, Miguel e Iván Jaques (1998) "Guía para la formulación de los marcos regulatorios" Serie Medio ambiente y desarrollo No. 10. Santiago, Chile, septiembre
- Mercados Energéticos y OLADE (2002) "Situación Energética en Suramérica", Corporación Andina de Fomento
- Ministerio de Minas e Energía MME (2003), "Proposta de Modelo Institucional do Sector Eléctrico", Julho.
- OLADE (1990) "La deuda externa de América Latina y el Caribe, un obstáculo al desarrollo energético regional", *Actas del I Congreso Nacional de Energía*. Santiago, Chile, abril.
- ___ (1992) "El Papel del Estado en el Sector Energía." *ENERLAC 93*. Quito. Ecuador, noviembre.
- OLADE/CEPAL/GTZ (2000), "Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas", Quito, Ecuador, julio.
- OSINERG (2003) "Avances regulatorios del Perú". *VII Reunión anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía*, Oaxaca, México, 25-28 de Mayo, presentación sin publicar.
- Pistonesi, Héctor (2002) "El Sistema Eléctrico Argentino: Inversión y Competencia". Noviembre.
- PRIEN (1995) "Reestructuración energética y desarrollo sustentable: el caso del sector eléctrico chileno" CEPAL, División de recursos naturales y energía, enero.
- ___ (1997) "Análisis de la legislación eléctrica en América Latina". CEPAL, División de medio ambiente y desarrollo. Santiago, Chile, mayo.
- Queiroz Pinto, Helder (2001) "A comparative analysis of energy regulatory agencies in Brazil" *Competition and regulation: The energy sector in Brazil and the UK/EU*. Oxford, UK, June.
- Rozas Balbotín, Patricio (1999) "La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria" *Serie recursos naturales e infraestructura, No. 5*. CEPAL. Santiago, Chile, diciembre.
- Rudnick, Hugh (1996) "Pioneering electricity reform in South America". *IEEE Spectrum*. August. pp 38-44
- ___ (2002) "California Crisis Influences further reforms in Latin America" *IEEE Power Engineering Review*, August.
- Rudnick, Hugh, Varela, Ruy y William Hogan (1997) "Evaluation of alternatives for power system coordination and pooling in a competitive environment" *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No.2*. May.
- Sanchez Albavera, Fernando y Hugo Altomonte (1997) "Las reformas energéticas en América Latina" *Serie Medio ambiente y desarrollo No. 1*. CEPAL, Santiago, Chile. Abril.
- UPME (2002) "Plan de Expansión preliminar, Generación-Transmisión 2002-2011".
- Uribe, Evamaría (2002). "Sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico colombiano. Comentarios al documento de Fedesarrollo". Washington, mayo, presentación sin publicar.
- Wamukonya, Njeri (2002) "African power sector reforms: some emerging lessons" December, draft.
- Zoratti, Alberto, (2004) "Análisis Comparativo de Precios en el Mercado Mayorista y Tarifas a Consumidor Final en Argentina", CEPAL, Enero.

Anexos

Anexo: Grado de concentración del mercado, estimación del índice HHI (*Herfindahl-Hirschman*)

Cuadro 16
COMPOSICIÓN DEL PARQUE GENERADOR DE ARGENTINA

GRUPO ECONÓMICO	UNIDAD	ANÁLISIS POR UNIDAD		ANÁLISIS POR GRUPO	
		P [MW]	Si ²	P[MW]	Si ²
AES	AES-ALICURA	1 000	19	2 778	148
	AES-AMERICA	650	8		
	AES-PARANA	845	14		
	AES JURAMENTO	72	0		
	AES CARACOLES SRL	45	0		
	H. RIO JURAMENTO	111	0		
	DIQUE	55	0		
APUAYE	H. TUCUMAN	52	0	69	0
	H. RIO HONDO	17	0		
CAMUZZI	PIEDRABUENA	620	7	620	7
CAPEX	CAPEX	662	8	662	8
CMS	C.T. MENDOZA	508	5	636	8
DUKE	H. CERROS	450	4	546	6
	COLORADOS		0		
	A. VALLE		96		
EDF	HIDISA	388	3	605	7
ENDESA	H. CHOCON	.320	33	4.469	383
	C. COSTANERA	2 304	102		
ENRON	DOCK SUD	845	14	64	0
	M.MARANZANA	64	0		
	F. MORADO	63	0		
FATL y F-IATE	CT DEL NOA	164	1	657	8
	CT DEL LITORAL	70	0		
	SORRENTO	212	1		
	CT DEL NEA	148	0		
PETROBRAS	H. P. P. LEUFU	255	1	1 921	71
	GENELBA	674	9		
	PLUSPETROL	992	19		
POWERCO	GUEMES	261	1	261	1
	C. NEUQUEN	375	3		
TOTAL	H. PIEDRA DEL AGUILA	1 400	38	3 543	241
	C. PUERTO	1 768	60		
TURBINE POWER	C.T.G. ROCA	124	0	124	0
	CARTELLONE Y PESCARMONA	96	0		
TECHINT	CEMPPSA	96	0	96	0
	GIE AREGENER	163	1		
PROVINCIALES	CT MENDOZA COG	46	0	1 438	40
	GECOR	289	2		
	EPEC	1 149	25		
	ESEBA	413	3		
	CASA DE PIEDRA	60	0		
	N.A.S.A-CNE	648	8		
	N.A.S.A-CNA	357	2		
NACIONALES	SALTO GRANDE	945	17	3 660	257
	YACYRETA	1 710	56		
TOTAL ARGENTINA		22 831	467	22 831	1 190



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 Doderó 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. Energia e pobreza: problemas de desenvolvimento 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, septiembre 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](#)

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.
 - [www](#) Disponible también en Internet: <http://www.cepal.org/> o <http://www.eclac.org>

Nombre:
Actividad:
Dirección:
Código postal, ciudad, país:
Tel.: Fax: E.mail: