



Munich Personal RePEc Archive

Investment and productivity in the bolivian electricity industry

Gover Barja

<http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/7/4537/lcl1172e.pdf>

February 1999

Online at <http://mpa.ub.uni-muenchen.de/23461/>

MPRA Paper No. 23461, posted 24. June 2010 06:32 UTC

SERIE
REFORMAS ECONÓMICAS

15

INVERSIÓN Y PRODUCTIVIDAD
EN LA INDUSTRIA BOLIVIANA
DE LA ELECTRICIDAD

Gover Barja Daza

LC/L.1172
Febrero de 1999

Este trabajo fue preparado por el señor Gover Barja Daza, Ph.D., Profesor Asociado de Maestrías para el Desarrollo de la Universidad Católica Boliviana/HIID, para el Proyecto “Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa” (HOL/97/6034). Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

INDICE

RESUMEN	5
I. INTRODUCCION	7
II. EL PROCESO DE LAS REFORMAS EN EL SECTOR	9
1. Estructura de la industria antes de la capitalización	9
2. Breve descripción del proceso de capitalización en general	10
3. Los procesos de separación vertical de ENDE, capitalización de las empresas generadoras y venta de empresas distribuidoras	11
III. LA LEY DE ELECTRICIDAD Y LA REGULACION DE LA INDUSTRIA	15
1. Algunas características de la industria.....	15
2. La Ley diseña la estructura de la industria.....	16
3. La regulación en el mercado mayorista	18
4. La actividad del transporte y su regulación	21
5. La regulación en el mercado minorista.....	23
IV. LA GESTIÓN EMPRESARIAL	27
1. Estructura de la oferta de generación	27
2. Evolución de los precios de energía y potencia	30
3. Algunos indicadores de eficiencia interna en generación	32
4. El resultado sobre las inversiones en generación y transporte	35
5. Las empresas distribuidoras y la demanda.....	37
6. Demanda y segmentación de mercados	39
7. Evolución de las tarifas promedio al consumidor	40
8. Algunos indicadores de eficiencia interna en distribución.....	43
9. El resultado sobre las inversiones en distribución.....	46
10. Resumen de las inversiones en generación y distribución	47
V. CONCLUSIONES	49
BIBLIOGRAFÍA	55

Notas

RESUMEN

Este documento proporciona un informe analítico del impacto de las reformas estructurales de segunda generación en la industria boliviana de electricidad. En particular se evalúa su impacto inicial sobre la evolución de la inversión sectorial y sus determinantes. Desde 1985, Bolivia dio inicio a un proceso de liberalización de su economía mediante las llamadas reformas de primera generación. Las reformas de segunda generación, que afectaron al sector eléctrico en forma directa, se iniciaron en 1994-1995.

Con la Ley de Capitalización, la Ley del Sistema de Regulación Sectorial y en particular la Ley de Electricidad, el sector eléctrico experimentó transformaciones estructurales de mucha importancia. La Empresa Nacional de Electricidad, perteneciente al Estado, se retiró de la administración y responsabilidad del desarrollo del Sistema Interconectado Nacional. La separación vertical y horizontal de sus actividades permitió la entrada y coexistencia de varias empresas privadas en generación, una empresa privada en transmisión y varias empresas privadas y cooperativas en distribución. Esta nueva estructura permitió el desarrollo de un mercado mayorista de electricidad administrado por el Comité Nacional de Despacho de Cargas y un mercado minorista sujeto a regulación. La Superintendencia de Electricidad fue creada para administrar la Ley de Electricidad y asegurar la eficiente operación del sistema.

Entre los principales resultados, se observa que la inversión en 1997 fue de US\$ 115 millones, con una tasa de crecimiento de 117% y lográndose por primera vez en la historia de la industria un monto mayor a los US\$ 100 millones en un solo año. Asimismo, la inversión programada para 1998 indica que ésta habría alcanzado US\$ 132 millones. La inversión en años posteriores estará influenciada por la evolución del mercado doméstico, la rentabilidad lograda en condiciones de competencia y/o regulación y las posibilidades de exportación al Brasil.

I. INTRODUCCION

En mayo de 1993 se llevó a cabo el primer seminario sobre reformas en el sector eléctrico boliviano, auspiciado por el Banco Mundial. En esa oportunidad, la representación del Banco resaltó que sus préstamos al sector eléctrico en países en desarrollo, ascendían a cerca del 15% del total de préstamos realizados en 1991, siendo esta una característica de su cartera anual. Estos préstamos habrían contribuido a la extraordinaria ampliación de los sistemas eléctricos de dichos países, alcanzando altas tasas de electrificación, economías técnicas de escala y aprovechamiento de recursos escasos, generalmente a través de monopolios estatales verticalmente integrados. A pesar de estos logros, el Banco destacó, como principal problema, la falta de eficiencia en el funcionamiento de los sistemas eléctricos, expresados en tarifas insuficientes, continuo aumento de pérdidas, creciente consumo de combustibles en generación, sobre inversión, incremento continuo del servicio de deuda, politización de la gestión empresarial, tasas de rentabilidad decrecientes y tasas de autofinanciamiento decrecientes.

A partir de este diagnóstico, el Banco definió su participación financiera futura sujeta a tres principios: (1) restaurar la eficiencia económica del sector mejorando la eficiencia en la gestión empresarial, en la operación y expansión de los sistemas eléctricos y en la introducción de precios eficientes; (2) introducir competencia donde sea posible y regular aquellas áreas donde no sea posible; (3) prestar sólo a aquellos países comprometidos en atacar los problemas estructurales de su sector eléctrico.

En la misma oportunidad se discutió el caso boliviano, resaltando el desafío de atender una demanda creciente de alrededor del 7% anual e identificando los principales problemas del sector, referidos a: (1) una tasa de cobertura eléctrica del 56% a pesar de los extraordinarios logros en expansión del sistema; (2) tarifas distorsionadas por no reflejar el costo económico del servicio; (3) un marco regulatorio débil, sin independencia de gestión y autonomía presupuestaria; (4) falta de claridad jurisdiccional entre el gobierno y los municipios; (5) carencia de incentivos para atraer capital privado, promover la competencia y mantener altos niveles de eficiencia.

Ese año ya se discutían como posibles soluciones la apertura del sector a la iniciativa privada, para promover la competencia, la eficiencia y atraer capitales al sector; reorientar la función del Estado hacia la regulación, formulación de políticas y fomento de la inversión privada; el contar con un nuevo marco regulatorio independiente y transparente contenido en una Ley de Electricidad que defina la nueva estructura del sector, incluyendo la separación de la actividad de distribución de las actividades de generación y transmisión; regulación de tarifas

que reflejen el costo económico de suministro manteniendo el valor real de las mismas en forma oportuna; regulación por una autoridad nacional y no por las municipalidades.

Si bien se encontraron coincidencias entre las experiencias del Banco Mundial con el caso de la industria boliviana de electricidad, no necesariamente existió consenso sobre la necesidad de reformas importantes en el sector, debido (1) al destacado desempeño del sector eléctrico boliviano comparado con el resto de Latino América, (2) la coexistencia de empresas privadas con una empresa pública, muy diferente en su desempeño, comparada con el resto de las empresas públicas bolivianas, y (3) un Código de Electricidad que permitió el desarrollo del sector. Hoy en día la percepción es que existe consenso de que las reformas eran necesarias, aunque falta aún mucho por hacer para perfeccionarlas. Este cambio de opinión habría ocurrido luego de un período de experimentación con la nueva estructura, lo que permitió un entendimiento práctico del objetivo de eficiencia económica.

El presente documento es un relato-informe sobre los acontecimientos posteriores a 1993, dirigido a descubrir los determinantes actuales de las decisiones de inversión por parte de los agentes involucrados en esta industria. El proceso de las reformas ocurrió durante los años 1994-95 con la promulgación de la Ley de Capitalización, Ley del Sistema de Regulación Sectorial, Ley de Electricidad y sus Reglamentos, y posteriormente, con la capitalización de las empresas generadoras propiamente.

La nueva estructura de la industria empezó a operar en forma incompleta a partir del segundo semestre de 1995. El Comité Nacional de Despacho de Carga, pieza fundamental para el funcionamiento del mercado mayorista, inició operaciones en febrero de 1996, con dificultades que hasta hoy no se han resuelto completamente. La privatización de la actividad de transporte de electricidad ocurrió recientemente, en junio de 1997, y la aplicación del nuevo régimen de costos medios tope para la actividad de distribución, se implementaría durante el segundo semestre de 1998. Las fechas de todos estos acontecimientos, muestran que en Bolivia esta industria aún se encuentra en transición y con pocos años de funcionamiento bajo la nueva política regulatoria sectorial, aunque sí se encuentra en camino hacia su consolidación.

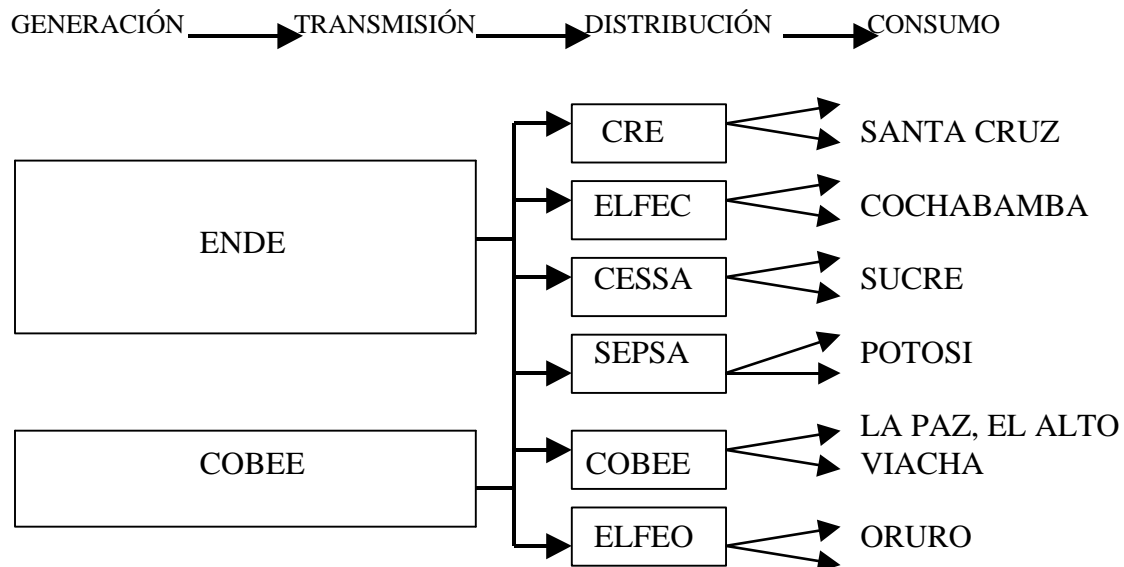
En la sección II se relata el proceso de las reformas ejecutadas en el sector. La sección III presenta una descripción analítica de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, como instrumento fundamental en la definición de las reglas del juego en este sector y teniendo impacto directo sobre las decisiones de inversión de las empresas. La sección IV discute los acontecimientos posteriores a las reformas en cuanto a la gestión empresarial, la producción y demanda, los precios, algunos indicadores de eficiencia interna, las inversiones ejecutadas y las proyectadas. Luego, la sección V presenta comentarios finales sobre lo acontecido en la industria boliviana de la electricidad y sus perspectivas.

II. EL PROCESO DE LAS REFORMAS EN EL SECTOR

1. Estructura de la industria antes de la capitalización

El Diagrama 1 muestra un esquema del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los actores participantes y sus actividades hasta 1994. Por un lado se encontraba la estatal Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en generación y transmisión de energía, complementándose con la generadora privada Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE), para la provisión de energía a las principales ciudades bolivianas y sus alrededores¹. Si bien existía alguna competencia entre ambas empresas, esta se circunscribía únicamente en la atención de algunos grandes consumidores en forma directa, en los sectores de minería e industria. Al interior del SIN, ENDE poseía un monopolio en la generación y transmisión para atender a las distribuidoras Cooperativa Rural Eléctrica (CRE); Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba (ELFEC), de la cual poseía el 75% de las acciones; Cooperativa Eléctrica Sucre (CESSA) y Servicios Eléctricos Potosí (SEPSA). Por su lado, COBEE poseía monopolio en generación y transmisión para abastecer las ciudades de La Paz, El Alto y Viacha a través de su División de Distribución La Paz, y a la ciudad de Oruro a través de su subsidiaria Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro (ELFEO).

Diagrama 1



El Cuadro 1 ayuda a visualizar las magnitudes de participación de cada empresa en los mercados atendidos tanto por el SIN, como por los sistemas aislados durante el año 1994. Durante dicho año, ENDE participó con el 75.1% de la capacidad generadora del SIN (72.7% termoeléctrica y 27.3% hidroeléctrica) y COBEE participó con 23.15% (100% hidroeléctrica). De la producción vendida a través del SIN, ENDE participó con 66.7% y COBEE con 30.5% de la misma. En cuanto a los sistemas aislados de propiedad de ENDE, tenemos el Sistema del Departamento de Tarija que abastece a las ciudades de Tarija, Villa Montes, Yacuiba y Bermejo, con una capacidad instalada en generación de 25.29 MW (66% termoeléctrica y 34% hidroeléctrica) y producción de 64.7 GWh, distribuida a través de la empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR). El Sistema de Trinidad posee 9.18 MW de capacidad de generación, 100% termoeléctrica, y su producción se distribuye a través de la Cooperativa de Servicios Eléctricos (COSERELEC), para abastecimiento de la ciudad de Trinidad. El Sistema de Cobija posee 1.83 MW de capacidad en generación 100% termoeléctrica, cuya producción también se distribuye por ENDE para abastecimiento de la ciudad de Cobija.

Cuadro 1
CAPACIDAD DE GENERACIÓN Y PRODUCCIÓN POR SISTEMAS DURANTE 1994

EMPRESA	CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN MW		PRODUCCION EN GWh	
Sistema Interconectado Nacional				
ENDE	461.3	75.10%	1,686.9	66.66%
COBEE	142.2	23.15%	771.5	30.49%
Otros (1)	10.7	1.74%	72.0	2.86%
TOTAL	614.2	100%	2,530.4	100%
ENDE Sistemas Aislados (2)				
Tarija	25.29		64.66	
Trinidad	9.18		22.81	
Cobija	1.83		3.53	
TOTAL	36.30		91.0	

Fuente: ENDE. (1) Otros se refiere a la planta hidroeléctrica del Río Yura perteneciente a la estatal Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL). (2) Los datos de los sistemas aislados se refieren únicamente al período octubre - diciembre.

2. Breve descripción del proceso de capitalización en general

El proceso de capitalización, en su conjunto, se llevó a cabo en el período 1994-97 con un objetivo de política macroeconómica muy específico: incrementar la tasa de inversión y productividad para asegurar el desarrollo de los sectores de infraestructura básica, con miras a efectos multiplicadores en la tasa de crecimiento del PIB y la tasa de crecimiento del ahorro interno. A diferencia de una privatización clásica, en la que el Estado busca obtener recursos para dirigirlos a corregir problemas del sector fiscal y asegurar la estabilidad macroeconómica, la capitalización trata, fundamentalmente, del fomento del crecimiento económico mediante la asociación entre el Estado e inversionistas privados, en la que el Estado aporta con sus empresas públicas y el inversionista, nacional o internacional, aporta con capital en un monto igual al valor de mercado de las empresas públicas, creando así una nueva empresa con el doble de valor y en la que el inversionista recibe 50% de las acciones y el control de la administración de la empresa. El restante 50% de las acciones es de los bolivianos y se distribuye a los mismos, ya sea en forma directa o a través del sistema del fondo de pensiones reformado.

Bajo este marco conceptual, la estrategia de capitalización siguió dos etapas, la primera consistió en la elaboración y aprobación de la Ley de Capitalización en marzo de 1994. Esta Ley expone los principios arriba mencionados y traza las líneas generales para llevar a cabo el proceso. Luego se conformaron grupos de trabajo que definieron la estrategia global a seguir para la capitalización de las seis empresas más grandes del Estado: La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), La Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE), la Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTEL), la empresa aérea Lloyd Aéreo Boliviano (LAB) y la Empresa Metalúrgica Vinto (EMV). La segunda fase se inició con la creación del Ministerio de Capitalización, que se encargó de la formulación de los proyectos de ley sectoriales y el proyecto de ley sobre el Sistema de Regulación Sectorial, SIRESE. Esta última fue aprobada en octubre de 1994.

Posteriormente el Ministerio de Capitalización se encargó de ejecutar el programa de capitalización de dichas empresas también siguiendo varias etapas: (1) La conformación de sociedades anónimas mixtas o SAM's, con la participación de los empleados de las empresas, mediante su libre decisión de utilizar sus beneficios sociales en la compra de acciones de la empresa a ser capitalizada, (2) la licitación pública internacional para la capitalización de la empresa, en la que el Estado ofrece sus activos y el inversionista privado ofrece contribuir con nuevo capital equivalente al valor de mercado de la empresa, (3) la creación de una nueva sociedad anónima, en la que el inversionista seleccionado se convierte en socio con derecho a administrar la empresa, dados sus conocimientos técnicos y experiencia, y con derecho a utilizar el aporte capitalizador en la ejecución del programa de inversiones, para el logro de las metas de política pública convenidas con el Estado mediante contrato.

3. Los procesos de separación vertical de ENDE, capitalización de las empresas generadoras y venta de empresas distribuidoras

La Empresa Nacional de Electricidad, ENDE, fue creada en 1962 por el Estado Boliviano con el objeto de generar, transmitir, vender energía y ejecutar el Plan Nacional de Electrificación. En 1994, ENDE era propietaria del 75.1% de la potencia instalada en generación en el SIN con 461.3 MW, también operaba 2,348 km. de líneas de transmisión y contribuyó ese año con 1,686.9 GWh de energía, correspondiente al 66.7% de la producción total del SIN.

La cronología del proceso de capitalización de ENDE fue la siguiente: En un proceso llevado a cabo en coordinación con el Banco Mundial, se seleccionó a Schroders como Banco de Inversión, cuya tarea fue la de supervisar la selección de la empresa capitalizadora. También se seleccionó a Reid & Priest como asesor legal y a Fieldstone Private Capital Group como asesor estratégico en la primera etapa. En junio de 1994 se publicaron las invitaciones para precalificación, a esta invitación respondieron 31 empresas a quienes se difundió información acerca de la industria de la electricidad boliviana. En diciembre del mismo año se aprobó la Ley de Electricidad que diseñaba la nueva estructura de la industria y describía las características del marco regulatorio para el sector. En marzo de 1995 se emitió la convocatoria a licitación pública internacional y se vendieron los Términos de Referencia para la capitalización de las tres

empresas generadoras, de sociedad anónima mixta, SAM, formadas a partir de ENDE con la participación de 90% de sus trabajadores, mediante la firma de contratos de opción de compra y adquisición de acciones de las empresas. En abril del mismo año se promulgaron los balances de apertura de las tres empresas generadoras, CORANI SAM, GUARACACHI SAM y VALLE HERMOSO SAM, determinándose los activos y pasivos a ser capitalizados. Los pasivos de ENDE totalizaban US\$ 190.18 millones al 30 de marzo de 1995 referida a la deuda externa e interna de la empresa, incluyendo el pasivo laboral. En mayo, siete inversionistas presentaron credenciales de calificación para posteriormente presentar propuestas económicas, estas empresas fueron AES Americas, Inc., Consorcio Constellation Energy, Energy Initiatives, Inc., Energy trade and Finance Corporation, Enron Electric (Bolivia) Ltd.-Ice Ingenieros S.A., Inverandes S.A. y Dominion Energy Inc.

En junio se adjudicó CORANI SAM, con un pasivo de US\$ 63 millones, a la empresa Dominion Energy, Inc. por un monto de US\$ 58.8 millones. GUARACACHI SAM, con un pasivo de US\$ 14.2 millones, se adjudicó a la empresa Energy Initiatives Inc. por un monto de US\$ 47.1 millones y se adjudicó VALLE HERMOSO SAM al consorcio Constellation Energy Inc. por un monto de US\$ 33.9 millones y un pasivo de \$us. 38.1 millones. Las tres empresas se adjudicaron la suscripción del 50% de las acciones de las empresas generadoras capitalizadas por un monto total de US\$ 139.8 millones. En julio del mismo año se firmó el contrato de capitalización, suscripción de acciones y de administración entre el Gobierno de Bolivia, Cititrust Limited y cada una de las empresas capitalizadoras previo depósito de sus ofertas en cuentas bancarias de cada una de las empresas capitalizadas. En todos los casos las empresas aceptaron el compromiso de utilizar 90% de los montos de capitalización en inversiones de capital en generación y 10% como capital de operación durante un período máximo de siete años.

El mismo mes cada una de las empresas se transformó en sociedad anónima creándose la Empresa Eléctrica Corani S.A., Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. y Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.. Con la capitalización de las empresas de generación, el gobierno boliviano habría asegurado una inversión mínima de US\$ 139.8 millones en expansión de la capacidad de generación para los próximos siete años y el pago de \$us. 115.3 millones equivalentes al 60.6% de los pasivos de ENDE. Cada empresa sería, además, libre de ejecutar sus compromisos de inversión en un tiempo menor al previsto e incrementar los montos de inversión más allá de lo comprometido, según la conveniencia de estas para atender el mercado doméstico o desarrollar capacidad de exportación de electricidad.

La Compañía Boliviana de Energía Eléctrica, COBEE, inició operaciones en 1925 bajo las leyes de Nova Scotia, Canadá. La compañía normalmente realizó las actividades de generación, transmisión y distribución atendiendo los mercados de las ciudades de La Paz y El Alto y la ciudad de Oruro, estando sus sistemas interconectados con la red de la empresa estatal ENDE, de la que adquiriría electricidad en horas pico (aproximadamente 29% de sus ventas de electricidad en 1995) y con la cual competía en la provisión de electricidad a las minas y otras actividades industriales.

En 1994 las empresas Liberty Power Latin America y Cogentrix Energy Inc. se unieron para adquirir 17.1% de las acciones de COBEE. Posteriormente, en cumplimiento con la Ley de Electricidad, en 1995 COBEE inició el proceso de separación de actividades de la compañía, creando la subsidiaria ELECTROPAZ a quién transfirió todos los activos de su División La Paz (400 km. de líneas de transmisión y 2065 km. de líneas de distribución); en julio de 1996 transfirió todos los activos de su División Oruro (367 km. de líneas de transmisión y 506 km. de líneas de distribución) a su ex subsidiaria ELFEO. Luego de una oferta de venta en diciembre de 1995, COBEE aceptó la oferta de la compañía portuguesa Iberdrola Investimentos Sociedade Unipessoal L.D.A. (IBERDROLA), por un monto agregado de US\$ 65.3 millones, la cual adquirió así las empresas de distribución de electricidad ELECTROPAZ y ELFEO, y en ambos casos, con un contrato de compra, hasta el año 2008, de toda la electricidad que COBEE (ahora solo generación) pueda producir.

Como resultado del reordenamiento de la industria de la electricidad, COBEE obtuvo una concesión de 40 años a partir de 1990 para la actividad de generación de electricidad, y por un período de siete años a partir de 1994, la compañía deberá recibir una tasa de retorno a su capital de 9% establecido bajo el Código de Electricidad. Luego, por otros siete años, la compañía podrá elegir entre permanecer con la tasa de retorno establecida en el Código de Electricidad o vender su electricidad siguiendo las reglas establecidas en la Ley de Electricidad. Pasados esos 14 años, la compañía deberá sujetarse a la Ley de Electricidad.

La Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba, ELFEC SAM, una empresa de distribución de electricidad en dicha ciudad, poseía la siguiente estructura accionaria a diciembre de 1994: Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) 75.15%; Alcaldía de Cochabamba 20.30%; Ocho Alcaldías Provinciales 3.42%; Particulares 4.13%. Como parte de la reestructuración del sector eléctrico, ENDE debía disponer de su participación mayoritaria como accionista. Para este efecto, tanto ENDE como las Alcaldías, emitieron resoluciones que autorizaban la venta de sus acciones en ELFEC. Luego, en junio de 1995, se autorizó la convocatoria para la licitación pública internacional de las acciones y venta de los términos de referencia. Estos últimos incluían requisitos de experiencia y eficiencia en la administración de empresas de distribución de electricidad, así como requerimientos de venta de acciones a los empleados hasta un monto igual a sus beneficios sociales durante el primer año de operación. Cuatro empresas fueron pre calificadas: Luz del Sur, Compañía General de Electricidad, EMEL S.A. y CRE-Zonagal Inverimentos, de las cuales la empresa chilena EMEL S.A. se adjudicó las acciones por un monto de US\$ 50.3 millones.

Continuando la ejecución de la reestructuración del sistema eléctrico, ENDE también debía disponer de su participación en la actividad de transmisión o transporte de electricidad. La operación del transporte de electricidad es una actividad que siempre fue llevada a cabo por ENDE, tarea que continuó ejerciendo hasta 1997 y que pudo continuar ejerciendo. La transferencia al sector privado de la transmisión fue considerada seriamente ese último año, debido a las presiones que ejercían sobre ella las empresas privadas en generación y distribución, pudiendo resultar en una actividad que distorsione el resto del sistema al absorber costos más allá de los que le correspondían. En el caso de esta actividad no se consideró una capitalización, sino

una privatización tradicional, debido a que no se requerían de inversiones en el futuro inmediato en ampliación de la red de transmisión más allá de lo que se encontraba en ejecución. Luego de una oferta abierta de venta de las instalaciones de transmisión de ENDE, incluyendo un pasivo de US\$ 74.7 millones (39.4% del pasivo restante de ENDE) y exigencias de experiencia y eficiencia en la administración de redes de transmisión, sólo la empresa española UNION FENOSA cumplió con los requisitos de la licitación y se adjudicó dichas instalaciones por un monto de \$us 39.9 millones. Inmediatamente se creó la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) que actualmente tiene a su cargo la operación de dicha actividad dentro el SIN.

III. LA LEY DE ELECTRICIDAD Y LA REGULACION DE LA INDUSTRIA

1. Algunas características de la industria

Independientemente de la magnitud de las operaciones de una industria de electricidad, existen cuatro características básicas que determinan la estructura de la misma. Estas características son las siguientes:

- (1) Desde el punto de vista del consumidor final, la electricidad es un bien homogéneo cuya demanda es inelástica y variable durante el día, semana, mes y año siguiendo un patrón predecible.
- (2) Desde el punto de vista de la producción, no existe un método único de generación de electricidad. La generación eléctrica es intensiva en capital y los costos de inversión son hundidos. La intensidad del capital varía según el tipo de planta generadora, y un sistema eficiente, combina varios tipos de plantas, debido a que esta mezcla conduce a menores costos globales para satisfacer una demanda de patrón variable. Las plantas hidroeléctricas tienen bajos costos variables de operación pero poseen altos costos fijos y por lo tanto, es apropiado que operen como oferta base la mayor cantidad de horas posible. Por el contrario, una planta termoeléctrica posee mayores costos variables de operación y menores costos fijos. Estas plantas típicamente se utilizan para satisfacer la demanda en horas de demanda media y en horas de punta o de demanda máxima. Esta asimetría en generación no es solo por tipos de plantas y costos, también es espacial.
- (3) Almacenar electricidad es muy costoso o imposible, por lo tanto, se debe contar con capacidad suficiente para abastecer la demanda a toda hora. Esto da origen a otras tres características de la industria, primero, la oferta debe ser igual a la demanda en todo momento. Segundo, la capacidad total de generación se encontrará determinada por la demanda de punta más alguna reserva. Tercero, considerando la variabilidad horaria de la demanda y una oferta asimétrica, se hace necesaria una coordinación perfecta entre todas las actividades involucradas en la provisión de electricidad a la población, para mantener la igualdad entre oferta y demanda en cada momento del día, semana, mes y año.
- (4) A medida que se desarrolla la industria, algunas actividades pasan a ser de mayor importancia y una de estas actividades, es la transmisión o transporte espacial de la electricidad al por mayor, desde puntos de generación llamados nodos de inyección, a puntos de consumo al por mayor, llamados nodos de retiro, que pueden estar separados por grandes distancias. Esta separación espacial entre la producción y el

consumo al por mayor, introduce dos elementos adicionales y muy característicos de una industria de electricidad, primero, la perfecta coordinación necesaria para mantener el balance entre oferta y demanda en todo momento, debe ahora ampliarse hacia una perfecta coordinación espacial. Segundo, la actividad del transporte propiamente, requiere de inversiones de gran magnitud dada la actual tecnología de transporte, esto es, mediante cables y postes tendidos por todo el territorio. Otra actividad que se torna importante con el desarrollo de la industria, es la distribución al por menor de la electricidad recibida al por mayor. Esta tarea también se la realiza mediante el transporte de la electricidad desde algún punto de recepción o nodo de retiro, hasta la vivienda de cada familia o punto de consumo final. La facturación, el cobro a los usuarios finales por su consumo y la atención requerida por los usuarios en forma individual son también actividades que adquieren importancia a medida que la industria se desarrolla.

2. La Ley diseña la estructura de la industria

Dadas las características básicas de una industria de electricidad descritas, la Ley de Electricidad diseña la estructura de la industria y establece los principios de regulación a aplicarse con el objeto de alcanzar eficiencia económica.

En su Título III, la Ley reconoce dos sistemas de provisión de electricidad: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados. El primero provee electricidad a las principales ciudades de los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Potosí y Chuquisaca en forma simultánea. Los Sistemas Aislados proveen de electricidad en las principales ciudades de los departamentos de Tarija, Beni y Pando, en forma independiente uno del otro. De aquí en adelante, nos concentraremos únicamente en el SIN dada la magnitud de sus operaciones comparadas con los Sistemas Aislados. La Ley en este Título también resalta las tres etapas más importantes del proceso que conecta la oferta con la demanda: Generación, transmisión y distribución. El Diagrama 2 presenta a los actores en cada una de estas etapas. En generación eléctrica tenemos a cuatro empresas: GUARACACHI S.A., VALLE HERMOSO, CORANI S.A. y la COMPAÑÍA BOLIVIANA DE ENERGIA ELECTRICA (COBEE). En transporte, tenemos a la empresa TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A. y en distribución existen seis empresas cada una distribuyendo al por menor y atendiendo al consumidor de una región particular, estas son ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, SEPSA, CESSA y ELFEO.

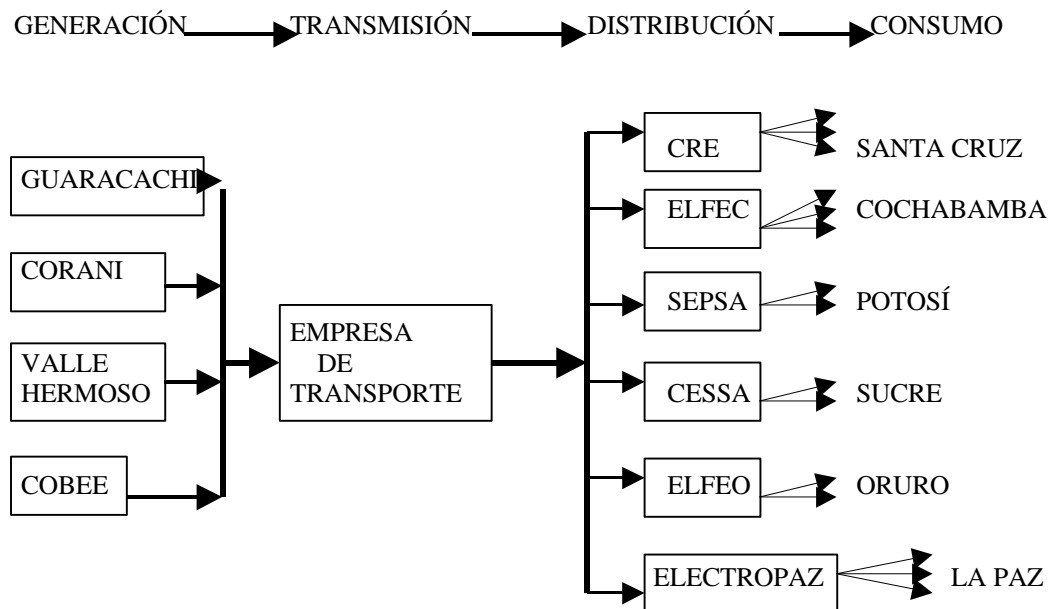
Dada la importancia de una coordinación perfecta entre generación, transmisión y distribución, era muy natural en el pasado que una empresa realice por lo menos dos de estas tres actividades, normalmente generación y transmisión. Sin embargo, la Ley en su artículo 15, establece la separación de estas actividades y de las propiedades relacionadas con las mismas. El mismo artículo también establece: (1) separación vertical o propietaria entre transmisión y distribución, a pesar que la integración de estas actividades no ha sido una práctica común en el pasado, excepto en sistemas aislados o el caso de COBEE, y (2) la separación propietaria entre generación y distribución, excepto en casos excepcionales en los que se permite a una

distribuidora poseer instalaciones de generación limitada al 15% de su demanda máxima. El Diagrama 2 muestra esta separación vertical entre generación, transmisión y distribución.

El artículo 15 también establece separación horizontal en la actividad de generación, permitiendo la existencia de más de una empresa en esta actividad al limitar la propiedad a una capacidad máxima de 35% de la capacidad instalada del SIN, dirigida al mercado interno. Esta restricción se flexibiliza si la capacidad instalada mayor al 35% se encuentra dirigida al mercado externo. La separación horizontal en generación se encuentra también acompañada por una liberalización limitada, esto se refiere a que las empresas generadoras deben competir entre sí por vender su producto, y limitada porque sólo pueden competir las actuales empresas, dado que la libre entrada se encuentra prohibida por el artículo 70 que les proporciona exclusividad hasta diciembre de 1999.

De acuerdo a lo señalado, la Ley establece la separación total de transmisión de las actividades de generación y distribución. Dadas las características de monopolio natural que exhibe la actividad de transmisión, es inevitable que no se pueda otorgar la tarea de transmisión a más de una empresa, a pesar de la no exclusividad de esta actividad definida en el artículo 2, capítulo II del Reglamento de Concesiones. Aunque en el futuro pueda existir interés por una segunda empresa en transmisión, de todas maneras cada una atendería su red para alguna región determinada, no pudiendo dos empresas invertir dos veces para atender una misma región. Esta es la característica que hace de esta actividad un monopolio natural, la cual se encuentra determinada por la actual tecnología en transmisión.

