
recursos naturales e infraestructura

C

risis económica y energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas

Patricio Rozas Balbontín



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Santiago de Chile, mayo de 2009

Este documento fue preparado por Patricio Rozas Balbontín, Oficial de Asuntos Económicos de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL, en el marco de una investigación que el autor desarrolló en 2007 y 2008 sobre el desempeño de las empresas eléctricas españolas en las economías de América Latina. El autor agradece los comentarios de Hugo Altomonte, Oficial a cargo de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, de la CEPAL.

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

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN versión impresa 1680-9017

ISSN versión electrónica 1680-9025

ISBN: 978-92-1-323294-1

LC/L.3032-P

N° de venta: S.09.II.G.37

Copyright © Naciones Unidas, mayo de 2009. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

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

Índice

Resumen	5
Introducción	7
I. Reformas y privatización del sector eléctrico en América latina	11
II. Trasfondos de las crisis de suministro eléctrico	19
1. Las crisis de suministro eléctrico en Chile y Brasil: ¿sólo problemas de sequía?	20
2. El efecto de las devaluaciones cambiarias en Argentina, Brasil y otros países	25
3. Las crisis de suministro en Nicaragua y República Dominicana y Unión FENOSA	28
III. La redefinición de las estrategias corporativas de los grupos españoles de energía	31
1. Reestructuración corporativa	31
2. Concentración territorial	38
3. Reestructuración financiera	39
3.1 Aumento de capital	40
3.2 Reestructuración de pasivos	41
3.3 Liquidación de activos	44
4. Impulso a la generación de energías renovables y limpias	49
5. Integración energética	51
IV. Conclusiones	53
Bibliografía	57
Serie Recursos naturales e infraestructura: números publicados	61

Índice de cuadros

CUADRO 1	INGRESO FISCAL ORIGINADO POR PRIVATIZACIONES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, 1990-1999	13
CUADRO 2	AMERICA LATINA Y EL CARIBE: MODELOS ORGANIZACIONALES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POST-REFORMA, 2007.....	14
CUADRO 3	RESULTADO NETO DEL EJERCICIO 2002 DE EMPRESAS FILIALES DE ENDESA EN ARGENTINA	28
CUADRO 4	EMPRESAS FILIALES DE ENDESA QUE OPERAN EN LA INDUSTRIA GASÍFERA DE ESPAÑA, DICIEMBRE DE 2006.....	36
CUADRO 5	ENDESA: LIQUIDACIÓN DE ACTIVOS EN EJERCICIO 2003.....	45
CUADRO 6	PRINCIPALES DESINVERSIONES DEL GRUPO IBERDROLA EN 2002-2003	48

Índice de gráficos

GRÁFICO 1	ECONOMÍA MUNDIAL: DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO FISCAL ORIGINADO POR PRIVATIZACIONES SEGÚN ORIGEN SECTORIAL, 1990-1999	13
GRÁFICO 2	FACTOR DE UTILIZACIÓN REAL DE POTENCIA INSTALADA DE SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEÑO, 1983-2000.....	22
GRÁFICO 3	EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE BRASIL, 1970-1998	23
GRÁFICO 4	BRASIL: CAPACIDAD INSTALADA Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD, 1983-2000.....	24

Índice de recuadros

RECUADRO 1	CRISIS ENERGÉTICA Y ECONÓMICA DE AMERICA LATINA Y EVOLUCIÓN DEL VALOR BURSÁTIL DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS ESPAÑOLAS.....	34
------------	--	----

Resumen

El objetivo de este documento –que completa la serie de informes dedicados a analizar la inserción de las empresas eléctricas españolas en América Latina y El Caribe– es evaluar tanto el papel que jugaron (o pudieran haber jugado) los principales grupos españoles del sector durante las crisis económicas y energéticas que se produjeron a fines de los años noventa y comienzos de la década del 2000 en algunos países latinoamericanos, así como el desempeño que estos grupos tuvieron durante las mismas.

El análisis que se expone ha focalizado su atención en tres de los aspectos sustantivos del problema que se ha intentado abordar, a saber: i) la relación entre los marcos normativos e institucionales de los sistemas eléctricos y el desempeño de los grupos españoles que operan en el sector, asumiéndose que algunas disposiciones legales o reglamentarias, o en su defecto, la inexistencia de otras, pudieron afectar negativa o positivamente el desempeño de las empresas operadoras; ii) el papel que pudieran haber jugado estos grupos en la gestación, desarrollo y/o profundización de las crisis económicas y energéticas que se suscitaron, por efecto de sus estrategias de internacionalización global y de defensa de posiciones en sus mercados de origen; y iii) el impacto que tales crisis tuvieron sobre los grupos españoles del sector y las medidas que estos adoptaron para hacerles frente, lo cual se relaciona directamente con el desarrollo del sector debido al peso específico alcanzado por las operadoras españolas en la industria eléctrica latinoamericana después de su apertura a la inversión privada extranjera.

Los antecedentes compilados y las respuestas obtenidas a las preguntas que fueron formuladas al iniciarse esta investigación han permitido tener no sólo un mejor conocimiento de las estrategias aplicadas por las empresas eléctricas españolas en relación con su proceso de internacionalización – objeto de estudio de la investigación en la que se inscribe este documento–, sino, además, extraer algunas enseñanzas relevantes para los gobiernos de la región acerca de los procedimientos a seguir, y mecanismos a implementar, para obtener la máxima contribución al desarrollo de la industria eléctrica de América Latina por parte de las operadoras internacionales del sector.

Introducción

Las empresas operadoras eléctricas españolas que operan en América Latina fueron impactadas por diversas situaciones que se suscitaron a finales de los años noventa y comienzos de la década del 2000 en algunos de los países de la región. Diversos estudios y análisis han sostenido que las dificultades que obstruyeron de modo importante la internacionalización de estas empresas se relacionan con aspectos climáticos y medidas de naturaleza macroeconómica, pero esencialmente a factores relacionados con las características de los marcos regulatorios que fueron instituidos en el marco del proceso de reformas del sector eléctrico que se implementó durante las décadas de 1980 y 1990. Entre estos factores se han destacado elementos generales que afectaron a todo el sistema eléctrico y problemas específicos de cada subsistema (Altomonte, 2002; CEPAL, 2005; Lamech y Sabed, 2003; Maldonado, 2003; Rozas, 1999), aunque también han incidido decisiones de política que privilegiaron la instalación de operadores internacionales extranjeros en desmedro de la institución de condiciones de competencia que hicieran posible mayores niveles de eficiencia en el funcionamiento de los mercados.

De esta manera, la hipótesis más frecuente para explicar el origen estructural de la crisis de suministro de electricidad registrada en diversos países de la región se relaciona con el modelo de organización industrial y con las fallas en el diseño del marco regulatorio que los países establecieron tras la privatización de las operadoras estatales.

En términos generales, los aspectos que han sido más relevados en los análisis han sido las incertidumbres y los riesgos regulatorios, por una parte, y el tratamiento insuficiente o inexistente a las fallas de mercado, por la otra, según el énfasis que los autores hayan querido dar a uno u otro aspecto. En el primer caso, se trata de los problemas que introduce la posibilidad de ocurrencia de cambios en las reglas del juego y, por tanto, el desconocimiento acerca del funcionamiento futuro del mercado que se genera en los actores que participan en él o que pudieran participar, al punto de constituirse en una barrera a la entrada de nuevos competidores y a la generación de mayores niveles de competencia. En el segundo caso, el análisis hace referencia a los vacíos e insuficiencias del marco jurídico que ordena el funcionamiento del mercado, así como a las debilidades de los organismos encargados de cautelar el cumplimiento de las normas dispuestas en el marco jurídico. Para algunos autores (v.gr., Lamech y Sabed, 2003), esos dos órdenes de factores son las principales trabas al desarrollo de toda actividad regulada, a las que deben agregarse dificultades específicas que afectaron a los segmentos de la generación y transmisión de la actividad eléctrica.

Maldonado y Palma (2004) señalaron que la actividad regulatoria del sector eléctrico ha estado marcada en la mayoría de los países de la región por problemas relacionados con la fijación de tarifas, tales como la introducción en el cálculo de elementos que fueron percibidos por las empresas operadoras como discrecionales (Chile), la reducción hasta límites no rentables (Argentina) o las diferencias de costos en función de los insumos energéticos utilizados (Brasil). Estas dificultades contribuyeron a desincentivar la ampliación de la capacidad generadora de las operadoras existentes, a la vez que actuaban como barrera de entrada para nuevos operadores.

En aquellos países en los cuales el mercado spot como mecanismo de asignación de precios es importante, transándose en éste al menos el 50 por ciento de la energía generada, tiende a instalarse un factor mayor de incertidumbre a la hora de que los actores evalúen las posibilidades de amortización de las inversiones que el sector requiere, debido a la amplia gama de factores que inciden sobre el precio – por ejemplo, la ampliación de la capacidad generadora, las fallas en centrales significativas en la malla de generación, o las variaciones no previstas de precios de insumos energéticos– y sobre el nivel de oscilaciones que éste puede alcanzar. Esto sugiere que en los sistemas eléctricos de estas características existen menos incentivos para ampliar la capacidad generadora que en los sistemas que tienen un mercado spot menos significativo.

En general se puede concluir que los principales problemas de la regulación surgen de: i) la fijación de precios y tarifas en cada segmento, particularmente en la transmisión; ii) la articulación del mercado spot, y iii) la inexistencia de mecanismos de planificación estratégica del sector. Estos problemas no han permitido generar unas expectativas de rentabilidad de largo plazo para los operadores, motivo por el cual la inversión en ampliación del sistema no ha sido suficientemente dinámica, lo que determinó que no se cubrieran cabalmente las mayores necesidades energéticas asociadas al crecimiento y desarrollo de las economías.

Pero, por otra parte, los entes reguladores no contaban con recursos ni autoridad suficientes para actuar como interlocutores de los agentes operadores del sistema, existiendo importantes vacíos e insuficiencias en los marcos legales que norman sus facultades y acciones. En varias ocasiones, el regulador ha sido capturado por las empresas reguladas, en tanto que los organismos fiscalizadores no dispusieron de los marcos jurídicos ni de los recursos humanos y materiales para ejercer adecuadamente su función.

En general, las crisis han dejado al descubierto marcos reguladores poco desarrollados, que no fueron capaces de impedir indefiniciones regulatorias que han dado origen a conflictos entre los agentes y a la insatisfacción y las querellas de los usuarios, quienes no han contado con canales institucionalizados para solucionar los conflictos.