Diagrama 2



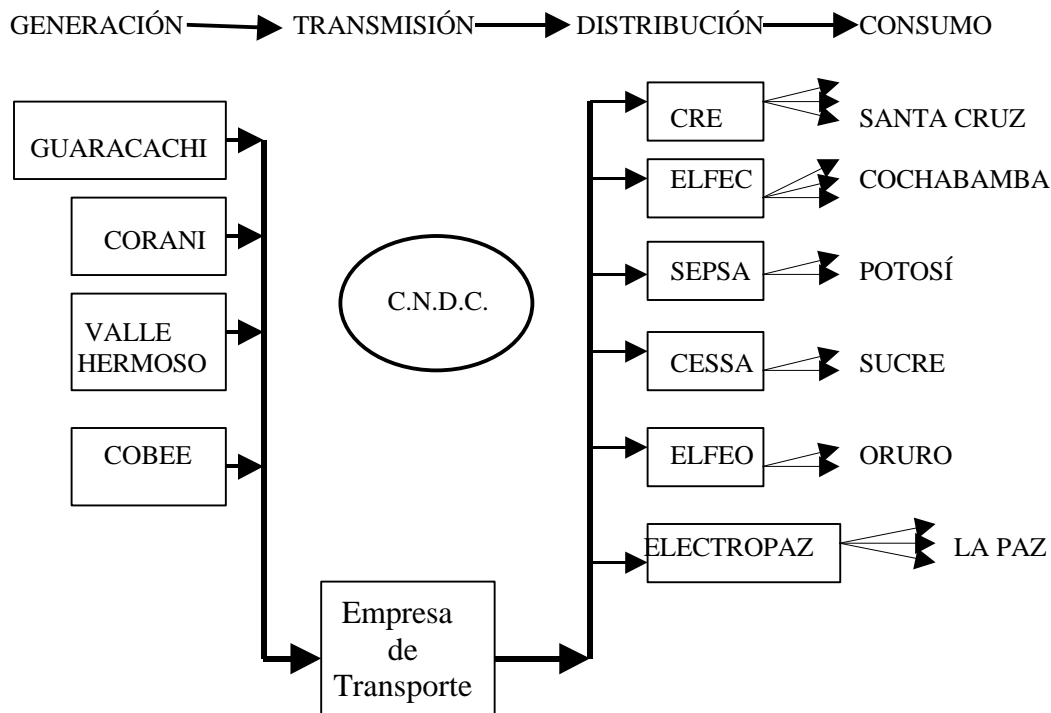
De acuerdo al Diagrama 2, se otorgaron concesiones a seis empresas distribuidoras para atender a los consumidores locales de las diferentes regiones conectadas al SIN. La Ley no

establece explícitamente separación propietaria por regiones, esta estructura regional mas bien resultó por motivos de separación espacial natural entre regiones y no por razones de fomento a la competencia entre distribuidoras, debido a que cada una se constituye en un monopolio natural en la región de su concesión. Las empresas que obtuvieron la concesión de la actividad de distribución (transmisión mediante uso de la red local y extensión de la misma) también obtuvieron indirectamente la concesión de la actividad de atención al consumidor (instalación de medidores, facturación, recolección de los pagos y atención de reclamos). En el caso boliviano se optó por la integración de estas actividades bajo responsabilidad de una sola empresa.

3. La regulación en el mercado mayorista

El mayor de los problemas de la estructura presentada en el Diagrama 2, es el posible comportamiento de la empresa transportadora como monopsonista en el mercado de su factor y monopolio en el mercado de su producto si se permitiera actuar al mercado libremente. Para solucionar este problema el artículo 17 de la Ley prohíbe que la empresa transportadora se involucre en actividades de compra y venta de electricidad. Esta es una medida fundamental porque convierte a la transportadora en una empresa que simplemente presta un servicio, el de transporte, dejando a las generadoras libres de contactarse directamente con los distribuidores, es decir, se crea un mercado de electricidad al por mayor en el que participan muchos productores (las generadoras) y muchos compradores (los distribuidores). Esta es la forma en que se simula un mercado competitivo donde no era posible que exista uno si se dejara al mercado actuar por sí solo. El mercado de electricidad al por mayor puede visualizarse con la ayuda del Diagrama 3.

Diagrama 3



A pesar de esto, la empresa transportadora, única en esta actividad, aún podría utilizar su control sobre el acceso al transporte en favor de algún generador o algún distribuidor y en contra de otro, obteniendo de esta forma ganancias adicionales indirectas y distorsionando la competencia. Para evitar este problema, el mismo artículo 17 de la Ley obliga y establece acceso abierto al transporte, siempre y cuando se pague por el servicio. La transportadora debe permitir el acceso a cualquier empresa generadora y distribuidora mediante la disponibilidad de nodos de inyección y de retiro.

Como se indicó en la sección sobre características de la industria eléctrica, para el funcionamiento de ésta, es imprescindible una perfecta coordinación entre las diferentes actividades para poder llevar la electricidad, generada en diferentes puntos distribuidos espacialmente, hasta el consumidor final, que también se encuentra disperso entre diferentes regiones, y al mismo tiempo, mantener un perfecto balance entre oferta y demanda en cada instante, cada hora, semana, mes y año. La tarea de la perfecta coordinación típicamente ha estado en la etapa de transmisión o transporte de electricidad, debido a que la transportadora opera las líneas de transmisión, controlando las inyecciones y los retiros de electricidad en los múltiples nodos de la red, dispersos espacialmente y al mismo tiempo, cuidando el balance entre oferta y demanda. Un desequilibrio eléctrico entre la oferta y la demanda, producirá automáticamente caídas de voltaje, pudiendo llegar en un extremo a apagones o cortes de luz. Para solucionar este problema, la Ley crea al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Esta institución no sólo es responsable de la coordinación perfecta sino también de administrar el mercado mayorista.

De acuerdo al artículo 19 de la Ley, el CNDC tiene como funciones: (1) La planificación de las operaciones diarias del SIN. (2) La realización de los despachos de carga. (3) La determinación de la potencia de punta disponible de las generadoras. (4) El cálculo de los precios de nodo. (5) La valoración horaria de la potencia y energía inyectada y retirada en los diferentes nodos de inyección y retiro del SIN, a fin de poder establecer qué distribuidora le debe a qué generadora y cuánto. (6) Asimismo, la planificación y los despachos deben hacerse a costo mínimo, es decir, siguiendo la regla de decisión de un mercado competitivo de precio igual al costo marginal, aunque corregidos por problemas de pérdidas en transmisión y limitaciones en la disponibilidad de capacidad.

Con esta descripción del CNDC puede entenderse la importancia de su papel para el funcionamiento del mercado mayorista, lo más cerca posible a un mercado competitivo y al mismo tiempo, asegurando la coordinación perfecta. Como se trata de una institución que afecta los intereses de todos los participantes en el mercado mayorista, es decir, generadores, distribuidores y transportadora, su operación se lleva a cabo por una administración común como señala la Ley en su artículo 18, indicando que el CNDC se conforma por un representante de las empresas de generación, un representante de las empresas distribuidoras y un representante de la transportadora. La Ley también incluye un representante de los llamados consumidores no regulados (empresas grandes que compran electricidad directamente en el mercado mayorista) y una representación indirecta de los consumidores finales a través de un representante de la

Superintendencia de Electricidad, el cual actúa como presidente del Comité, aunque a diferencia de los demás miembros, solo tiene voz y no voto, excepto en caso de empate.

El precio en el mercado mayorista se determina por la actuación de la oferta y la demanda, produciendo el precio de energía para cada instante. La curva de oferta es la suma de los costos marginales mínimos de las cuatro empresas y por tanto, el precio de energía resulta ser el costo marginal de corto plazo de la energía provista por el conjunto de las empresas. La demanda en cada instante está determinada por la suma de las demandas de las empresas distribuidoras, sumando a estas un porcentaje por concepto de pérdidas en el transporte. Una vez determinado el precio para cada instante en el mercado mayorista, las empresas generadoras tendrían que tomar este precio y ofrecer la mayor cantidad posible de energía, como sucedería en cualquier mercado competitivo, sin embargo, en el mercado mayorista de electricidad ocurre al revés, dado que los generadores realizan previamente ofertas de máquinas a diferentes costos marginales y es el CNDC quién decide qué máquina entra y en qué momento, dependiendo de cuál ofreció el menor costo marginal. Esta es precisamente la forma en que la Ley de Electricidad, a través del CNDC, simula un mercado competitivo. Lo importante es que al cobrarse el precio competitivo se logra eficiencia en asignación en todo momento.

El precio de energía que reciben los generadores, establecido en el Capítulo II de la Ley y el Capítulo II del reglamento de Precios y Tarifas, es el costo marginal de corto plazo por energía horaria (CMgCPEh), corregido por un factor de pérdidas de energía (FPE), ocurrida entre nodos de inyección y de retiro durante la transmisión. Estas pérdidas no se deben a ineficiencias en la transmisión, sino a leyes naturales relacionadas con la transmisión de electricidad. Este precio, sin embargo, no toma en cuenta los costos de inversión en aumento de la capacidad requerida a medida que aumenta la demanda en el tiempo. El precio debe ser tal que compense por inversiones en capacidad. Para solucionar este problema se establece una tarifa de dos partes con las siguientes características: (1) Se cobra un precio, pe , igual al costo marginal de corto plazo por energía horaria para asegurar eficiencia en asignación en cada hora. El ingreso que reciben las generadoras por este concepto se denomina *Pago por Energía (PE)*:

$$pe = CMgCPEh * FPE$$

$$PE = pe * MWh$$

(2) Para compensar por inversiones en capacidad se paga un precio fijo, pp , igual al costo marginal de largo plazo por potencia (CMgLPP), es decir, el costo de añadir una unidad adicional en capacidad multiplicado por la potencia firme de un generador. La potencia firme (PF) es la potencia o capacidad requerida para cubrir la demanda de punta. El ingreso que reciben los generadores por este concepto se denomina *Pago por Potencia (PP)*:

$$pp = CMgLPP * FPP$$

$$PP = pp * PF$$

Mientras el objeto del pago por energía producida, Q_e , es cubrir los costos variables de operación dada la potencia firme, $CV(Q_e, PF)$, el objeto del pago por potencia o capacidad es cubrir los costos fijos dada la potencia firme, $CF(PF)$. Con este análisis se describe la formación de una tarifa de dos partes, la primera parte es el pago por energía $pe \cdot Q_e = CV(Q_e, \text{dado } PF)$ y la segunda parte es el pago por potencia o capacidad donde $pp \cdot PF = CF(PF)$. Entonces la tarifa de dos partes es $T(Q_e, PF) = pe(Q_e, PF) + pp(PF)$. Con esta tarifa la empresa no gana ni pierde y a la vez se logra eficiencia en asignación. En estas condiciones a una empresa generadora le conviene incrementar PF siempre y cuando $pp > CMg_{LPP}$ y esto puede ocurrir de dos formas: (i) si pp incrementa en relación a CMg_{LPP} lo cual puede lograrse vía revisión de precios. (ii) si el CMg_{LPP} disminuye respecto a pp lo cual puede lograrse vía eficiencia interna y eficiencia dinámica.

4. La actividad del transporte y su regulación

El transporte de electricidad desde un punto de inyección hasta un punto de retiro, es una actividad que se caracteriza por sus altos costos de inversión, costos hundidos, economías de escala y bajos costos marginales de transporte comparados con sus altos costos medios. Esta es una actividad intensiva en capital que da lugar al surgimiento de un monopolio natural y a la necesidad de su regulación. En el caso de la industria eléctrica boliviana, se optó por una regulación de precios antes que regulación vía tasa de retorno, como lo expresa el artículo 50 de la Ley de Electricidad, esta regulación es además vía precios tope o máximos. Si se fijara un precio tope igual al costo marginal de transmisión, la empresa transportadora perdería debido a su condición de monopolio natural. El artículo 50 de la Ley y los artículos 23 y 24 del Reglamento de Precios y Tarifas, resuelven este problema estableciendo una regulación vía remuneración máxima o ingreso total tope, IT^* (una variante de precios tope) igual al costo económico total (CT) de la empresa por el servicio de transmisión: $IT^* = CT$. Este costo total se lo determina y fija una vez y se revisa sólo cada cuatro años. Con este diseño el IT^* fomentará eficiencia interna en los servicios de transmisión si es que la empresa desea obtener ganancias adicionales durante ese tiempo y es posible disminuir costos.

Esta remuneración máxima o ingreso total tope, IT^* , posee dos partes (similar a una tarifa de dos partes), la primera parte consiste en un ingreso variable de acuerdo al uso del servicio llamado *ingreso tarifario* y la segunda parte consiste en un ingreso que no varía con el uso del servicio llamado *peaje*. La idea es que con ambos ingresos se logre el IT^* igual al costo económico total y por tanto la empresa transportadora no pierda ni gane. El cálculo del ingreso tarifario (It) resulta de la suma de dos valores:

$It = (\text{Valor de la energía inyectada del mes} - \text{Valor de la energía retirada del mes})$

$+ (\text{Valor de la potencia inyectada del mes} - \text{Valor de la potencia retirada del mes}),$

con la característica de que todas las valoraciones se realizan a precios de nodo de energía y de potencia. De esta forma la resta del valor de lo inyectado, menos lo retirado, no es otra cosa que el valor de las pérdidas de energía y pérdidas de potencia debido a la transmisión. Estas pérdidas

son mayores en la medida que nos aproximamos a la capacidad máxima de transmisión en momentos de demanda de punta. En otras palabras, el ingreso tarifario es la valoración del uso de la transmisión a su costo marginal, lo que equivale a eficiencia en asignación en cada momento de demanda por transmisión.

La metodología del cálculo del ingreso tarifario descrita, resalta como elemento esencial en los costos de transmisión, a las pérdidas por energía y pérdidas por potencia durante el transporte. Las magnitudes de estas pérdidas y su tasa de crecimiento, tienen una relación positiva y creciente en función al flujo neto de energía y potencia en las líneas de transmisión. Como resultado, en un momento dado, las pérdidas totales estarán determinadas por la actuación simultánea de las inyecciones y retiros en la red. La valoración de estas pérdidas a los precios de nodo es la lógica detrás del cálculo del ingreso tarifario. Por motivos de eficiencia, es de esperar que los precios de nodo reflejen estas pérdidas marginales según su localización en la red y que exista una estructura espacial de precios de nodo determinada, no solo por los costos marginales de generación, sino también por la estructura del pago por servicios de transmisión, lo cual es importante por varias razones: (1) En el corto plazo puede influenciar la eficiencia en asignación, en las decisiones de consumo por regiones. (2) Afectará el orden de los despachos y por tanto eficiencia interna en el corto plazo (aunque estos también dependen de los límites de capacidad en transmisión). (3) En el largo plazo, la estructura espacial de los precios tendrá efectos importantes sobre las decisiones de inversión y sobre la localización óptima de los generadores.

El cálculo del It se lo efectúa empresa por empresa tanto de generación como de distribución y nodo por nodo. El cálculo del ingreso por peaje, Ip, resulta simplemente de la diferencia entre el costo económico total de la empresa menos el ingreso tarifario; $I_p = CT - It$. De esta manera la empresa obtiene su ingreso total tope,

$$IT^* = It + (CT - It),$$

el cual asegura que no pierda ni gane y a la vez se logra eficiencia en asignación en todo momento. Aquí se destaca que el ingreso tarifario, más que ser una señal económica para la empresa transportadora, es una señal para los otros participantes del mercado mayorista. En el corto plazo, la capacidad instalada de transmisión podría restringir los flujos netos de energía y potencia y de esta forma afectar la eficiencia y capacidad de todo el sistema (cuellos de botella). Podría estar en el interés de la transportadora seguir esta política a fin de incrementar su ingreso tarifario, sin embargo, de acuerdo a la igualdad descrita arriba, cuanto mayor el ingreso tarifario menor el ingreso por peaje, dado que al final IT^* debe ser igual a CT. En otras palabras, a la transportadora no le interesa como le pagan el IT^* pero la forma de este pago si afecta los intereses y decisiones de quienes lo pagan (distribuidores y generadores).

Los artículos 30 y 31 del Reglamento de Precios y Tarifas incluyen dos tipos de correcciones al ingreso por peaje, Ip, a fin de mantener su valor en términos reales y por consiguiente también del IT^* . Por un lado se corrige el CT cada seis meses aprovechando que puede dividirse en dos componentes, el costo de inversión, Cinv, y el costo de operación, mantenimiento y administración, Cop, es decir: $CT = Cinv + Cop$. La idea es corregir ambos

costos por la tasa de inflación, t_i , y la tasa de devaluación ajustada por cambios en la tasa arancelaria, t_d , ocurrida durante los últimos seis meses. Por otro lado, se corrige el I_p mismo cada mes también por la tasa de inflación y la tasa de devaluación ajustada por cambios en la tasa arancelaria ocurrida durante el último mes. La razón de incorporar tasa de devaluación y tasa de inflación en los ajustes de CT e I_p es simplemente para diferenciar los gastos que se efectúan en moneda nacional y en moneda extranjera. En todo caso, es mejor que considerar t_i únicamente, dado que en Bolivia se observa $t_i > t_d$. Lo que sí sorprende, es que en todas las fórmulas de indexación, no se incluyen correcciones que permitan traspasar aumentos en eficiencia interna, a los consumidores.

Los artículos 25, 26, 27 y 28 del Reglamento definen la distribución del pago del peaje identificando un pago por peaje atribuible a los generadores y un pago por peaje atribuible a los distribuidores. Esta división del peaje entre generadores y distribuidores se determina de acuerdo a su área de influencia, uso de líneas por parte de cada generador y distribuidor y por la localización de una máquina generadora de referencia o máquina marginal. La idea detrás de esta división del peaje, es que la magnitud de la oferta y demanda de energía y potencia en un nodo particular, afecta la capacidad de transmisión y las pérdidas de transporte de los demás nodos de la red y viceversa.

5. La regulación en el mercado minorista

Las empresas distribuidoras participan en dos mercados simultáneamente, en el mercado minorista como vendedores de electricidad al por menor a los consumidores finales y en el mercado mayorista, como compradores de electricidad al por mayor de los generadores. Desde el punto de vista del mercado mayorista, la demanda de electricidad al por mayor se encuentra determinada por la demanda de los distribuidores. Desde el punto de vista de los distribuidores, ésta a su vez se encuentra determinada por la demanda de los consumidores finales y, por lo tanto, los distribuidores simplemente trasladan esta demanda de un mercado a otro. La demanda de electricidad al por mayor que los distribuidores trasladan al mercado mayorista, resulta de la sumatoria de la demanda que cada distribuidora enfrenta en su región de concesión, incluyendo sus características particulares.

Las empresas regionales de distribución compran electricidad al por mayor en los nodos de retiro de la red de transmisión. Al por mayor, no solo por las magnitudes comparadas con la de los consumidores individuales, sino también porque se caracteriza por ser electricidad de tensión alta. Para vender esa electricidad a los consumidores finales no solo tienen que hacerlo en pequeñas magnitudes, sino también en electricidad de tensión media y tensión baja. Al igual que la transmisión, la actividad de distribución se caracteriza por ser intensiva en capital, con costos hundidos y características de monopolio natural. En estas condiciones, la empresa distribuidora normalmente cuenta con el respaldo legal para efectuar discriminaciones de segundo y tercer grado entre sus consumidores. Debido a que la electricidad no puede revenderse en un mercado secundario una vez adquirida, la discriminación de tercer grado le permite a la distribuidora separar a los consumidores en cuatro mercados independientes: los mercados residencial (viviendas familiares), general (empresas comerciales, servicios, gobierno),

industrial (empresas industriales) y otros (alumbrado público, pueblos, armada, zona franca y otros). Cada mercado tiene preferencia por consumir ya sea electricidad de alta tensión (industriales mayores), media tensión (industriales menores, generales mayores y otros industriales medianos y mayores) o baja tensión (residencial, comercial y otros). Asimismo, la distribuidora puede ejercer una discriminación de segundo grado, cobrando tarifas en bloques al interior de cada uno de estos mercados.

La regulación en distribución siempre ha existido y esta consistía en regulación vía tasa de retorno. Bajo el Código de Electricidad se estableció una tasa de retorno al capital de $s = 9\%$ que se aplicaba sobre una base = activos netos + capital de trabajo. Sumando a estos los otros gastos de la empresa, se obtenía el costo económico total que debía ser igual al ingreso total para que la empresa no gane ni pierda:

$$\text{Ingreso Total} = \text{Otros Gastos} + s(\text{base}).$$

Aunque el código indicaba la revisión de s , base y costo total cada 3 a 5 años, en la práctica también se revisaban cada año. La estructura tarifaria descrita arriba para cada mercado (por tipo de consumidores) y por bloques al interior de cada mercado, debía simplemente ser tal que la multiplicación de las tarifas por la cantidad de KWh consumidos, debía producir un ingreso a la empresa exactamente igual al Costo Total calculado. Este es el sistema aún vigente hoy en día (mientras se implemente lo establecido en la Ley), con la diferencia que adicionalmente se incluye una fórmula de indexación, que se aplica a todas las tarifas en cada bloque y en cada mercado por igual. Esta fórmula no considera ajuste por inflación directamente y tampoco considera una corrección por eficiencia interna.

La regulación en distribución aquí descrita, no es la definida en la Ley de Electricidad. Esta se implementará empezando en 1998 y consiste en una regulación vía ingreso promedio, llamada *tarifa base*, ponderada por varios costos medios topes. Para explicar esto, se debe diferenciar entre los tres grandes tipos de costos que componen los costos totales, CT, de una empresa distribuidora: costos de compra de energía CE, costos de distribución CD, y costos de comercialización CC:

$$\text{CT} = \text{CE} + \text{CD} + \text{CC}.$$

CE son costos que están esencialmente definidos en el mercado mayorista y que se los transferirá al consumidor. CD incluye los costos de operación, mantenimiento, administración, depreciación, intereses, impuestos y tasas, y las utilidades. Este costo se encuentra conectado a los costos de potencia de punta y fuera de punta. CC se refiere a los costos de medición, facturación, cobranza, registros y supervisión. Cada uno de estos costos permite calcular los costos medios tope que servirán de ponderación del ingreso y que son los siguientes:

- (1) Costo medio tope de comercialización, $\text{CMeC}^* = \text{CC}/\text{Numero de consumidores}$.
- (2) Costo medio tope de compra de energía, $\text{CMeE}^* = \text{Precio energía corregido por un factor de pérdidas de energía}$.

- (3) Costo medio tope de potencia de punta, $CMePP^* = \text{Precio PP corregido por un factor de pérdidas de potencia} + CMePFP^*$.
- (4) Costo medio tope de potencia fuera de punta, $CMePFP^* = CD/\text{Sumatoria de las demandas máximas}$.

La idea es que los ingresos de la empresa distribuidora, deben ser exactamente iguales a la suma de la multiplicación de cada uno de estos costos medios tope, por sus respectivas unidades de cada mes, generando los ingresos por consumidores, por energía y por potencia:

$$\text{Ingreso Total} = CMeC^*(nc) + CMeE^*(Qe) + CMePP^*(Qpp) + CMePFP^*(Qpfp - Qpp)$$

Donde: nc = número de consumidores; Qe = energía al por menor; Qpp = potencia de punta; $Qpfp$ = potencia fuera de punta.

El ingreso total de cualquier mes, puede cambiar por variaciones de cualquiera de las unidades o por variaciones de todas, debido a aumentos en la demanda o cambios en el comportamiento de los consumidores. Los costos medios tope, una vez fijados, la empresa no los puede cambiar y los debe aplicar para obtener su ingreso total. Los costos medios tope no son fijos para siempre, la Ley contempla que pueden variar solo por motivos de indexación por inflación, devaluación y aumentos en eficiencia interna. Los indicadores de eficiencia interna que forman parte de las fórmulas de indexación son los siguientes: (1) Índice de disminución de los costos de consumidor. (2) Índice de reducción de pérdidas medias de potencia de punta por nivel de tensión. (3) Índice de disminución de los costos de operación y mantenimiento por nivel de tensión. (4) Índice de disminución de los costos administrativos y generales por nivel de tensión. (5) Índice de variación de impuestos y tasas. (6) Índice de reducción de pérdidas de energía. Una vez establecidas las metas de eficiencia interna y el valor de estos índices para cada empresa por parte de la Superintendencia, se los incorpora en las proyecciones de los costos medios. Estos resultan ser tope debido a que los indicadores de eficiencia se los determina completamente ex ante para un período de cuatro años.

Una vez calculado el ingreso total máximo, depende de la empresa distribuidora como los colecta de los consumidores finales. Para ello debe establecer una estructura tarifaria, con aprobación de la Superintendencia de Electricidad, que refleje tres cosas: (1) Los costos medios tope porque estos introducirán señales económicas a los consumidores de forma que se logre una eficiente asignación de los recursos. (2) Las características de la discriminación de tercer grado a aplicarse para atender los diferentes segmentos del mercado. (3) Las características de la discriminación de segundo grado a aplicarse al interior de cada segmento de mercado.

IV. LA GESTIÓN EMPRESARIAL

1. Estructura de la oferta de generación

CORANI S.A., adjudicada a Dominion Energy Inc., es una empresa de generación que cuenta con las centrales hidroeléctricas de Corani y Santa Isabel. La Central Corani posee cuatro unidades de generación con turbinas de 13.5 MW de potencia efectiva cada una haciendo un total de 54 MW. La Central Santa Isabel posee cuatro unidades generadoras de 18 MW cada una haciendo un total de 72 MW. La potencia efectiva total de ambas centrales es de 126 MW, representando el 17.6% del SIN en 1997. Con esta capacidad instalada la empresa produjo 688 GWh de energía, representando 22% de la producción del SIN en 1997. El Cuadro 2 presenta la actual estructura accionaria de la empresa.

Cuadro 2
ESTRUCTURA ACCIONARIA DE LAS EMPRESAS GENERADORAS CAPITALIZADAS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 1997

SOCIO ACCIONISTA	CORANI S.A.	VALLE HERMOSO S.A.	GUARACACHI S.A.
Guaracachi America Inc.			50.0%
The Bolivian Generating Group		50.0%	
Inversiones Dominion Bolivia S.A.	50.0%		
A.F.P. Previsión BBV	23.61%	24.93%	24.75%
A.F.P. Futuro Bolivia	23.61%	24.93%	24.75%
Ex trabajadores y otros	2.78%	0.13%	0.5%
TOTAL	100%	100%	100%

Fuente: Memorias de las empresas.

VALLE HERMOSO S.A. fue adjudicada a The Bolivian Generating Group conformado por las Compañías Constellation, OGDEN, PMDC y FONDELEC de los Estados Unidos y las Empresas Andes Petróleo y South American Corporation de Bolivia. Esta empresa de generación cuenta con las centrales turboeléctricas de Valle Hermoso y Carrasco. La Central de Valle Hermoso cuenta con cuatro turbinas a gas natural de petróleo, haciendo una potencia efectiva total de 74.6 MW. La Central de Carrasco cuenta con dos turbinas a gas natural de petróleo con una potencia efectiva total de 111.9 MW. La potencia efectiva total de ambas centrales es de 186.5 MW, representando 26.1% del SIN en 1997. En este mismo año la empresa produjo 693.3 GWh de energía que representó 22.1% del SIN. El Cuadro 2 presenta la actual estructura accionaria de la empresa.

La Empresa GUARACACHI S.A., adjudicada a Energy Initiatives Inc., posee tres centrales termoeléctricas de generación con una capacidad efectiva total de 220 MW, representando 30.8% del SIN en 1997. La Central Guaracachi cuenta con ocho turbinas a gas natural, con una potencia efectiva total de 168.2 MW, la Central Aranjuez está compuesta de una turbina a gas natural y siete motores dual a gas natural y fuel diesel, sumando una potencia efectiva total de 37.5 MW y la Central Karachipampa posee una turbina a gas natural de 14.3 MW de potencia efectiva. En 1997 esta empresa vendió 829.8 GWh representando 26.5% del SIN. El Cuadro 2 también presenta la actual estructura accionaria de la empresa.

La Compañía Boliviana de Energía Eléctrica, COBEE, actualmente opera tres sistemas de generación, dos hidroeléctricos y un termoeléctrico, con las cuales en 1997 produjo un total de 853.7 GWh de energía, que representaron 27.3% del SIN. El Sistema Zongo y Achachicala cuenta con 21 unidades de generación hidroeléctrica con una total de 135.6 MW de potencia efectiva. El Sistema Miguillas posee ocho unidades de generación hidroeléctrica con potencia efectiva total de 19 MW. La Central Kenko posee dos unidades de generación termoeléctrica con capacidad total de 17.6 MW de potencia efectiva. En total, COBEE cuenta con una capacidad instalada de 172.2 MW de potencia efectiva, que en 1997 representaron 24.1% del SIN. La compañía también posee y opera líneas de transmisión de 69 y 115 kilovatios. En algunos períodos en que la generación de la compañía supera los requerimientos de ELECTROPAZ y ELFEO, esta se vende en el mercado mayorista al precio spot. Bajo los términos de la concesión otorgada a COBEE, ésta tiene compromisos de inversión en expansión de su capacidad de generación hidroeléctrica en el Valle de Zongo. El Proyecto Zongo, consistente en adiciones a la capacidad de generación y transmisión, iniciado en 1995, fue programado para ser completado en 1998 añadiendo un total de 65.6 MW de potencia efectiva. La concesión también otorga a COBEE derecho a expandir sus instalaciones en la región de Miguillas. El Proyecto Miguillas añadiría otros 200 MW a la capacidad de generación de la compañía, sin embargo, al momento se encuentra en etapa de estudio dependiendo de las condiciones de su financiamiento. Otros proyectos que la compañía se encuentra considerando se refieren a exportación de electricidad al Brasil y la instalación de generación en Puerto Suárez.

El Cuadro 3 muestra los primeros dos años de resultados de la capitalización en términos de expansión de capacidad de generación. Aquí llama la atención el crecimiento de la capacidad de generación termoeléctrica de VALLE HERMOSO SA en 161% debido a la ejecución del Proyecto Carrasco. Aunque el proyecto fue concluido en 1996, la planta entró en operación completamente en 1997. La otra empresa que incrementó su capacidad de generación fue COBEE en 17.5% por la ejecución parcial del Proyecto Zongo, consistente en adiciones a la capacidad de generación hidroeléctrica de pasada. El impacto de estas expansiones en la capacidad instalada del SIN fue de 144 MW adicionales, correspondientes a un incremento del 25.27%.

Cuadro 3
CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN DEL SIN (EN MW)

EMPRESAS	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Variación 97/95
ENDE	362.2	401.8	396.2	414.8				
Hidroeléctrica	34.5%	31.3%	31.8%	30.4%				
Termoeléctrica	65.5%	68.7%	68.2%	69.6%				
COBEE	133.9	133.9	133.9	133.9	146.6	146.6	172.2	17.46 %
Hidroeléctrica	100%	100%	100%	100%	88.0%	88.0 %	89.8 %	
Termoeléctrica	0%	0%	0%	0%	12.0%	12.0 %	10.2 %	
CORANI S.A.					126.0	126.0	126.0	0 %
Hidroeléctrica					100%	100 %	100 %	
Termoeléctrica					0%	0 %	0 %	
VALLE HERMOSO SA					71.5	186.3	186.5	160.8 %
Hidroeléctrica					0%	0 %	0 %	
Termoeléctrica					100%	100 %	100 %	
GUARACACHI S.A.					216.6	218.1	220.0	1.57 %
Hidroeléctrica					0%	0 %	0 %	
Termoeléctrica					100%	100 %	100 %	
Otros Hidro. (1)	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	0%
TOTAL	505.1	544.7	539.1	557.7	569.7	686.0	713.7	25.27 %
Hidroeléctrica	53.0%	49.4%	49.9%	48.2%	49.4 %	41.1 %	43.1 %	
Termoeléctrica	47.0%	50.6%	50.1%	51.8%	50.6 %	58.9 %	56.9 %	
Tasa de crecimiento		7.84%	-1.03%	3.45%	2.15%	20.41%	4.04%	

Fuente: Superintendencia de Electricidad y CNDC. (1) Otros se refiere a la planta hidroeléctrica del Río Yura perteneciente a COMIBOL. Nota: La empresas capitalizadas iniciaron operaciones durante el segundo semestre de 1995.

En el Cuadro 4 y para todas las empresas, se puede observar un continuo aumento en la producción resultando en una tasa de crecimiento anual global de aproximadamente 8% durante 1996-97. En dicho Cuadro debe resaltarse la caída en la producción de energía por parte de GUARACACHI SA en 17.6%. Esta se debió primero a la entrada en 1996 y luego completa operación en 1997 de la Planta Carrasco, perteneciente a la empresa VALLE HERMOSO SA. El resultado fue afectar la estructura de la distribución del mercado entre generadores en contra de GUARACACHI SA, debido a que se instalaron máquinas termoeléctricas de mayor eficiencia que desplazaron las menos eficientes del sistema, encontrándose estas en Guaracachi. Como parte de su estrategia competitiva, esta última empresa pretende recuperar su nivel de producción y ventas mediante la instalación de dos nuevas máquinas generadoras a gas natural, aún más eficientes y con tecnología de punta, añadiendo hasta 120 MW a la capacidad de generación del SIN.

Estos resultados y comportamiento competitivo de las empresas fue un objetivo de la Ley a fin de asegurar eficiencia. Aparentemente esto sí estaría ocurriendo, por lo menos entre las dos empresas de generación termoeléctrica.

Cuadro 4
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SIN (EN GWH)

EMPRESAS	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
ENDE							
Producción	1,243.2	1,280.3	1,435.6	1,686.8			
Tasa de crecimiento		2.9%	12.1%	17.5%			
CORANI S.A.							
Producción					439.9	535.5	688.0
Tasa de crecimiento						21.7%	28.5%
VALLE HERMOSO S.A.							
Producción					399.8	424.2	692.2
Tasa de crecimiento						6.1%	63.2%
GUARACACHI S.A.							
Producción					1,001.2	1007.7	830.4
Tasa de crecimiento						0.6%	-17.6%
COBEE S.A.							
Producción	689.3	773.3	834.4	771.5	773.0	864.8	853.6
Tasa de crecimiento		12.2%	7.9%	-7.5%	0.2%	11.9%	-1.3%
Producción Total	1,932.5	2,053.3	2,270.0	2,458.3	2,613.9	2,832.2	3,064.2
Tasa crecimiento global		6.2%	10.5%	8.3%	6.3%	8.3%	8.2%

Fuente: Superintendencia de Electricidad y CNDC. Nota: Las empresas capitalizadas empezaron sus operaciones en agosto de 1995.

2. Evolución de los precios de energía y potencia

Uno de los objetivos de introducir competencia en generación mediante una separación horizontal fue fomentar la eficiencia interna, es decir, que las empresas se encuentren operando con CMgCP y CMgLP mínimos. Evaluando el grado de competencia entre generadores, la libre entrada y el proceso de determinación de precios, se encuentra que la industria presenta las siguientes características: (i) No existe libre entrada debido al período de exclusividad otorgado a las empresas generadoras hasta el año 1999. Esta es una fuente de ineficiencia interna si el oligopolio existente no se encuentra en una competencia del tipo *Bertrand*. (ii) El mercado de la ciudades de La Paz, El Alto y Viacha se encuentra capturado por COBEE mediante compromisos de compra por parte de ELECTROPAZ y ELFEO. Mientras COBEE expanda su capacidad de generación hidroeléctrica no solo podrá mantener este mercado, sino también vender en otros mercados a través del SIN. (iii) Los precios los determina hora a hora el CNDC sobre la base de los costos marginales, factores de pérdida, capacidad de las plantas disponibles, mantenimiento programado, la magnitud de la demanda, su variabilidad y la demanda de punta. Esto tiene dos implicaciones: primero, puede influenciarse el precio si una máquina particular no se encuentra disponible. Segundo, puede influenciarse el precio si la capacidad no se aumenta al ritmo del aumento de la demanda en el tiempo. En ambos casos el efecto es aumento en los precios de energía en vez de su disminución resultante de una competencia efectiva. (iv) Los precios de nodo se los revisa cada seis meses debido a cambios estacionales². Esta característica de la regulación podría ser una válvula de escape frente a la presión de tener que competir porque brinda la oportunidad para encontrar los argumentos que justifiquen aumentos en precios nodo. El resultado es que las empresas podrían encontrar más rentable dirigir sus esfuerzos a lograr mejores precios cada seis meses, con una mentalidad de corto plazo con

relación a las variables que pueden influenciar como ser capacidad y disponibilidad de máquinas. El resultado final podría ser fomento de ineficiencia interna y el no esfuerzo en disminuir costos como la otra forma de obtener ganancias adicionales.