El objetivo de este documento –que completa la serie de informes dedicados a analizar la inserción de las empresas eléctricas españolas en América Latina y El Caribe– es evaluar tanto el papel que jugaron (o pudieran haber jugado) los principales grupos españoles del sector durante las crisis económicas y energéticas que se produjeron a fines de los años noventa y comienzos de la década del 2000 en algunos países latinoamericanos, así como el desempeño que estos grupos tuvieron durante las mismas.

El análisis que se expone ha focalizado su atención en tres de los aspectos sustantivos del problema que se ha intentado abordar, a saber: i) la relación entre los marcos normativos e institucionales de los sistemas eléctricos y el desempeño de los grupos españoles que operan en el sector, asumiéndose que algunas disposiciones legales o reglamentarias, o en su defecto, la inexistencia de otras, pudieron afectar negativa o positivamente el desempeño de las empresas operadoras; ii) el papel que pudieran haber jugado estos grupos en la gestación, desarrollo y/o profundización de las crisis económicas y energéticas que se suscitaron, por efecto de sus estrategias de internacionalización global y de defensa de posiciones en sus mercados de origen; y iii) el impacto que tales crisis tuvieron sobre los grupos españoles del sector y las medidas que estos adoptaron para hacerles frente, lo cual se relaciona directamente con el desarrollo del sector debido al peso específico alcanzado por las operadoras españolas en la industria eléctrica latinoamericana después de su apertura a la inversión privada extranjera.

Varias son las preguntas que se ha intentado responder a través de este análisis. En primer lugar, precisar hasta qué punto las características que revistió el proceso de reformas del sector energético – específicamente la privatización de la industria eléctrica de numerosos países de la región– no sólo atrajeron a los grupos españoles, sino, además, contribuyeron a incubar y/o a potenciar la crisis que estos mismos grupos debieron enfrentar algunos años después. En este sentido, de lo que se trata es de identificar aquellos elementos o aspectos del proceso de reformas que incidieron negativamente en el desarrollo del sector, que afectaron la creación de valor en la industria energética e impactaron negativamente sobre el resto de la economía, y que requieren, en consecuencia, ser enmendados.

Una segunda interrogante se relacionó con el papel desempeñado por las empresas eléctricas y de energía en la generación, desarrollo y/o profundización de las crisis energéticas que se suscitaron: ¿son estas empresas sólo víctimas de reformas mal aplicadas, políticas energéticas inexistentes, marcos regulatorios deficientes, institucionalidades regulatorias débiles, que no tienen responsabilidad en las crisis que los países han registrado, como afirmaron diversos directivos de tales empresas o, en contrario, las empresas eléctricas y de energía emprendieron un conjunto de acciones que también precipitaron, o contribuyeron a precipitar los hechos desencadenantes de tales crisis? Cabe preguntarse, asimismo, si todas las empresas tienen igual responsabilidad.

El espectro de opciones que se abrió a partir de estas interrogantes se sustentó, en gran medida, en el hecho de que los grupos de empresas eléctricas y de energía instalados en el sector tuvieron estrategias de inserción y patrones de inversión claramente diferenciados –como ha quedado en evidencia en informes anteriores (Rozas, 2008; Rozas, 2008a)–, lo que implica que sus cuotas de responsabilidad, si las hubiere, deberían ser distintas. Estas mismas diferencias estratégicas determinan niveles de impacto diferentes en sus posibilidades de desarrollo y expansión, y generan escenarios empresariales distintos, los cuales han de ser tomados en cuenta por los tomadores de decisiones de las administraciones estatales en los países donde estos grupos de empresas desarrollan sus operaciones principales.

La tercera pregunta que orientó este estudio se relacionó con las respuestas esgrimidas por los grupos españoles de empresas eléctricas y de energía a los distintos escenarios de crisis que se fueron configurando, procurándose identificar los cambios de estrategias corporativas que pudieron suscitarse, además de las implicancias que tales cambios podrían acarrear sobre los países de la región y el desarrollo de su actividad energética. ¿Cuáles fueron las principales medidas adoptadas por los grupos españoles de empresas eléctricas y de energía? ¿Existen diferencias de estrategias corporativas o empresariales entre estos grupos? ¿A qué responden estas diferencias, si acaso se produjeron? ¿Qué efectos pueden provocar tales medidas en el desarrollo de la infraestructura eléctrica y energética de los países de la región? Estas son las preguntas específicas que se intentó responder en la parte final de este trabajo.

Con el propósito de facilitar la comprensión de los tres aspectos señalados, el documento ha sido dividido en dos secciones. La primera está dedicada al análisis de las crisis de suministro que registraron Argentina, Brasil, Chile, Nicaragua y República Dominicana en diversos momentos del tiempo, más allá de sus rasgos específicos, procurándose identificar aquellos elementos estructurales de las crisis, que obedecen principalmente a problemas de organización industrial y a fallas de los modelos regulatorios. La segunda parte del documento está orientada a la redefinición, en contextos de crisis, de las estrategias corporativas de los grupos españoles de energía en sus políticas de expansión internacional e inserción

en América Latina, analizándose el conjunto de medidas adoptadas para hacer frente a las crisis y fortalecer su posición en los mercados definidos como estratégicos por cada grupo de empresas.