Una forma de verificar por eficiencia interna es observar la evolución de los precios de energía y potencia en el tiempo, comparados con la tasa de inflación. Se esperaría que un mercado competitivo produzca tasas de crecimiento en los precios menores a la tasa de inflación, siendo la diferencia una ganancia en productividad que se estaría transfiriendo a los consumidores. El Cuadro 5 presenta la evolución de los precios promedio ponderados de energía y de potencia mensuales desde mayo de 1996 hasta diciembre de 1997. Desde junio de 1995, cuando terminó el proceso de capitalización, hasta febrero de 1996, el Comité Nacional de Despacho de Cargas aún no entró en operación y la transmisión continuaba bajo responsabilidad de ENDE. Este fue un período de transición en que las empresas se organizaban debiendo continuar operaciones a pesar que el sistema descrito en la Ley aún no había sido implementado completamente. El CNDC inició la primera programación estacional en mayo de 1996, permitiendo el funcionamiento del mercado spot mientras no surgieran contratos entre empresas.

En el Cuadro 5 puede observarse mucha volatilidad en la tasa de crecimiento de los precios de energía comparados con la tasa de inflación y en la mayoría de los casos debajo de ella. Mientras la inflación acumulada durante ese período fue de 10.05%, la tasa de crecimiento acumulada de los precios de energía fue de -2.79%, lo cual denota un desempeño más que satisfactorio del sector, dado que los precios de energía habrían disminuido en términos reales a una tasa mayor que la inflación. Con relación al precio de potencia se puede observar que la tasa de crecimiento del precio de potencia, también estuvo mayormente debajo de la tasa de inflación y con fluctuaciones de menor magnitud, excepto por el incremento de 44.7% en enero de 1997³. Esto resultó en una tasa de crecimiento acumulada del precio de potencia durante el período de 38.07%.

La volatilidad observada en los precios de nodo de energía y potencia, introdujo incertidumbre en el mercado mayorista afectando tanto a generadores como a distribuidores y actuando como un elemento retrasador de las inversiones. Aparte de las variaciones estacionales normales, gran parte de la volatilidad se explica por los conflictos que surgieron en la aplicación de las fórmulas para los cálculos de peajes de transmisión, la identificación del nodo de referencia y el hecho que los precios spot resultaron encima del precio de referencia. Aún hoy los actores en el mercado consideran que el sistema continúa a prueba, aunque cada vez más estable y transparente a medida que se logran solucionar los problemas mencionados.

Cuadro 5
EVOLUCIÓN PROMEDIO MENSUAL DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Inyecciones		Precio Promedio		Precio Promedio		Tasa
Año	Mes	Spot Energía Bs/MWh	Variación %	Potencia Bs/MW	Variación %	Inflación
1996	Mayo	109.678		31,517.1		
	Junio	102.571	-6.48	30,949.2	-1.80	0.53
	Julio	109.924	7.17	30,663.8	-0.92	1.13
	Agosto	113.352	3.12	29,525.0	-3.71	1.04
	Septiembre	103.176	-8.98	29,664.8	0.47	0.16
	Octubre	96.890	-6.09	29,879.4	0.72	-0.07
	Noviembre	98.041	1.19	30,115.1	0.79	0.51
	Diciembre	93.806	-4.32	29,943.8	-0.57	0.17
1997	Enero	92.690	-1.19	43,334.4	44.72	-0.01
	Febrero	93.026	0.36	43,473.1	0.32	0.19
	Marzo	92.580	-0.48	43,589.3	0.27	-0.24
	Abril	88.530	-4.37	43,672.7	0.19	0.55
	Mayo	97.110	9.69	43,260.8	-0.94	0.72
	Junio	100.750	3.75	43,275.2	0.03	0.94
	Julio	104.580	3.80	43,426.6	0.35	1.27
	Agosto	100.550	-3.85	43,665.6	0.55	0.66
	Septiembre	102.570	2.01	43,949.8	0.65	-1.05
	Octubre	103.833	1.23	44,154.6	0.47	0.38
	Noviembre	105.593	1.69	42,436.5	-3.89	0.12
	Diciembre	104.494	-1.04	42,596.7	0.37	3.05
	Variación Acumulada		-2.79		38.07	-10.05

Fuente: Transacciones Económicas del mercado Eléctrico Mayorista, CNDC. Nota: El tipo de cambio promedio en 1996 y 1997 fue de 5.08 Bs/US\$ y 5.26 Bs/US\$ respectivamente.

3. Algunos indicadores de eficiencia interna en generación

Los Cuadros 6 al 8 presentan la evolución de algunos indicadores de la eficiencia interna alcanzada por las empresas generadoras post capitalización. Estos indicadores deben interpretarse considerando que las empresas no son perfectamente comparables, debido a que difieren por el tipo de tecnología que utilizan en generación y por la magnitud de sus operaciones.

En el Cuadro 6 puede observarse que el número de empleados en cada empresa disminuyó o se mantuvo comparado con el año 1995. Las empresas que incrementaron su producción obtuvieron importantes incrementos en la productividad del trabajo, comparando 1997 con 1995. En el caso de CORANI SA, esta incrementó en 63.6%; para VALLE HERMOSO SA, el incremento fue de 73.3%; para el caso de GUARACACHI SA, esta disminuyó en 16% debido a su menor producción entre 1996-97 y para COBEE, esta se mantuvo entre 1996-97, esta empresa todavía se encontraba verticalmente integrada en 1995.

Cuadro 6
EVOLUCIÓN DEL PERSONAL Y MEDIDAS DE SU PRODUCTIVIDAD

EMPRESAS	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ENDE							
Número empleados	537	539	541				
GWh/empleado	2.38	2.66	3.12				
CORANI S.A.							
Número empleados				69	68	66	66
GWh/empleado				6.37	7.87	10.42	
VALLE HERMOSO S.A.							
Número empleados				60	59	60	61
GWh/empleado				6.66	7.19	11.54	
GUARACACHI S.A.							
Número empleados				72	70	71	68
GWh/empleado				13.91	14.39	11.69	
COBEE S.A.							
Número empleados				835	285	280	280
GWh/empleado					3.03	3.05	

Fuente: Elaboración propia. NOTA: Los datos son a diciembre de cada año, excepto 1998 hasta junio. Las empresas capitalizadas iniciaron operaciones en agosto de 1995. COBEE en 1995 todavía incluye generación y distribución.

El Cuadro 7 presenta otro indicador de eficiencia interna, relacionando costos con ingresos de operación. De todas las empresas, es CORANI SA la que opera con el indicador costo/ingreso más bajo, siendo sus costos en promedio 37% de sus ingresos. COBEE es la otra empresa que habría logrado ganancias importantes en eficiencia interna, al bajar sus costos de 87% de sus ingresos en 1995 hasta 65% en 1997. Fue durante 1995 cuando COBEE ejecutó su separación vertical. Cabe resaltar que tanto COBEE como CORANI SA son empresas de generación hidroeléctrica. En cambio los resultados fueron diferentes para el caso de las empresas termoeléctricas, las cuales mantienen una relación costo/ingreso mas altas, siendo estas esencialmente iguales en 1997. Todas las empresas generadoras son tomadoras de precio en el mercado spot, pero difieren en sus ingresos porque las empresas con centrales hidroeléctricas pueden vender su energía por más horas durante el día que las empresas con centrales termoeléctricas, debido a que operan con costos marginales menores. El cuadro también muestra a la empresa transportadora de electricidad, que habría iniciado sus actividades durante 1997 con costos de 80% de sus ingresos.

Cuadro 7
RELACIÓN COSTOS/INGRESOS DE OPERACIÓN

EMPRESAS	1992	1993	1994	1995	1996	1997
ENDE	0.829	0.703	0.726	0.895		
GUARACACHI S.A.				1.009	0.932	0.993
VALLE HERMOSO S.A.				0.846	0.922	1.015
CORANI S.A.				0.370	0.397	0.378
COBEE		0.847	0.872	0.869	0.764	0.651
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD						0.795

Fuente: Elaboración propia. Nota: Las empresas capitalizadas iniciaron operaciones en agosto de 1995.

El Cuadro 8 presenta varios indicadores de rentabilidad de las operaciones de las empresas generadoras. Dos de esos indicadores son los tradicionales de utilidad de la gestión/patrimonio y utilidad de la gestión/activo fijo. Los otros dos indicadores de tasa de retorno e ingresos operativos netos/activo fijo tal vez son mejores para evaluar el retorno a la inversión y son los que se sugiere observar. El indicador de tasa de retorno fue calculado dividiendo los ingresos operativos netos sobre la suma de los activos fijos más el capital de trabajo.

En el caso de las empresas termoeléctricas de GUARACACHI SA y VALLE HERMOSO SA, puede observarse que los indicadores de interés muestran números bajos e inclusive negativos en algún año. Para GUARACACHI SA tanto su tasa de retorno como la relación ingreso operativo/activo fijo, son negativos en 1995 durante los meses de inicio de operaciones, luego en 1996 se observa una mejoría de la empresa en su actuación en el área de Santa Cruz con 3.91% en la relación ingreso operativo/activo fijo y 1.89 en su tasa de retorno. Estas ganancias en rentabilidad, sin embargo, se pierden en 1997 al caer a valores prácticamente igual a cero. Este último resultado se debe a la disminución de sus ingresos por la entrada de la Planta Carrasco de VALLE HERMOSO SA como se indicó anteriormente. En el caso de la empresa VALLE HERMOSO SA se observa, más bien, una disminución de los valores de los indicadores de rentabilidad de más de 2.7% en 1995 hasta ser negativos en 1997. Esto se explica por el incremento de sus activos debido a sus inversiones en expansión en generación como se observó en el Cuadro 3.

El caso de las empresas hidroeléctricas de CORANI S.A. y COBEE muestra resultados sobre rentabilidad muy diferentes. CORANI S.A. obtuvo una tasa de retorno del 10.35% en 1997 y una relación ingreso operativo/activo fijo de 12.85% el mismo año. Por su parte COBEE obtuvo retornos del 6.3% en ambos casos para el año 1997. Cabe destacar que COBEE sí realizó inversiones en expansión de generación (potencia) mientras que CORANI no hizo ninguna aún como se observó en el Cuadro 3 (aunque sí realizó inversiones en generación de energía). Se debe también resaltar que mientras para las generadoras capitalizadas la tasa de retorno es una variable endógena, debido a que su valor resulta de la eficiente actuación de la empresa, para COBEE es una variable exógena, debido a que su valor se encuentra fijo y garantizado en 9%. COBEE se encuentra bajo una regulación vía tasa de retorno y las empresas capitalizadas son autoreguladas por el mercado spot. Si el Cuadro 8 no reprodujo una tasa de retorno de 9% para COBEE seguramente se debe a diferencias en la fórmula de cálculo. La pregunta de si tratamientos diferentes producirán comportamientos diferentes por parte de las empresas es pertinente. Para COBEE, el contar con una tasa de retorno asegurada disminuye riesgos e incentiva a la inversión, aunque dicha inversión no responde necesariamente a criterios de eficiencia. En el caso de las empresas capitalizadas, sus inversiones dependerán de la tasa de retorno que logren en competencia, lo cual a su vez dependerá de su eficiencia.

La empresa transportadora produjo una tasa de retorno de 1.7% y una relación ingreso operativo neto/activo fijo de 1.75%, los cuales tampoco muestran elevados resultados de rentabilidad durante sus primeros meses de actuación durante 1997. Esto se debe principalmente a sus inversiones en expansión de la red, programadas antes de su privatización, lo que

incrementó el valor de sus activos fijos en el cálculo de los indicadores. Se esperaría que en los próximos años la rentabilidad sea mayor al no existir inversiones programadas como se verá más adelante.

Cuadro 8
INDICADORES DE RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS
GENERADORAS Y LA TRANSPORTADORA

EMPRESAS	1992	1993	1994	1995	1996	1997
ENDE						
Tasa de retorno	2.24%	4.48%	4.54%	1.41%		
Utilidad gestión/Patrimonio	2.65%	3.03%	0.75%	0.63%		
Utilidad gestión/Activo Fijo	2.59%	3.12%	0.74%	0.93%		
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo	2.30%	4.86%	4.89%	1.81%		
GUARACACHI S.A.						
Tasa de retorno				-0.18%	1.89%	0.18%
Utilidad gestión/Patrimonio				1.96%	6.28%	3.62%
Utilidad gestión/Activo Fijo				2.63%	9.79%	6.09%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo				-0.34%	3.91%	0.38%
VALLE HERMOSO S.A.						
Tasa de retorno				2.76%	1.22%	-0.38%
Utilidad gestión/Patrimonio				2.80%	5.92%	2.64%
Utilidad gestión/Activo Fijo				3.45%	4.71%	2.19%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo				2.77%	1.31%	-0.41%
CORANI S.A.						
Tasa de retorno				4.57%	11.31%	10.35%
Utilidad gestión/Patrimonio				7.44%	11.88%	12.15%
Utilidad gestión/Activo Fijo				7.86%	14.61%	15.36%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo				8.90%	12.78%	12.85%
COBEE						
Tasa de retorno			4.98%	5.11%	5.89%	6.33%
Utilidad gestión/Patrimonio			7.01%	6.85%	18.59%	8.83%
Utilidad gestión/Activo Fijo			11.96%	8.55%	15.90%	5.73%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo			9.07%	7.44%	5.82%	6.36%
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD						
Tasa de retorno						1.70%
Utilidad gestión/Patrimonio						4.12%
Utilidad gestión/Activo Fijo						2.20%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo						1.75%

Fuente: Elaboración Propia en base a las Memorias Anuales de las Empresas. Nota: Las empresas capitalizadas iniciaron operaciones en agosto de 1995.

4. El resultado sobre las inversiones en generación y transporte

Los Cuadros 9 y 10 resumen el resultado sobre las inversiones efectuadas en generación y transmisión. La empresas generadoras invirtieron en conjunto US\$ 112 millones y la Transportadora US\$ 16.9 millones, totalizando US\$ 129 millones desde la capitalización de las empresas. La inversión de las generadoras corresponde al 49.8% de los compromisos de inversión en un período de aproximadamente tres años. De todas las empresas, VALLE HERMOSO SA habría cumplido totalmente con sus compromisos de inversión y COBEE habría

alcanzado al 66% de los mismos. Las empresas CORANI SA y GUARACACHI SA habrían alcanzado el 24% y 14% respectivamente, teniendo aún cuatro años como máximo para alcanzar el 100%. Los Cuadros 9 y 10 fueron construidos por la Superintendencia de Electricidad a partir de la información enviada por las empresas, sin embargo, la Superintendencia debe aún realizar licitaciones para las auditorías y evaluaciones de estas cifras.

De acuerdo a los planes de inversión expresados en el Cuadro 11, COBEE y GUARACACHI SA alcanzarían las metas de inversión el año 1999, luego GUARACACHI SA tiene planes de invertir otros US\$ 36 millones adicionales antes del 2002. La empresa VALLE HERMOSO S.A. también posee planes de inversión adicionales a sus metas por un valor de US\$ 28.9 millones antes del 2002. La empresa CORANI S.A. presenta planes de inversión durante 1998 por US\$ 22 millones, faltando planificar y ejecutar inversiones por una cifra similar hasta antes del 2002. En el caso de la empresa Transportadora, esta no posee planes de inversión adicionales tal como se preveía el momento de su privatización.

Cuadro 9
EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN GENERACIÓN (EN DÓLARES)

EMPRESA GENERADORA	1995	1996	1997	TOTAL EJECUTADO
COBEE	24,504,801	3,172,983	28,635,426	56,313,210
CORANI S.A.	660,700	817,200	12,645,500	14,123,400
Proyecto Chacamayu Chimpahera	87,400	55,700	1,356,400	1,499,500
Proyecto Nuevos aportes	42,900	203,200	3,715,600	3,961,700
Proyecto Aducción Palca	115,000	197,000	7,243,200	7,555,200
Capital de Operación	415,400	361,300	330,300	1,107,000
VALLE HERMOSO S.A.	310,375	21,447,252	12,984,613	34,742,240
Proyecto Carrasco		20,018,377	11,331,753	31,350,130
Capital de Operación	310,375	1,428,875	1,652,860	3,392,110
GUARACACHI S.A.	321,341	1,025,124	5,576,000	6,922,465
Proyecto Santa Cruz	15,000	692,000	4,903,000	5,610,000
Capital de Operación	306,341	333,124	673,000	1,312,465
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD			16,977,202	16,977,202
TOTAL INVERSIONES	25,797,217	26,462,559	76,818,741	129,078,517

Fuente: Superintendencia de Electricidad en base a datos enviados por las empresas.

Cuadro 10
**PORCENTAJE DE EJECUCIÓN DE LOS COMPROMISOS
DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN (EN DÓLARES)**

EMPRESAS	COMPROMISO DE INVERSIÓN	EJECUTADO HASTA 1997	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN
GUARACACHI S.A.	47,131,000	6,922,465	14.69%
VALLE HERMOSO S.A.	33,921,100	34,742,240	102.42%
CORANI S.A.	58,796,300	14,123,400	24.02%
COBEE	85,156,000	56,313,210	66.13%
TOTAL GENERADORAS	225,004,400	112,101,315	49.82%

Fuente: Superintendencia de Electricidad en base a datos enviados por las empresas.

Durante estos años de funcionamiento de la nueva estructura de la industria, se evidenció que las inversiones extranjeras son aún altamente sensibles a los riesgos asociados con naciones en desarrollo, en el caso boliviano con el riesgo político en particular. Un motivo de incertidumbre tuvo su origen en factores externos a la operación del sistema. El cambio de gobierno ocurrido en agosto de 1997, trajo consigo propuestas de cambio en la relación del Estado con las empresas capitalizadas, expresándose en el deseo del gobierno de que exista un flujo de información más directo sobre las actividades de las mismas, en especial en relación al cumplimiento de sus compromisos de inversión. En la Ley de Propiedad y Crédito Popular aprobada en junio de 1998, se especifica que este flujo de información ocurriría a través de la participación normal de las AFP's en el directorio de las empresas, así como mediante la Superintendencia Sectorial. Las empresas capitalizadas sospechan de las intenciones del gobierno que estaría interesado en cambiar los acuerdos contractuales y las reglas del juego posteriormente, por lo que consideran la propuesta como contraria a su independencia y su libertad de acción y decisión. La posible intervención indirecta del estado y percepción de cambio en las reglas, tuvo el efecto de cuestionar los compromisos de largo plazo adquiridos y posiblemente postergar inversiones mientras no se resuelvan los conflictos de fondo.

Cuadro 11
PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACIÓN 1998-2002 (EN DÓLARES)

EMPRESA GENERADORA	1998	1999	2000	2002	Total Proyectado
COMPañÍA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELECTRICA	22,259,529	6,583,261			28,842,790
EMPRESA ELECTRICA CORANI	22,146,000				22,146,000
Proyecto Chacamayu Chimpahera	678,200				678,200
Proyecto Nuevos aportes	7,932,600				7,932,600
Proyecto Aducción Palca	12,504,100				12,504,100
Capital de Operación	1,031,100				1,031,100
EMPRESA ELECTRICA VALLE HERMOSO	3,960,970	25,000,000			28,960,970
Proyecto Carrasco	3,960,970				3,960,970
Proyecto Tercera Turbina Carrasco		25,000,000			25,000,000
EMPRESA ELECTRICA GUARACACHI	35,724,000	7,579,000	150,000	40,150,000	83,603,000
Proyecto Santa Cruz	35,576,000	7,429,000			43,005,000
Proyecto Cielo Combinado				40,000,000	40,000,000
Capital de Operación	148,000	150,000	150,000	150,000	598,000
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD					
TOTAL INVERSIONES	84,090,499	39,162,261	150,000	40,150,000	163,552,760

Fuente: Superintendencia de Electricidad en base a datos enviados por las empresas.

5. Las empresas distribuidoras y la demanda

En cuanto a las perspectivas de demanda de energía, ésta en general se encuentra evolucionando a una tasa promedio anual mayor al 7% (el Cuadro 12 muestra un crecimiento de 8.4% entre 1996-97) de acuerdo a los registros del SIN. Para las empresas generadoras esta es en general una tasa de crecimiento muy atractiva para las inversiones, sin embargo, posee dos

características: (1) no todas las ciudades están expandiendo su demanda a la misma tasa, como lo muestra el Cuadro 12 en cuanto a energía y el Cuadro 13 en cuanto a potencia. La demanda de energía en Santa Cruz se encuentra creciendo a tasas hasta del 13% y otras ciudades como Cochabamba y Sucre al 9% y 10% respectivamente, mientras que en La Paz y El Alto la demanda estaría creciendo al 4%. La demanda de potencia en Santa Cruz se encuentra creciendo a tasas hasta de 14%, comparado con 4.7% y 6.9% de La Paz y Cochabamba respectivamente⁴. (2) en términos absolutos, la magnitud de la nueva energía requerida en promedio estaría creciendo en 230 GWh para el SIN, de los cuales 114 van a Santa Cruz, 42 a Cochabamba, 9 a Sucre y 56 a La Paz. En cuanto a potencia, la demanda creció en 39.3 MW de los cuales 23.3 se originaron en Santa Cruz, 8.7 en La Paz y 6.4 en Cochabamba.

Si todas las generadoras realizaran inversiones en expansión de generación simultáneamente (como se habrían comprometido), muy rápidamente se podría producir una sobre oferta de capacidad con relativamente pequeños montos de inversión y en plantas de relativamente pequeñas magnitudes dispersas a lo largo del SIN. Esta característica de pequeñez del mercado boliviano tiene un impacto importante en la estrategia de crecimiento de las empresas generadoras: (1) las empresas están obligadas a desarrollar opciones de exportación de electricidad al Brasil, lo cual todas se encuentran analizando. (2) dado que la introducción de nueva capacidad tiene un impacto negativo sobre el precio spot, una actitud agresiva solo afectaría los ingresos de las propias empresas, por lo cual deben adoptar una estrategia de maximizar ganancias basada en un mantenimiento del equilibrio oferta-demanda, que resulte en el precio spot más alto y por el tiempo más largo posible hasta la finalización del período de exclusividad en 1999. En este sentido, el período de exclusividad actúa como un retrasador de inversión, aunque no muy efectivo debido a que de todas maneras deben realizar las inversiones comprometidas y porque también existe una competencia potencial pasado este período. La competencia potencial no estaría interesada en el mercado local como en las posibilidades de exportación al mercado brasileño, sin embargo, cualquier nueva empresa que entre en exportaciones también podría conectarse al SIN, en particular en el área de Santa Cruz.

Cuadro 12
DEMANDA DE ENERGÍA EN GWH

Empresas y área de acción	1996	1997	Variación
Electropaz: La Paz, El Alto, Viacha	865.9	921.8	6.5 %
Cre: Departamento Santa Cruz	838.0	951.8	13.6 %
Elfec: Cochabamba	444.5	486.3	9.4 %
Sepsa: Potosí	69.2	75.3	8.8 %
Cessa: Sucre	92.2	101.4	10.0 %
Elfeo y otros: Oruro	197.8	205.9	4.1 %
No regulados (1)	208.8	203.4	-2.6 %
TOTAL	2,716.4	2,945.9	8.4 %

Fuente: CNDC. (1) Consumidores no regulados son empresas que compran su electricidad directamente del SIN, estas son solo dos, la Empresa Minera Inti Raymi y la Empresa Metalúrgica Vinto.

Cuadro 13
DEMANDA DE POTENCIA EN MW

Empresas y área de acción	1996	1997	Variación
Electropaz: La Paz, El Alto, Viacha	186.7	195.4	4.7 %
Cre: Departamento Santa Cruz	166.8	190.1	14.0 %
Elfec: Cochabamba	92.5	98.9	6.9 %
Sepasa: Potosí	14.5	14.7	4.3 %
Cessa: Sucre	18.7	20.9	11.8 %
Elfeo y otros: Oruro	39.5	40.9	3.5 %
No regulados (1)	25.7	22.8	-11.2 %
TOTAL	544.4	583.7	7.2 %

Fuente: CNDC. (1) Consumidores no regulados son empresas que compran su electricidad directamente del SIN, estas son solo dos, la Empresa Minera Inti Raymi y la Empresa Metalúrgica Vinto.

6. Demanda y segmentación de mercados

El Cuadro 14 muestra la evolución del volumen de energía vendida por empresa y categoría de consumidor. Las categorías de consumidor son una representación de la tradicional discriminación de tercer grado, que realizan las empresas debido a que la energía es un bien que no podría comercializarse en un mercado secundario. El cuadro, en su última columna, muestra la tasa de crecimiento promedio anual (TCPA) del volumen de energía vendida, resaltando tasas mayores al 10% para ELFEO, SEPSA y CRE. En el caso de ELFEO y SEPSA, el resultado se debe al traspaso de clientes de COBEE y ENDE a esas empresas en los últimos dos años. En cambio, el caso de CRE y ELFEC (este último con una tasa muy cercana a 10%), el crecimiento de su volumen de ventas sí se debe a mayor consumo, en especial de sus categorías de consumidores general e industrial. En cambio, el volumen de ventas de ELECTROPAZ se encuentra creciendo a una tasa menor, 6%, aunque también liderizado por sus consumidores general e industrial. A pesar del crecimiento general del volumen de ventas en las categorías general e industrial por las distribuidoras, el consumo en la categoría residencial, continúa siendo el más importante con una participación de 49.5%, 42.6% y 43.1% para ELECTROPAZ, CRE y ELFEO, respectivamente durante 1997. Estos porcentajes resaltan la característica de la economía boliviana de poco desarrollo industrial y comercial alcanzado. Dichos porcentajes, sin embargo, muestran alguna mejora comparados con el año 1992 de 51.3%, 47.6% y 45.5% para las mismas empresas respectivamente.

La estructura del consumo de electricidad descrito por categorías, tiene incidencia sobre el uso del parque de generación durante el día, debido al bajo consumo en horas diurnas, comparado con el consumo en horas nocturnas cuyo pico para el consumo residencial, ocurre entre las 19:00 y 21:00 horas. Esto implica que las generadoras hidroeléctricas, venden energía durante más horas del día que las generadoras termoeléctricas, debido a que tienen costos marginales menores, y en la medida que expandan su capacidad de generación, podrán vender su energía no solo durante más horas sino también en mayores volúmenes, desplazando a las termoeléctricas. Estas últimas, a su vez, resultarían vendiendo su energía durante menos horas del día y concentrándose en las horas de punta. En este sentido, una mayor industrialización de la economía tendería a homogeneizar las ventas de energía durante el día y la noche, favoreciendo a las termoeléctricas.

Cuadro 14
VOLUMEN DE VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORÍA
DE CONSUMIDOR Y EMPRESAS (EN GWH)

EMPRESA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	TCPA
ELECTROPAZ	615.7	646.2	683.1	715.2	774.9	826.4	6.06%
Residencial	315.7	331.2	345.8	352.3	383.9	409.1	5.32%
General	132.8	139.9	150.6	161.9	176.3	189.6	7.38%
Industrial	114.8	123.0	132.9	144.1	152.9	163.9	7.38%
Otros	52.2	52.0	53.6	56.9	61.7	63.6	4.03%
CRE	499.5	566.2	651.5	701.7	774.3	868.7	11.70%
Residencial	237.7	259.6	297.1	329.9	340.1	370.0	9.25%
General	104.7	122.4	141.5	162.9	185.1	216.2	15.60%
Industrial	134.7	160.5	182.7	175.8	213.2	244.6	12.67%
Otros	22.4	23.7	30.1	33.1	35.9	37.8	11.03%
ELFEC	281.9	304.0	339.1	371.6	406.5	447.8	9.69%
Residencial	128.3	140.2	153.1	165.9	180.1	193.2	8.53%
General	29.0	33.5	36.2	40.4	43.9	54.3	13.36%
Industrial	98.8	102.5	113.5	137.7	151.0	167.3	11.10%
Otros	25.7	27.7	36.2	27.7	31.4	33.1	5.19%
CESSA	68.2	73.3	78.2	80.9	83.9	91.3	6.01%
Residencial	22.5	24.2	26.5	28.2	31.2	33.4	8.22%
General	6.4	7.6	8.3	8.9	10.2	11.1	11.64%
Industrial	35.8	37.7	39.0	39.3	37.4	41.4	2.95%
Otros	3.5	3.8	4.4	4.5	5.1	5.4	9.06%
SEPSA	34.4	40.1	44.7	52.7	60.8	67.3	14.36%
Residencial	13.9	15.6	15.9	16.6	17.8	18.6	5.99%
General	5.0	5.8	5.9	6.9	7.6	6.7	6.03%
Industrial	8.1	6.9	8.8	13.7	18.8	24.2	24.47%
Otros	7.3	11.7	13.9	15.4	16.6	17.7	19.38%
ELFEO	70.5	73.0	76.9	78.9	89.9	163.6	18.33%
Residencial	35.2	36.5	34.9	35.3	37.5	39.3	2.23%
General	10.9	11.1	10.8	11.3	11.9	12.0	1.94%
Industrial	20.2	20.6	26.0	27.0	34.9	46.3	18.04%
Otros	4.1	4.7	5.2	5.3	5.6	65.9	74.27%

Fuente: Superintendencia de Electricidad, Mercado Minorista. TCPA = Tasa de Crecimiento Promedio Anual

7. Evolución de las tarifas promedio al consumidor

Los Cuadros 15 y 16 presentan la evolución de los precios reales por empresas y categoría de consumidor. El Cuadro 15 presenta los precios en sus niveles y el Cuadro 16 en sus variaciones anuales. Las diferencias de precios en sus niveles, entre empresas, refleja en gran parte las características de costos y demanda que enfrenta cada empresa en su región, antes que diferencias en eficiencia interna. ELECTROPAZ y ELFEO presentan las tarifas más bajas, pero las tasas de crecimiento promedio más altas del período con 3.8% y 4.7% respectivamente. En ambos casos sus tarifas promedio anual estuvieron incrementando a tasas altas pero cada vez menores entre 1993-94, llegando a ser negativas en 1995-96, para luego nuevamente incrementar en 1997 en 6.7% y 7.6% respectivamente. En el caso de ELECTROPAZ, estos últimos

incrementos de precio afectaron a sus consumidores residencial, general e industrial con aumentos de 6.4%, 6.0% y 5.6% respectivamente. En el caso de ELFEO, estos últimos incrementos de precio afectaron a sus consumidores residencial, general e industrial con aumentos mayores al 10%.

ELFEC y en particular SEPSA, presentan las tarifas más altas pero las tasas de crecimiento promedio más bajas del período, siendo cero o ligeramente negativas, favoreciendo al consumidor industrial y otros en el caso de SEPSA y al consumidor industrial y general en el caso de ELFEC, no así al consumidor residencial en ambos casos.

Cuadro 15
TARIFA PROMEDIO REAL POR CATEGORÍA DE CONSUMIDOR
(EN CENTAVOS DE DÓLAR DE 1997/KWH)

EMPRESA	1992	1993	1994	1995	1996	1997
ELECTROPAZ	5.337	5.897	6.202	6.193	5.987	6.390
Residencial	4.403	4.812	5.140	5.185	5.020	5.340
General	8.662	9.601	9.588	9.872	9.543	10.120
Industrial	4.448	4.935	4.928	5.026	4.841	5.110
Otros	4.793	5.252	5.245	4.984	4.639	5.167
CRE	6.405	6.535	6.638	6.670	6.694	7.010
Residencial	4.948	5.002	5.096	5.154	5.429	5.710
General	10.352	10.541	10.850	10.265	10.021	10.570
Industrial	5.693	5.785	5.844	6.129	5.787	5.790
Otros	7.806	7.609	7.062	6.946	6.913	7.310
ELFEC	7.061	7.072	7.140	7.147	6.843	7.050
Residencial	6.249	6.177	6.325	6.405	6.226	6.310
General	13.055	12.667	13.041	12.788	12.302	12.730
Industrial	6.627	6.770	6.861	6.627	6.196	6.260
Otros	6.272	9.556	4.924	5.334	5.205	5.360
CESSA	6.372	6.412	6.291	6.235	6.435	6.980
Residencial	4.948	5.013	4.939	4.973	5.110	5.560
General	11.687	12.062	11.890	12.163	13.069	14.150
Industrial	5.916	5.740	5.665	5.472	5.439	5.900
Otros	10.630	10.652	9.431	9.035	8.666	9.250
SEPSA	7.383	7.486	7.453	7.030	6.923	6.920
Residencial	6.272	6.244	6.850	6.818	6.933	7.050
General	11.231	11.335	11.856	11.198	11.077	11.980
Industrial	6.716	6.747	6.548	5.567	5.738	5.760
Otros	11.387	11.458	7.984	7.789	7.720	7.750
ELFEO	5.382	6.132	6.559	6.500	6.236	6.710
Residencial	4.481	5.203	5.699	5.546	5.439	6.410
General	9.152	9.981	10.940	10.339	10.180	11.520
Industrial	4.893	5.617	5.833	6.012	5.528	6.430
Otros	5.460	6.423	6.872	7.062	7.521	6.653

Fuente: Superintendencia de Electricidad, Mercado Minorista. Datos nominales fueron deflactados por el IPC base 1997, luego convertidos a dólares utilizando el tipo de cambio promedio de 1997 de 5.34 Bs/\$US. De esta forma se resaltan las variaciones de precios en términos reales y no los efectos de la tasa de devaluación, debido a que los consumidores pagan en bolivianos y no en dólares.