Los antecedentes compilados y las respuestas obtenidas a las preguntas que fueron formuladas al iniciarse esta investigación permiten tener no sólo un mejor conocimiento de las estrategias aplicadas por las empresas eléctricas españolas en relación con su proceso de internacionalización –objeto de estudio de la investigación en la que se inscribe este documento–, sino, además, extraer algunas enseñanzas relevantes para los gobiernos de la región acerca de los procedimientos a seguir para obtener la máxima contribución al desarrollo de la industria eléctrica de América Latina por parte de las operadoras internacionales del sector.

Progresivamente, en los países de la región, se ha ido asentando la convicción de contar con una provisión eficiente de los servicios de infraestructura básica, en términos que el crecimiento económico de los países y su desarrollo exigen no sólo una mayor disponibilidad de estos servicios, siendo también relevante el acceso, la calidad y los precios de los mismos, aspectos que han devenido en elementos críticos de la competitividad.

I. Reformas y privatización del sector eléctrico en América latina

La privatización de los complejos eléctricos y empresas estatales en un número importante de países latinoamericanos –principalmente Argentina, Brasil, Colombia, Chile, Perú y Venezuela– generó el surgimiento de interesantes oportunidades de inversión para las empresas estadounidenses y europeas de energía, especialmente iberoamericanas, que estaban interesadas en desarrollar su internacionalización y expansión en diferentes mercados, y obtener de esta manera un mayor peso específico en el plano internacional de la industria energética. Por esta vía, las empresas que definieron esta línea de desarrollo estratégico intentaron generar importantes economías de escala y de conglomeración, y acceder a mercados con tasas de rentabilidad más altas que las posibles de obtener en los países de origen, amenazadas por la creciente liberalización de los mercados y la mayor competencia que se introducía en Estados Unidos y en los países miembros de la Unión Europea.

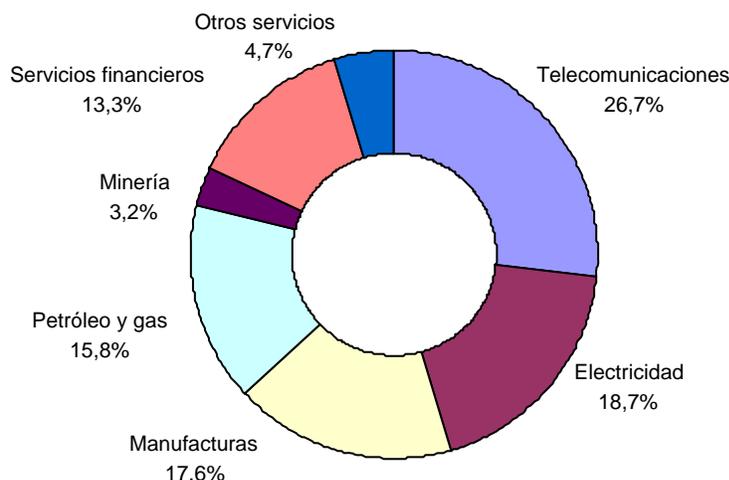
En 1992 había terminado de materializarse la liberalización del sector energético en Estados Unidos, luego de un extenso proceso que se inició en 1978. Las reformas introducidas buscaban generar condiciones de competencia, lo que significaba abandonar estructuras monopólicas y de integración vertical como formas dominantes de organización industrial de la actividad eléctrica. Actualmente, las atribuciones y facultades en materia de competencia en la industria eléctrica estadounidense están delegadas en los gobiernos estatales, lo que ha dado lugar a situaciones muy diversas, desde mercados totalmente liberados hasta aquellos que apenas han sido reestructurados (Joskow, 2001).

Además, a comienzos de la década de 1990, en los países miembros de la Unión Europea había empezado la apertura y desregulación de los sectores electricidad y gas, como consecuencia de los procesos de integración económica y comercial de los países miembros, y de la instauración de un mercado energético único. En términos generales, las reformas introducidas en esta región segmentaron la cadena productiva de la actividad eléctrica y desregularon la generación y la distribución de energía eléctrica, abriéndose los mercados respectivos a la participación de varios actores. De esta manera se conservaron como actividades reguladas la transmisión de electricidad y de transporte de gas natural, además del suministro eléctrico para usuarios residenciales y de bajo consumo.

El proceso de liberalización de la actividad eléctrica en Europa se desarrolló en tres etapas. En la primera de ellas, a partir de 1990, se instituyeron normas orientadas a cautelar la transparencia de precios para los consumidores industriales finales y se favoreció el transporte mediante redes. En la segunda etapa se establecieron las normas vinculantes que debían adoptar los Estados miembros en sus legislaciones respectivas. Específicamente se hizo referencia a la definición del servicio público de interés general, a los espacios liberalizados o sujetos a regulación, a la separación y transparencia de las cuentas de las empresas para evitar subsidios cruzados entre las áreas reguladas y no reguladas o liberalizadas, y se definió el calendario progresivo de liberalización total. Durante 2003 comenzó la última etapa de liberalización, en la que se instituyó la libre elección del distribuidor. Como se explicó en los informes que se refirieron a las estrategias de internacionalización de las operadoras españolas (Rozas, 2008 y Rozas, 2008a), la mayoría de las empresas eléctricas de Europa disminuyeron sus márgenes de beneficio producto de la desagregación de la cadena productiva de la actividad eléctrica y la mayor competencia que implica la asignación de al menos 25% de los mercados locales a operadores comunitarios a partir de 1999. Esto significó que las empresas operadoras modificaran sus estrategias de crecimiento y emprendieran anticipadamente una activa expansión internacional.