Cuadro 16
TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DE LAS TARIFAS PROMEDIO REALES

EMPRESA	1993	1994	1995	1996	1997	Promedio
ELECTROPAZ	0,105	0,052	-0,001	-0,033	0,067	0,038
Residencial	0,093	0,068	0,009	-0,032	0,064	0,040
General	0,108	-0,001	0,030	-0,033	0,060	0,033
Industrial	0,109	-0,001	0,020	-0,037	0,056	0,029
Otros	0,096	-0,001	-0,050	-0,069	0,114	0,018
CRE	0,020	0,016	0,005	0,004	0,047	0,018
Residencial	0,011	0,019	0,011	0,053	0,052	0,029
General	0,018	0,029	-0,054	-0,024	0,055	0,005
Industrial	0,016	0,010	0,049	-0,056	0,000	0,004
Otros	-0,025	-0,072	-0,017	-0,005	0,057	-0,012
ELFEC	0,002	0,010	0,001	-0,042	0,030	0,000
Residencial	-0,012	0,024	0,013	-0,028	0,014	0,002
General	-0,030	0,030	-0,019	-0,038	0,035	-0,005
Industrial	0,021	0,014	-0,034	-0,065	0,010	-0,011
Otros	0,524	-0,485	0,083	-0,024	0,030	0,026
CESSA	0,006	-0,019	-0,009	0,032	0,085	0,019
Residencial	0,013	-0,015	0,007	0,028	0,088	0,024
General	0,032	-0,014	0,023	0,075	0,083	0,040
Industrial	-0,030	-0,013	-0,034	-0,006	0,085	0,000
Otros	0,002	-0,115	-0,042	-0,041	0,067	-0,026
SEPSA	0,014	-0,004	-0,057	-0,015	0,000	-0,013
Residencial	-0,004	0,097	-0,005	0,017	0,017	0,024
General	0,009	0,046	-0,056	-0,011	0,082	0,014
Industrial	0,005	-0,030	-0,150	0,031	0,004	-0,028
Otros	0,006	-0,303	-0,024	-0,009	0,004	-0,065
ELFEO	0,139	0,070	-0,009	-0,041	0,076	0,047
Residencial	0,161	0,095	-0,027	-0,019	0,179	0,078
General	0,091	0,096	-0,055	-0,015	0,132	0,050
Industrial	0,148	0,038	0,031	-0,080	0,163	0,060
Otros	0,176	0,070	0,028	0,065	-0,115	0,045

Fuente: Cuadro 15.

Las distribuidoras CRE y CESSA presentan tarifas promedio ligeramente menores a las de ELFEC y SEPSA, con tasas de crecimiento promedio moderadas para el período de 1.8% y 1.9% respectivamente. Para los años 1993-96, en ambos casos los precios reales no aumentaron significativamente e inclusive disminuyeron en el caso de CESSA. Es el año 1997 cuando CRE incrementa su tarifa promedio en 4.7% y CESSA en 3.2% en 1996 y 8.5% en 1997, en ambos casos afectando particularmente a sus consumidores residencial y general.

Estos resultados indican que, en algunas ocasiones, los precios disminuyeron en términos reales en favor de algunos consumidores, tal vez reflejando ganancias en productividad que se transfirieron a los mismos. En la mayoría de los casos, en particular en 1997, se observan incrementos de precios en términos reales que han afectado principalmente a los consumidores residencial y general. La transferencia de recursos de estos consumidores hacia las empresas

habría sido más o menos sentida dependiendo de sí el aumento de los ingresos de estos consumidores fue igual o mayor a la tasa de inflación. En Bolivia el incremento salarial ha crecido cerca a la tasa de inflación aunque con rezago.

8. Algunos indicadores de eficiencia interna en distribución

Los Cuadros 17 al 19 presentan la evolución de algunos indicadores de la eficiencia interna alcanzada por las empresas distribuidoras. Estos indicadores deben interpretarse considerando que las empresas no son perfectamente comparables, debido a que difieren por la extensión de sus redes de distribución, la magnitud de sus operaciones y la densidad de sus mercados. En base a estos criterios se podrían identificar dos grupos de empresas aproximadamente comparables⁵. El primer grupo podría estar conformado por ELECTROPAZ, CRE y ELFEC, y el segundo grupo podría estar conformado por CESSA, SEPSA Y ELFEO.

El Cuadro 17 muestra a ELECTROPAZ como la empresa que habría logrado la mayor productividad del trabajo en los últimos años. Las empresas CRE y ELFEC presentan niveles de productividad menores, comparado con ELECTROPAZ, aunque aproximadamente similares entre sí. Sin embargo, todas estas empresas presentan en común una clara tendencia a mejorar sus índices de productividad. El grupo de empresas SEPSA, CESSA y ELFEO mantienen niveles de productividad más bajos y también similares entre sí. En el caso de SEPSA, esta empresa presentaba los indicadores más bajos en el período 1992-94, y la información posterior permite observar una tendencia a mejorar sus índices de productividad. Estos índices tienen mucha relación con la tasa de crecimiento de la demanda que experimentan las empresas, lo que les permite aprovechar economía de escala e incrementar la productividad del trabajo.

Cuadro 17
EVOLUCIÓN DEL PERSONAL EN DISTRIBUCIÓN Y SU PRODUCTIVIDAD

EMPRESAS	1992	1993	1994	1995	1996	1997
CRE						
Número empleados	449	510	523	509	498	490
GWh/empleado	1.11	1.11	1.24	1.38	1.55	1.77
ELECTROPAZ						
Número empleados					362	278
GWh/empleado					2.14	2.97
ELFEC						
Número empleados	294	313	326	322	310	305
GWh/empleado	0.95	0.97	1.04	1.15	1.31	1.47
CESSA						
Número empleados	130	131	149	nd	nd	nd
GWh/empleado	0.52	0.56	0.52			
SEPSA						
Número empleados	92	92	94	92	91	95
GWh/empleado	0.37	0.43	0.47	0.57	0.67	0.71
ELFEO						
Número empleados	105	106	111	nd	Nd	nd
GWh/empleado	0.67	0.69	0.69			

Fuente: Elaboración propia.

El Cuadro 18 muestra que, en general, la tasa de crecimiento anual de los ingresos operacionales, ha estado creciendo a ritmos mayores que la tasa de crecimiento anual de los costos operacionales (ambas series en términos reales). Esto se verifica en el caso de CRE (excepto en 1997), ELFEC, SEPSA (excepto en 1996), CESSA (en los últimos años) y ELFEO. Este es un resultado que se puede explicar por dos vías: (1) la tasa de crecimiento de los precios promedio, en especial en 1997, observada en el Cuadro 16. (2) La tasa de crecimiento de la demanda de energía, observada en el Cuadro 14. Esto implica que es posible que las empresas hayan encontrado como principal fuente de rentabilidad a la creciente demanda en primer lugar y precios en segundo lugar, antes que los esfuerzos por eficiencia interna. Esta última afirmación se podría verificar al observar la evolución de la relación costos/ingresos de operación entre empresas aproximadamente comparables. Tanto para SEPSA, CESSA como ELFEO, esta relación se mantuvo encima del 90%, llegando en algunos casos inclusive sobre el 100%, resaltando el bajo esfuerzo en reducir costos. Las empresas ELECTROPAZ, CRE y ELFEC muestran una relación costos/ingresos más bajas, aunque sin presentar una clara tendencia a mejorar.

Cuadro 18
TASA DE CRECIMIENTO DE LOS INGRESOS, COSTOS Y LA RELACIÓN
COSTOS/INGRESOS DE OPERACIÓN

Empresas	1992	1993	1994	1995	1996	1997
CRE						
Tasa crecimiento ingresos	21,61%	13,29%	9,13%	17,55%	0,60%	15,87%
Tasa crecimiento costos	18,68%	7,71%	43,63%	14,80%	-8,01%	15,85%
Relación costos/ingresos	0,834	0,793	1,044	1,019	0,932	0,932
ELECTROPAZ						
Tasa crecimiento ingresos			7,05%	2,85%	-9,81%	12,91%
Tasa crecimiento costos			9,02%	6,86%	-6,63%	12,32%
Relación costos/ingresos		0,822	0,837	0,870	0,901	0,896
ELFEC						
Tasa crecimiento ingresos	-7,20%	2,28%	-53,30%	8,86%	11,63%	-1,19%
Tasa crecimiento costos	-4,52%	2,28%	-47,84%	8,51%	6,66%	4,59%
Relación costos/ingresos	0,784	0,784	0,875	0,873	0,834	0,882
SEPSA						
Tasa crecimiento ingresos	-16,73%	19,77%	11,13%	13,31%	15,11%	7,82%
Tasa crecimiento costos	-0,54%	2,23%	5,64%	13,02%	62,74%	-23,62%
Relación costos/ingresos	1,207	1,030	0,979	0,977	1,381	0,978
CESSA						
Tasa crecimiento ingresos	8,11%	4,42%	2,94%	-1,34%	4,14%	16,68%
Tasa crecimiento costos	3,31%	6,57%	6,03%	-3,23%	2,67%	20,12%
Relación costos/ingresos	0,920	0,939	0,967	0,948	0,935	0,963
ELFEO						
Tasa crecimiento ingresos	19,42%	17,11%	31,71%	0,79%	42,94%	27,88%
Tasa crecimiento costos	21,26%	11,97%	28,06%	1,89%	58,90%	18,76%
Relación costos/ingresos	0,963	0,921	0,895	0,905	1,006	0,935

Fuente: Memorias Anuales de las empresas, Superintendencia de Electricidad. Nota: Las tasas de crecimiento fueron calculadas a partir de la evolución de los ingresos y costos operacionales en términos reales.

El Cuadro 19 presenta varios indicadores de rentabilidad de las operaciones de las empresas distribuidoras. Dos de esos indicadores son los tradicionales de utilidad de la gestión/patrimonio y utilidad de la gestión/activo fijo. Los otros dos indicadores de tasa de retorno e ingresos operativos netos/activo fijo, tal vez son mejores para evaluar el retorno a la inversión y son los que se sugiere observar. El indicador de tasa de retorno fue calculado dividiendo los ingresos operativos netos, sobre la suma de los activos fijos más el capital de trabajo. Excepto en el caso de SEPSA, donde estos indicadores son negativos o los más bajos, en los demás casos estos indicadores son positivos en un rango de 5% al 13%. Solo en el caso de ELECTROPAZ se observa una tasa mayor a este rango para 1997.

Cuadro 19
INDICADORES DE RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

EMPRESAS	1992	1993	1994	1995	1996	1997
CRE						
Tasa de Retorno	7,90%	10,65%	13,11%		10,45%	5,64%
Utilidad gestión/Patrimonio	-0,24%	-1,57%	3,19%		5,38%	6,03%
Utilidad gestión/Activo Fijo	-0,27%	-1,70%	3,77%		6,54%	8,02%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo	9,63%	13,06%	14,74%		14,21%	8,47%
ELECTROPAZ						
Tasa de Retorno		12,56%			10,26%	6,93%
Utilidad gestión/Patrimonio		15,59%			12,37%	11,07%
Utilidad gestión/Activo Fijo		14,49%			13,85%	10,12%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo		12,32%			11,47%	6,43%
ELFEC						
Tasa de Retorno	3,22%	2,47%	4,58%	5,21%	7,76%	10,28%
Utilidad gestión/Patrimonio	4,89%	6,94%	5,93%	7,45%	8,87%	10,06%
Utilidad gestión/Activo Fijo	4,17%	6,84%	6,01%	6,67%	8,49%	9,70%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo	3,15%	2,57%	6,13%	5,60%	9,48%	12,37%
SEPSA						
Tasa de Retorno	-9,04%	-1,67%	1,50%	1,05%	-37,20%	1,34%
Utilidad gestión/Patrimonio	-12,97%	-4,90%	2,39%	0,80%	-36,57%	6,81%
Utilidad gestión/Activo Fijo	-8,88%	-3,25%	1,85%	0,65%	-29,69%	7,88%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo	-10,51%	-1,90%	1,69%	1,31%	-27,11%	1,68%
CESSA						
Tasa de Retorno	7,87%	6,36%	3,39%	4,59%	5,94%	13,78%
Utilidad gestión/Patrimonio	9,47%	6,88%	4,05%	2,82%	6,38%	4,58%
Utilidad gestión/Activo Fijo	9,53%	4,60%	4,53%	3,04%	6,77%	5,59%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo	9,17%	7,08%	4,13%	5,37%	6,91%	9,59%
ELFEO						
Tasa de Retorno	3,96%	8,47%	12,39%		-1,04%	9,04%
Utilidad gestión/Patrimonio	5,92%	12,07%	17,24%		-0,33%	12,42%
Utilidad gestión/Activo Fijo	6,55%	13,78%	21,42%		-0,25%	7,43%
Ingreso Operativo Neto/Activo Fijo	4,77%	10,81%	17,36%		-0,96%	8,20%

Fuente: Elaboración propia en base a las Memorias Anuales de la empresas.

Las distribuidoras CRE y ELECTROPAZ presentan una tasa de retorno mayor al 10%, disminuyendo solo el último año debido al incremento de sus inversiones en activos fijos. La distribuidora ELFEC, por su parte, presenta una tasa de retorno consistentemente creciente cada

año y pasando la barrera del 10% en 1997. SEPSA presenta retornos negativos hasta 1993, luego son positivos pero a tasas inferiores al 2%, única empresa que contrasta con el desempeño de las demás. CESSA muestra un descenso en sus retornos hasta 1994 donde alcanza un mínimo entre 3-4%, a partir de 1995 recupera y logra una tasa de retorno del 13% en 1997. ELFEO también experimenta un año de retornos negativos en 1996 durante su transición de COBEE a IBERDROLA, luego en 1997 recupera sus tradicionales niveles de rentabilidad. Excepto por SEPSA, todas las demás empresas distribuidoras estarían con tasas de retorno que reflejan un desempeño inicial que les permitirá enfrentar la nueva regulación en distribución. Esta regulación les impondrá una tasa de retorno basada en indicadores de rentabilidad observado en empresas de servicios norteamericanas y les exigirá metas de eficiencia interna en cuanto a disminución de costos de consumidor, reducción de pérdidas de energía y potencia, disminución de costos de operación y mantenimiento, y disminución de costos administrativos como se explicó en la sección anterior. El resultado de la nueva regulación es que las distribuidoras no tendrán una tasa de retorno asegurada y esta dependerá de su eficiencia interna frente a indicadores de rentabilidad de empresas de servicios norteamericanas sobre los cuales no existe certidumbre.

9. El resultado sobre las inversiones en distribución

Al igual que con las empresas generadoras, las empresas distribuidoras también poseen compromisos de inversión para el período 1997-2002 en sus contratos de readecuación. El Cuadro 20 muestra que estas inversiones incrementaron en 45.8% entre 1996-97 cumpliendo todas sus metas de inversión para 1997. La tasa de crecimiento de la inversión en años anteriores era bastante inferior, por lo que podría concluirse que el establecimiento de metas de inversión sí tuvo un efecto positivo.

Cuadro 20
EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN (EN DÓLARES)

EMPRESAS	1996	1997	Total
ELECTROPAZ	8,948,010	12,966,820	21,914,830
ELFEO	724,048	1,344,514	2,068,562
ELFEC	4,187,630	8,078,210	12,265,840
CRE	10,283,095	13,552,440	23,835,535
CESSA	1,230,000	924,000	2,154,000
SEPSA	307,000	430,000	737,000
SETAR	979,803	1,595,192	2,574,995
TOTAL INVERSIONES	26,659,586	38,891,176	65,550,762
Tasa de Crecimiento		45.88%	

Fuente: Superintendencia de Electricidad en base a datos enviados por las empresas. Las empresas firmaron compromisos de inversión para el período 1997-2001 expresados en sus Resoluciones de Adecuación de Concesión. Para el año 1997 el grado de cumplimiento de esos compromisos fue el siguiente: 103.68% ELECTROPAZ, 98.88% CRE, 100% ELFEO y 90.88% ELFEC.

Cuadro 21
PROGRAMA DE INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN (EN DÓLARES)

EMPRESAS	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
ELECTROPAZ	13,096,367	11,204,690	9,734,354	8,795,979		64,746,220
ELFEO	1,123,589	995,229	1,042,795	881,000		6,111,175
ELFEC	4,378,020	4,260,940	4,332,660	4,394,880	4,482,780	34,115,120
CRE	26,718,431	11,344,898	9,575,000	11,908,000		83,381,864
CESSA	1,191,000	989,000	1,425,000	1,765,000	1,380,000	8,904,000
SEPSA	518,000	640,000	789,000	975,000	1,117,000	4,776,000
SETAR	1,325,215	768,577				4,668,787
TOTAL INVERSIONES	48,350,622	30,203,334	26,898,809	28,719,859	6,979,780	206,703,166

Fuente: Superintendencia de Electricidad en base a los compromisos de inversión expresados en las Resoluciones de Adecuación de Concesión para el caso de CRE, ELECTROPAZ, ELFEO Y ELFEC. En los otros casos son datos enviados por las empresas.

El Cuadro 21 muestra que para el período 1998-2002, se tiene programada una inversión que asciende a US\$ 206.7 millones. Estas metas de inversión, sin embargo, pueden considerarse como mínimas debido a que las empresas distribuidoras deben expandirse siguiendo el crecimiento de la demanda. En este sentido, es la presión de demanda y la relación costo-beneficio de conectar a un usuario más, lo que determina el crecimiento de la inversión. La evolución de la inversión en generación también depende de que las empresas distribuidoras expandan sus servicios, por lo que existiría una presión de oferta.

10. Resumen de las inversiones en generación y distribución

El Cuadro 22 resume la inversión ejecutada en los últimos dos años, 1996-97, en generación, transmisión y distribución en el Sistema Interconectado Nacional. Dicho cuadro resalta la tasa de crecimiento de la inversión que en 1997 fue de 115%, lograndose por primera vez en la historia de la industria un monto mayor a los \$us 100 millones en un solo año. De acuerdo a la inversión programada para el período 1998-2002, aparentemente en 1998 se lograría también un monto de inversión mayor a los \$us 100 millones e inclusive mayor al alcanzado en 1997. Sin embargo, se prevé un ciclo de disminución de las inversiones para los años posteriores, aparentemente tendiendo a crecer nuevamente a partir del 2002. La inversión proyectada para el período 1998-2002 asciende a \$us. 304.7 millones y debido a que se encuentra muy influenciada por los compromisos de inversión, dicho monto puede considerarse conservador o como inversión mínima. Luego de levantarse el período de exclusividad en generación en 1999, la inversión en años posteriores estará más influenciada por la evolución del mercado doméstico, la rentabilidad lograda en competencia y las posibilidades de exportación al Brasil. Este último evento también apunta a indicar que las inversiones proyectadas son conservadoras.

Cuadro 22
INVERSIONES EN GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN 1996-2002
(EN MILLONES DE DÓLARES)

Inversiones por Actividad	Ejecutado		Proyectado				
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inversión en generación transporte	26.46	59.84 16.97	84.09	39.16	0.15	0	40.15
Inversión en distribución	26.66	38.89	48.35	30,20	26.90	28.72	6.98
Inversión Total	53.12	115.70	132.44	69.36	27.05	28.72	47.13
Tasa de Crecimiento		117.8%	14.4%	-47.6%	-61.0%	6.17%	64.1%

Fuente: Elaboración propia.

V. CONCLUSIONES

La presente investigación describe y analiza los eventos ocurridos en los últimos años en la industria de la electricidad boliviana, con el objeto de evaluar su impacto inicial sobre la evolución de la inversión sectorial y descubrir los principales determinantes de las decisiones de inversión de las empresas involucradas. El evento de mayor importancia fue el cambio en la relación Estado-Mercado, llevado a cabo mediante la Ley de Capitalización, la Ley del Sistema de Regulación Sectorial y la Ley de Electricidad. La aprobación de estas leyes, así como las capitalizaciones y privatizaciones a las que dieron lugar ocurrieron durante los años 1995-97.

La Ley de Electricidad y su Reglamentación, introdujeron el objetivo de eficiencia económica en el funcionamiento de la industria, mediante el fomento de la competencia donde esta fuera posible. Esta visión se encuentra reflejada en la nueva estructura de la industria, caracterizada por la separación vertical de las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad. Esta separación permitió la simulación de un mercado competitivo en la compra y venta de electricidad al por mayor. El funcionamiento de dicho mercado, se acompañó con el libre acceso al servicio de transporte y la creación del Comité Nacional de Despacho de Carga, para mantener el equilibrio entre oferta y demanda de electricidad en todo momento. La actividad de distribución de electricidad al por menor, continua siendo caracterizada por monopolios naturales regionales. La regulación de dichos monopolios todavía continua bajo tasa de retorno, mientras este año se termina de implementar la nueva reglamentación que establece una tarifa base, calculada para cuatro años a partir de varios costos medios tope, que incluyen metas de eficiencia interna y una tasa de retorno determinada por indicadores de empresas de servicios norteamericanas.

Desde la capitalización de las empresas de generación GUARACACHI S.A., VALLE HERMOSO S.A. y CORANI S.A., junto a la separación vertical de COBEE en 1995, el ritmo de la inversión en generación creció en 2.6% durante 1996 y luego en 126% en 1997, totalizando US\$ 112.1 millones. Esta inversión permitió que la capacidad instalada del SIN crezca en 25%, comparando 1997 con 1995, y que las ventas de energía y potencia se incrementen en 8.4% y 7.2%, respectivamente entre 1996-97. Se espera que la demanda continúe creciendo a tasas mayores al 7% anual, para lo cual las empresas generadoras tienen una inversión programada de US\$ 163.5 millones para el período 1998-2002.

La inversión en transmisión por parte de la empresa TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD (privatizada en 1997), fue de US\$ 16.9 millones en su primer año de operación. Las decisiones de inversión en transmisión dependen fundamentalmente de los requerimientos de expansión del SIN y su rentabilidad, sin embargo, debido a que la actual

capacidad instalada de transmisión satisface los requerimientos del sistema interconectado, esta empresa no tiene programada inversiones en el futuro próximo, excepto las relacionadas con mantenimiento y renovación de la red.

La inversión en distribución creció en \$us. 26.6 millones en 1996 y \$us. 38.8 millones en 1997, totalizando la suma de \$us 65.5 millones con una tasa de crecimiento de 46% en 1997. Esta inversión en expansión permitió atender la creciente demanda de energía. Las ventas de energía por parte de las distribuidoras, crecieron a una tasa promedio anual sobre 9% anual en 1996 y 1997. Para los mismos años, las ventas por tipo de consumidor crecieron en 7% para el residencial, 11% para el general y 13% para el industrial. Las empresas distribuidoras tienen una inversión programada de \$us. 206.7 millones para el periodo 1998-2002.

Desde el punto de vista de las empresas de distribución, los determinantes de las decisiones de inversión son la tasa de retorno, la evolución de la demanda por tipo de consumidores y la regulación. De estas variables, la determinante más importante es el crecimiento de la demanda por tipo de consumidor. El consumidor exige el servicio y la empresa debe satisfacerlo, contando con un sistema tarifario que permita generar un ingreso que financie los costos del servicio básico más la expansión del mismo. Una vez en funcionamiento el nuevo régimen regulatorio, este establecerá un ingreso que dependerá de una combinación del esfuerzo de la empresa por eficiencia interna y de una tasa de retorno promedio del grupo de empresas listadas en la bolsa de valores de Nueva York, e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de servicios públicos. La decreciente rentabilidad observada de estas empresas listadas, junto al requerimiento de metas de eficiencia interna, actualmente estaría introduciendo incertidumbre sobre la tasa de retorno futura.

Desde el punto de vista de las empresas de generación, los determinantes de las decisiones de inversión son la tasa de retorno, la incertidumbre y riesgos asociados, los compromisos de inversión, la evolución y magnitud de la demanda y la regulación. Respecto a los compromisos de inversión, existe un plazo máximo para su ejecución hasta el año 2002 y las empresas son libres de decidir en que actividades y en que momento realizar las inversiones durante ese período. Hasta 1997, el porcentaje global de ejecución de las inversiones comprometidas alcanza a 50%, presentando un comportamiento variable entre empresas. Mientras VALLE HERMOSO SA ejecutó 102% de sus compromisos de inversión, CORANI SA cumplió con 24%, GUARACACHI SA con 15% y COBEE con 66%. Los compromisos de inversión son mas bien considerados como las inversiones mínimas a realizarse, debido a que hasta el año 2002, las inversiones planificadas hasta el momento, sobrepasan las comprometidas en 22%. En este sentido, los compromisos de inversión son únicamente un determinante de las inversiones mínimas a realizarse hasta el 2002.

En cuanto a la regulación, esta es una variable que se encuentran fuera del control de las empresas. Las Leyes de Capitalización, Electricidad y del Sistema de Regulación, además del Código de Comercio, definen las restricciones y oportunidades disponibles y aceptadas por las empresas. La posibilidad de que estas reglas se modifiquen, especialmente al inicio de un nuevo régimen, introduce incertidumbre que afectan los programas de inversión de las empresas en el

corto plazo. Esto, aparentemente, habría ocurrido con la Ley de Propiedad y Crédito Popular, que incluye artículos sobre nuevos requerimientos de información a las empresas capitalizadas. El proceso de implementación de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, también introduce incertidumbre a la industria y afecta las inversiones en el corto plazo. Actualmente, existe cada vez mayor consenso por parte de las empresas sobre la interpretación de artículos y cálculos establecidos, lo que está permitiendo la consolidación del sistema.

Respecto a la rentabilidad, cuando la tasa de retorno se encuentra asegurada, la empresa tiene incentivos inmediatos para realizar inversiones. Este es el caso de COBEE, empresa que bajo un acuerdo especial, goza de una tasa de retorno asegurada de 9%, además de un mercado asegurado con ELECTROPAZ y ELFEO. Es posible que COBEE haya logrado tasas de retorno mayores bajo la Ley de Electricidad, debido a que posee generación hidroeléctrica. Sin embargo, la regulación vía tasa de retorno, proporcionó a esta empresa seguridad a sus inversiones hundidas, eliminó para ella la incertidumbre asociada con la implementación del nuevo régimen y le proporcionó el tiempo para dedicarse a planificar su expansión. En cambio, las demás empresas generadoras, al estar sujetas al nuevo régimen, deben esforzarse y ser eficientes para mejorar el retorno a su capital. Es decir, no solo deben enfrentar la incertidumbre asociada con la implementación del nuevo régimen, sino que no cuentan con una tasa de retorno asegurada. El retorno que logren dependerá de los esfuerzos que realice cada empresa por mejorar su eficiencia interna y de otros factores exógenos como la evolución de la demanda y sus características, la evolución de los precios en el marco de la regulación y otros. Este es el resultado que logra la Ley de Electricidad: fomento de la eficiencia interna, fomento al eficiente uso de los recursos hidroeléctricos versus termoeléctricos, fomento a la eficiencia en asignación en generación y transporte.

Sin embargo, solo las empresas más eficientes y que hayan logrado tasas de retorno adecuadas, son las que tendrán el incentivo para realizar inversiones mayores a las comprometidas. Para el caso boliviano, se podría afirmar que las señales del mercado doméstico, favorecen en el largo plazo la expansión de inversiones en generación hidroeléctrica antes que en generación termoeléctrica, lo que significa que la estructura actual no es la eficiente. En términos de la estrategia empresarial para atender el mercado doméstico, las actuales empresas hidroeléctricas tenderán a expandir su capacidad de generación, como está ocurriendo con COBEE y CORANI; en cambio, las empresas termoeléctricas de GUARACACHI y VALLE HERMOSO, deben buscar su futura expansión mediante la combinación de introducción de plantas termoeléctricas más eficientes (corto plazo), junto a la consideración de proyectos de hidroeléctricidad (cambio tecnológico), para mejorar sus actuales niveles de rentabilidad (largo plazo).

En cuanto a la demanda, existe conocimiento y certidumbre en cuanto a su evolución futura, sus características, los costos asociados y la competencia existente para atenderla. Todas estas variables establecen las oportunidades de inversión y están permitiendo a las empresas planificar las mismas. La tasa de crecimiento de la demanda nacional de electricidad, en potencia, se encuentra creciendo al 7% anual, una tasa muy atractiva para la realización de inversiones, sin embargo, en términos absolutos esa tasa solo significa aproximadamente 40 MW

anuales. La magnitud de las inversiones requeridas para atender esta demanda, podría ser enfrentada por cualquiera de las cuatro generadoras actuales, y debido a que deben competir, en la práctica cada empresa estaría enfrentando inversiones menores. El crecimiento de la demanda en términos absolutos y relativos, muestra un mercado pequeño en expansión y altamente determinado por el crecimiento del consumo residencial, antes que el consumo industrial, debido al escaso desarrollo de este último sector. Por las características del mercado doméstico de electricidad, la búsqueda de una expansión mayor se encuentra necesariamente conectada a las posibilidades de exportación al mercado brasileño, una estrategia que todas las empresas se encuentran considerando.

En Brasil, la demanda por potencia creció al 6% anual entre 1991-94, aproximadamente 2,500 MW anuales; sin embargo, debido a que la industria entró en crisis, esta demanda no fue atendida en 50%, generando una probabilidad o peligro de racionamiento de hasta 25% (la capacidad actual de generación alcanza a 61,000 MW). Para atender esta creciente demanda y disminuir el peligro de racionamiento, la política sectorial brasileña, definida por su Ministerio de Minas y Energía, incluye la reestructuración de la industria (separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución, la privatización de sus empresas de generación, transmisión y distribución, y la interconexión con naciones vecinas) y la meta de 89,000 MW de capacidad durante el período 1998-2005, lo que permitiría disminuir a menos de 5% la probabilidad o peligro de racionamiento (un crecimiento de 3,500 MW anuales durante dicho período). Dentro la programación de dicha meta de capacidad, la política sectorial brasileña incluye explícitamente el logro de un total de 1,270 MW mediante interconexiones con naciones vecinas, lo que implica un promedio de 160 MW anuales para dicho período (cuatro veces el actual crecimiento de la demanda anual de potencia del SIN en Bolivia).

La política energética brasileña ofrece oportunidades reales a las empresas bolivianas, para asociarse con otras y participar en programas de inversión en generación eléctrica en Bolivia, para fines de exportación al mercado brasileño. Esta exportación podría ser termoeléctrica, lo que incrementaría el valor agregado de la producción de gas, o hidroeléctrica, dado que se estima que el potencial utilizable de generación hidroeléctrica de Bolivia alcanza a los 30,000 MW. Bolivia y Brasil firmaron un Memorándum de Entendimiento de intercambio eléctrico en 1997, y Brasil ha expresado su interés de importar energía eléctrica competitiva de Bolivia. El desafío no es para el Estado boliviano, sino para el sector privado establecido en Bolivia, el cual debe entrar a la competencia internacional por el mercado brasileño.

La competitividad de las empresas bolivianas dependerá de la magnitud de la demanda brasileña que logren asegurar, el precio que obtendrán, las magnitudes de los requerimientos de inversión en generación y transporte, especialmente en el caso de exportación de energía hidroeléctrica, y el precio del gas natural en caso de exportación de energía termoeléctrica. Por el momento, las empresas bolivianas han iniciado contactos con potenciales clientes en Brasil. Las empresas bolivianas que han mostrado interés son todas las actuales generadoras y la transportadora, en asociación con otras empresas bolivianas no pertenecientes al SIN. Todas ellas cuentan con respaldo de empresas multinacionales, que las hacen competitivas en cuanto a capacidad de inversión y tecnología, algo que no podía ocurrir si continuaba la empresa estatal

ENDE. Probablemente no pasará mucho tiempo hasta escuchar del diseño y ejecución de proyectos hidroeléctricos y/o termoeléctricos, de diferentes magnitudes y bajo diferentes modalidades de participación, entre empresas bolivianas y brasileñas, destinados a exportar electricidad al Brasil.

BIBLIOGRAFÍA

- Armstrong, M. Cowan, S. y Vickers, S. (1994), “Regulatory Reform”, The MIT Press.
- Banco Mundial (1993), “Primer seminario sobre reformas en el sector eléctrico boliviano”, Gutiérrez, E. L. (ed).
- Barja, G. (1997), “La Industria de la Electricidad: Un Análisis Microeconómico de la Regulación”, Superintendencia de Electricidad, La Paz.
- Comité Nacional de Despacho de Carga (1996 a 1997), “Informe de Actividades Gestiones”, *Unidad Operativa*, Cochabamba.
- Comité Nacional de Despacho de Carga (1997), “Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista”, *Unidad Operativa*, Cochabamba.
- Comité Nacional de Despacho de Carga (1997), “Información para el Estudio Tarifario 1997-1998”, *Unidad Operativa*.
- ENDE (1997), *Memorias Anuales*, varios números.
- Gaceta Oficial de Bolivia (1995), “Reglamentos a la Ley de Electricidad”, Primera Edición.
- Gestión (1996), “Estadísticas de ventas de las empresas distribuidoras”, *Mercado Minorista*.
- Ministry of Mines and Energy (1998), “Restructuring and Developing the Electricity Sector in Brazil”, *Secretariat of Energy*, Brasilia.
- Superintendencia de Electricidad (1998), “Informe estadístico de la industria eléctrica en Bolivia”, *Gestiones 1996-1997*, La Paz.
- Varias empresas distribuidoras (1997), *Memorias Anuales*, varios números.
- Varias empresas generadoras (1997), *Memorias Anuales*, varios números.

Serie Reformas Económicas ¹

No.	Título
1	La gestión privada y la inversión en el sector eléctrico chileno (LC/L.1070), septiembre de 1997.
2	Chile: las reformas estructurales y la inversión privada en áreas de infraestructura (LC/L.1083), noviembre de 1997.
3	Chile: las inversiones en el sector minero 1980-2000 (LC/L.1131. Rev.1), julio de 1998.
4	Las reformas del sector de telecomunicaciones en Chile y el comportamiento de la inversión (LC/L.1137), agosto de 1998.
5	Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino (LC/L.1145), septiembre 1998.
6	Inversiones en infraestructura vial: La experiencia argentina (LC/L.1149), octubre 1998.
7	Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina (LC/L.1154), octubre 1998.
8	Algunos determinantes de la inversión en sectores de infraestructura en la Argentina (LC/L.1155), noviembre 1998.
9	Determinantes de la inversión en telecomunicaciones en Argentina (LC/L.1157), noviembre 1998.
10	Los retos de la institucionalidad laboral en el marco de la transformación de la modalidad de desarrollo en América Latina (LC/L.1158), noviembre 1998.
11	Los mercados laborales en América Latina: Su evolución en el largo plazo y sus tendencias recientes (LC/L.1160), diciembre 1998.
12	Indexes of structural reform in Latin America (LC/L.1166), enero 1999.
13	Reformas estructurales y comportamiento tecnológico: Reflexiones en torno a las fuentes y naturaleza del cambio tecnológico en América Latina en los años noventa (LC/L.1170), febrero 1999.
14	Cambios estructurales y evolución de la productividad laboral en la industria latinoamericana en el período 1970-1996 (LC/L.1171), febrero 1999.
15	Inversión y productividad en la industria boliviana de la electricidad (LC/L.1172), febrero 1999.

¹. El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Desarrollo Económico, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile.

NOTAS

¹ El resto de las ciudades eran y continúan siendo atendidas mediante sistemas aislados, también con mucha participación de ENDE.

² Se identifican dos estaciones durante el año, la primera de noviembre a abril, caracterizada por lluvia y calor, y la segunda de mayo a octubre, caracterizada por sequedad y frío.

³ Esta observación extrema se debió a ajustes y adecuación del mercado mayorista a los artículos de la Ley y su Reglamento.

⁴ El Departamento de Santa Cruz es actualmente la ciudad más dinámica de Bolivia.

⁵ El desarrollo de una metodología que permita una perfecta comparación entre empresas es de mucha importancia, en especial para la regulación de las mismas, ya que permitiría la implementación de mecanismos de competencia indirecta o *Yardstick Competition*.