En América Latina, el nuevo escenario que se fue configurando durante la segunda mitad de los años ochenta y más generalizadamente en los años noventa, sobre la base de las reformas de naturaleza fiscal aplicadas, significó una masiva llegada de capital extranjero a los países de la región, especialmente en América del Sur. El ingreso fiscal originado en América Latina por la venta de empresas y activos estatales durante los años noventa ascendió a 178 mil millones de dólares, monto que representó 56,3% del total mundial. Parte importante de estos recursos fueron destinados a la compra de empresas del sector eléctrico y de explotación de hidrocarburos, conforme a la tendencia definida internacionalmente. Según datos del Banco Mundial, la venta de empresas estatales eléctricas durante la década de 1990 originó en el mundo un ingreso fiscal de 53,4 mil millones de dólares, equivalente al 17% del total generado por este concepto. A la vez, la privatización de empresas y activos petroleros y de gas generó ingresos fiscales por 45 mil millones de dólares durante el mismo período (14 % del total). Esto determinó que poco menos de un tercio de la recaudación fiscal asociada a la privatización mundial de empresas y activos estatales durante la década de 1990 se relacionó con la actividad energética.

GRÁFICO 1
ECONOMÍA MUNDIAL: DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO FISCAL ORIGINADO POR PRIVATIZACIONES
SEGÚN ORIGEN SECTORIAL, 1990-1999



Fuente: Rozas (2005), sobre la base de datos del Banco Mundial.

Algunos países destacaron especialmente en este proceso –Argentina, Brasil y México– y constituyeron lo medular del origen geográfico del ingreso fiscal generado por esta vía (82,9% del total regional), no obstante que tanto Brasil como México decidieron conservar la explotación de hidrocarburos en manos del Estado y no privatizaron sus monopolios petroleros, decisión que también se extendió al sector eléctrico en el caso de México. En otros países, tales como Colombia, Perú y Venezuela, sus gobiernos lograron recaudar también importantes sumas por este concepto –superiores a 6 mil millones de dólares–, aunque tales cantidades son bastante menores respecto de las obtenidas en las mayores economías de la región. Destaca particularmente el caso de Brasil, cuya recaudación obtenida de la privatización de empresas y activos estatales sumó 71 mil millones de dólares durante los años noventa, esto es, 40% del total recaudado en América Latina y 22,5% del total mundial. En los demás países de la región, el ingreso fiscal generado por las privatizaciones en el mismo período fue menos relevante, especialmente en Chile, donde las privatizaciones se realizaron mayoritariamente en la segunda mitad de los ochenta.

CUADRO 1
INGRESO FISCAL ORIGINADO POR PRIVATIZACIONES EN AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE, 1990-1999
(Millones de dólares y porcentajes)

	1990	1997	1998	1999	Total 1990-1999	Porcentaje
Argentina	7 532	4 366	510	16 157	44 561	25,06
Bolivia	-	40	10	151	1 046	0,59
Brasil	44	18 737	32 427	4 400	71 129	40,00
Chile	98	-	181	1 053	2 139	1,20
Colombia	-	2 876	518	-	6 203	3,49
México	3 160	4 496	999	291	31 749	17,85
Perú	-	1 268	480	286	8 243	4,64
Venezuela	10	1 387	112	46	6 073	3,41
Otros países	71	726	2 447	1 231	6 696	3,77
Total	10 915	33 897	37 685	23 614	177 839	100,00

Fuente: Elaborado por el autor, sobre la base de datos del Banco Mundial.

En una primera fase, las empresas estadounidenses y europeas de energía, especialmente ibéricas, procuraron ganar posiciones de mercado en varios países latinoamericanos mediante la adquisición de mayorías accionariales de empresas dominantes y activos que estaban en poder de agencias estatales y que formaron parte de los programas de privatizaciones que estos países debieron implementar para hacer frente a la crisis fiscal y financiera.

Este objetivo fue alcanzado con éxito relativo pues varios de los países no estuvieron dispuestos a seguir las recomendaciones estipuladas por los organismos multilaterales y la banca internacional, siendo el caso de México el más importante. Además, en algunos países que siguieron tales recomendaciones, grupos empresariales locales se anticiparon a los consorcios estadounidenses y europeos, y adquirieron algunos de los principales activos eléctricos privatizados en América Latina, siendo el caso de Chile el más notorio, pero no el único. El hecho que la mayoría de los países que contaban con sistema eléctricos con una potencia instalada de al menos 2.000 MW optara por la segmentación de los complejos estatales por área de negocios y por su posterior privatización, contribuyó a crear la visión de un proceso de reformas más extendido y generalizado en toda la región de lo que efectivamente fue, al menos bajo el formato que predominó en las economías más grandes de América del Sur.

Al considerarse las 26 economías más relevantes de la región, se observa que la apertura total de redes –modelo organizacional de la industria eléctrica que resulta de la aplicación total de las reformas recomendadas– fue implementada en sólo 13 de éstos¹. En los demás países se optó por mantener el monopolio estatal integrado (Barbados, Cuba, Granada, Haití y Paraguay), o establecer un modelo organizacional basado en el predominio estatal (con jerarquía o control centralizado), como mecanismo dominante de coordinación de la actividad, que contemplaba acuerdos con otros actores (públicos descentralizados, como provincias y/o municipios, y privados).

CUADRO 2
AMERICA LATINA Y EL CARIBE: MODELOS ORGANIZACIONALES
DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POST-REFORMA, 2007

Potencia instalada de generación (MW)	Monopolio estatal integrado	Comprador Único	Apertura total de redes
0 – 500	Barbados Granada Haití	Guyana Surinam	Nicaragua
501 – 1 000		Honduras Jamaica	Bolivia El Salvador
1001 – 2 000		Costa Rica ^a Trinidad y Tabago	Guatemala Panamá
2001 – 5 000	Cuba	Uruguay	Ecuador Perú República Dominicana
5001 – 10 000	Paraguay		Chile
10001 – 20 000			Colombia
Más de 20 000		México Brasil	Argentina Venezuela

Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ (2000), Altomonte (2007).

Nota:

^a En Costa Rica el 81% de la distribución está integrada en un solo grupo estatal, el 19% lo sirven 2 distribuidoras municipales y 6 cooperativas de electrificación rural.

¹ En 2007 el número de países con apertura total de redes disminuyó a 12, luego de la nacionalización de Electricidad de Caracas por el gobierno de la República Bolivariana de Venezuela.

Esto significó que las empresas extranjeras que buscaban internacionalizarse en América Latina sólo pudieron ingresar a algunos de los mercados de la región y en muchos casos debieron asociarse o adquirir las empresas privatizadas a los empresarios locales que se habían adjudicado las licitaciones respectivas, lo que elevó considerablemente los montos involucrados en cada transacción y los respectivos niveles de endeudamiento que estas operaciones involucraron en la mayoría de los casos, aspectos que condicionarán fuertemente el comportamiento corporativo de los grupos energéticos en los años siguientes.

En otros casos, debido a la decisión de no privatizar los activos eléctricos y de hidrocarburos, adoptada por algunos de los gobiernos, las empresas internacionales desarrollaron proyectos nuevos de inversión en las áreas que se permitió la inversión privada, especialmente extranjera. Estas áreas se relacionan con la actividad de generación eléctrica –segmento en el que es posible una organización de la industria más competitiva– y de exploración y explotación de hidrocarburos. En la industria eléctrica se implementó incluso una modalidad específica de participación privada denominada BOT (*Built, Operate and Transfer*), mediante la cual la empresa privada construye y opera la central de generación durante un período previamente acordado, para luego transferirlo al Estado al término de la concesión. En la mayoría de estos casos, la electricidad generada o los hidrocarburos producidos bajo la modalidad BOT deben ser cedidos, a cambio de una remuneración, para su comercialización al organismo estatal responsable de la actividad del sector en el país.

Así, el marco general de la inserción de las empresas estadounidenses y europeas en la industria energética de América Latina lo constituye no sólo la privatización de las empresas eléctricas implementada en algunos de los países de la región, sino, más bien, el proceso global de reformas del sector energético que se aplicó en América Latina y el Caribe desde mediados de la década de 1980. Las reformas tuvieron como objetivo fomentar la competencia en el sector e incrementar su eficiencia, siendo su eje central la desintegración vertical y horizontal de la industria eléctrica.

De acuerdo con la síntesis de las reformas implementadas en la industria eléctrica en la región, que desarrollaron Maldonado y Palma (2004), sus componentes esenciales fueron: i) separación y desintegración de la cadena productiva del negocio en tres grandes áreas o segmentos (generación, transmisión y distribución), que pueden y deben quedar a cargo de empresas independientes y no relacionadas entre sí, de modo que el sistema genere las necesarias ganancias de eficiencia y evite preservar situaciones de ineficiencia ocultas en la vigencia de subsidios cruzados presentes en el costo final de la energía; ii) estructuración de mercados competitivos en el segmento de la generación mediante un sistema de despacho centralizado de la energía que se ordene conforme al coste marginal de las empresas operadoras que participan en tal segmento; iii) regulación estatal de los segmentos de transmisión y distribución, concesionados a operadores privados, en virtud de su carácter de monopolio natural; iv) derecho garantizado de libre acceso y no discriminatorio a las líneas de transmisión eléctrica para las empresas operadoras que lo requieran; v) obligación irrenunciable de las empresas distribuidoras de abastecer su área de concesión; y vi) estructuración de sistemas de precios basados en los costos marginales en los segmentos de generación y transmisión de la energía eléctrica.

A la luz de los antecedentes expuestos, ya transcurridas dos décadas desde la puesta en marcha de las reformas, existe un cierto consenso en cuanto a señalar que la liberalización de los mercados energéticos –especialmente los relacionados con la industria eléctrica– respondió más a criterios fiscales que a una visión integral del desarrollo del sector, lo cual resultó determinante en la configuración de los escenarios post-reformas que condicionarán los modos de inserción de las empresas eléctricas estadounidenses y europeas en las economías de la región, su desarrollo corporativo y empresarial, y sobre todo, su comportamiento en las diversas coyunturas de crisis que las empresas operadoras han debido enfrentar en los últimos diez años.

De hecho, fue frecuente que se sostuviera por parte de varios de los gobiernos de la región que el principal objetivo de las reformas aplicadas al sector eléctrico era frenar el persistente drenaje de fondos de la administración central a las empresas eléctricas deficitarias y facilitar de esta forma la reducción del déficit público, aunque ello no siempre correspondía a la realidad en la medida que varias de estas empresas exhibían importantes tasas de rentabilidad.

Otras veces la venta de las empresas eléctricas estatales fue justificada por las dificultades económicas y financieras de los gobiernos, carentes de los recursos requeridos para financiar los programas de expansión del sector. De esta manera, la privatización de las empresas eléctricas redundaría en un incremento de la inversión en el sector, liberando de esta obligación al Estado, que podría reorientar el gasto público hacia la inversión social.

Lo cierto, sin embargo, fue que el producto de la venta de estas empresas fue utilizada de preferencia para reducir el déficit de cuenta corriente derivado de la amortización del endeudamiento externo adquirido en los años ochenta y de la cancelación de los intereses devengados por tal endeudamiento. En algunos casos, la privatización de las empresas proveedoras de servicios de infraestructura –no sólo las eléctricas– fue una condición impuesta por los organismos multilaterales y la banca privada internacional para reprogramar el pago de la deuda externa.

Así se definió una segunda característica central del proceso de reformas en el sector eléctrico: la debilidad de los esquemas regulatorios. Se confió en que el mercado resolvería los problemas por sí mismo. En la mayoría de los países de la región que privatizaron sus sistemas eléctricos, el marco regulatorio que se fue gestando asignaba al sector privado el grueso de la responsabilidad del desarrollo de los sistemas energéticos, con la excepción de Brasil. En general, el Estado se retiró del área productiva del sector para pasar a la dimensión reguladora. Sin embargo, en la mayoría de los casos no adoptó un papel activo en la promoción de los mercados eléctricos ni en su planificación.

La debilidad de los esquemas regulatorios aplicados en la región constituye uno de los problemas de gestión pública que no ha sido debidamente abordado en la literatura económica más reciente, aunque varios de los análisis de casos nacionales en la región han provisto de importantes antecedentes que deberán ser considerados cuando se intente un análisis más general sobre las innumerables deficiencias detectadas en las crisis de los sistemas eléctricos suscitadas en la región². Menos todavía los países han introducido las correcciones del caso a la institucionalidad regulatoria, especialmente en relación con los vacíos en los marcos legales y el desempeño de las entidades reguladoras, a pesar de algunos avances registrados en algunos países en materia de eficiencia energética, aunque todavía insuficientes.

Por cierto, dicha debilidad se explica por varios factores que trascienden y van más allá de las razones que suele esgrimirse de modo tautológico para explicar un desempeño deficiente en esta área de la gestión pública, tales como los vacíos e insuficiencias jurídicas de los marcos legales instituidos para los efectos de ejercer la función reguladora, o la inadecuada disponibilidad de recursos materiales, financieros y humanos por parte de los entes del Estado encargados del tal responsabilidad, que expresan por sí mismas pero no explican la debilidad de las prácticas regulatorias³.

El fenómeno de la captura del regulador ha jugado un importante papel en el debilitamiento de los esquemas regulatorios que fueron estructurándose desde mediados de los años ochenta y comienzos de los noventa. Dicha captura tiende a consolidarse como tendencia cuando se expandió la creencia entre los tomadores de decisiones que la inversión extranjera fluiría generosamente a las economías de América Latina, más allá de los procesos económicos y políticos internos que se desarrollaban en los países de origen, si acaso se institúan en los países latinoamericanos marcos regulatorios ampliamente favorables a la inversión privada, especialmente extranjera (aunque fuese, paradójicamente, de origen público).

De esta manera, se tendió a pensar que el ejercicio de las facultades regulatorias, especialmente en los mercados de servicios de infraestructura básica, por parte de los organismos pertinentes del Estado, contribuiría a desincentivar la afluencia de la inversión extranjera directa, que sería reorientada a

² Ver, por ejemplo, Rozas (1999), Rozas (1999a), Campodónico (2000), Kosulj (2000), Pistonesi (2000), Pistonesi (2001), Fernández y Birhuet (2002) y Kosulj (2002). Algunos intentos de análisis general de los conflictos regulatorios en el sector energético, a nivel regional, han sido realizados por Sánchez Albavera y Altomonte (1997), Solanes (1999), Lutz (2001), Altomonte (2002) y Maldonado y Palma (2004).

³ En este sentido, es válida la afirmación de Maldonado y Herrera (2007), quienes sostuvieron que “las debilidades del órgano regulador, en el caso de Chile, no son necesariamente asignables a su estructura orgánica sino a la falta de voluntad política de los sucesivos gobiernos por establecer políticas energéticas proactivas, limitándose su accionar, en parte importante, a la determinación del precio de nudo, delegando el liderazgo del sector en manos del mercado”.

economías con sistemas regulatorios menos estrictos dentro de la misma región, o definitivamente fuera de ésta, lo que comprometería no sólo el desarrollo del sector, sino, además, generaría efectos no deseados sobre la inversión, el empleo y la demanda agregada.

Mediante esta renuncia, tácita o explícita, al ejercicio efectivo de las facultades regulatorias, en no pocas ocasiones se puso en riesgo una de las principales funciones de interés público que el Estado debe desempeñar en el marco de los procesos que las economías de la región han puesto en marcha para los efectos de insertar las economías nacionales locales en los sistemas integrados de producción industrial, propios de la globalización de la economía mundial. Esta función se refiere al establecimiento de mayores niveles de competencia en los mercados de bienes y servicios y, particularmente, de consecución de mayores niveles de eficiencia en la producción y provisión de servicios públicos de infraestructura básica, y que constituyen uno de los aspectos determinantes de la productividad y competitividad de los factores de producción y de las economías nacionales. Estos objetivos deben ser alcanzados en industrias que continúan operando bajo condiciones de alta concentración e integración, sea que estén bajo el control de empresas privatizadas o del Estado. Por otra parte, existió una importante evolución en los planos ideológico-político y de la teoría económica que derivaron en hacer cada vez menos relevante la importancia que se asignaba en el período previo a la aplicación de las reformas tanto a los rendimientos crecientes a escala en la estructuración de los mercados de servicios básicos de infraestructura, como a la incidencia de las “fallas de mercado” sobre la eficiencia en el desempeño competitivo de los actores que interactúan en tales mercados. Hasta fines de los años ochenta, ambos factores constituyeron dos de las razones principales de interés público que explicaron la intervención del Estado en la producción y provisión de servicios de infraestructura⁴.

En este sentido destacó con particular fuerza la incidencia que empezó a tener, a partir de la introducción de nuevas tecnologías, la erosión de las economías de escala sobre la condición de monopolio natural que detentaba la empresa dominante en estos servicios, lo que según la opinión de algunos economistas permitía transitar a nuevos modelos más competitivos de organización industrial en la producción y provisión de servicios básicos de infraestructura.

Asimismo, empezó a adquirir especial relevancia la denominada “teoría de los mercados disputables”, formulada en 1982 por W.J. Baumol, J.C. Panzar y R.D. Willing, que intenta generalizar el modelo de competencia perfecta aún en los casos de industrias con rendimientos crecientes a escala y, por tanto, con estructuras monopólicas u oligopólicas. En estos casos, según Baumol, Panzar y Willing, la sola posibilidad de ingreso a la industria de un nuevo competidor es un factor suficientemente ordenador del mercado, específicamente de la(s) empresa(s) dominante(s), que induce el desempeño de las firmas de modo análogo al que observarían en condiciones de competencia perfecta. Sobre la base de este supuesto, empezó a sostenerse que en el caso de las industrias con características de monopolios u oligopolios naturales, pero cuyos mercados fuesen de naturaleza disputable, resultaba conveniente suprimir las acciones regulatorias –en general, toda acción interventora de agencias del Estado–, dado que los mecanismos de mercado permitirían una mejor asignación de recursos escasos y una mejor distribución de costos y beneficios para el conjunto de la sociedad.

Como apuntó correctamente Altomonte (2002), la “teoría de los mercados disputables” tuvo un impacto significativo sobre las prácticas regulatorias de las actividades de producción y provisión de los servicios básicos de infraestructura surgidas de las reformas, y sentaron las bases teóricas-empíricas para los procesos de desregulación de los servicios públicos y de los mercados correspondientes, en muchos de los países de la región.

⁴ En términos generales, las acciones regulatorias se vincularon inicialmente a la prevención de conductas monopólicas (leyes antitrust) o a situaciones conceptuadas como “fallas de mercado”. Una de tales situaciones se relacionó con actividades de servicios públicos de infraestructura en las áreas de transporte, telecomunicaciones, electricidad y gas natural, donde los rendimientos crecientes a escala en tales actividades estructuraban “monopolios naturales”. En tales casos, la acción regulatoria tuvo dos finalidades principales: controlar el acceso a la actividad, procurando así evitar una entrada excesiva que diera lugar a costos de abastecimiento más elevados, y lograr la transferencia de las rentas de monopolio a los consumidores, mediante el control de los precios de oferta en el mercado correspondiente (Pistonesi, 1999).

Desde esta perspectiva, no se consiguió implementar un sistema de incentivos adecuado para que el sector privado realizara las inversiones que requería la ampliación de la capacidad de los sistemas, y peor aún, se dio lugar a prácticas que algunos analistas han caracterizado como de “moral hazard”, invocándose la mala intención demostrada de modo reiterado en los actos de ocultar información y entregar falsas señales que innumerables “fallas de mercado” han dejado al descubierto en la provisión deficiente de servicios de infraestructura.

II. Trasfondos de las crisis de suministro eléctrico

La debilidad de los esquemas regulatorios, expresada en marcos legales precarios y redactados en algunos casos en conformidad a los intereses de las empresas operadoras dominantes —varios son los casos de países donde representantes de empresas privatizadas participaron en la elaboración ex post de los marcos regulatorios—, y en una institucionalidad frágil, que contempla el funcionamiento de órganos reguladores con una dotación precaria de recursos y sin las facultades mínimas que requieren los organismos de esta naturaleza, quedó al descubierto hacia fines de los años noventa, casi inmediatamente después de haberse puesto en marcha las reformas en la mayoría de los países de la región.

Para tal develamiento fueron determinantes las crisis energéticas que se suscitaron en Chile (1998) y en Brasil (2001), las fuertes devaluaciones de las monedas de Brasil (1999) y Argentina (2002), y los diversos problemas de orden macroeconómico que se suscitaron en las economías de Colombia, Perú y Venezuela a comienzos del presente decenio y que significaron importantes retracciones del producto y de la demanda agregada, incluyendo la demanda interna de energéticos. Las crisis de suministro eléctrico más recientes, en Nicaragua y República Dominicana, no han hecho sino corroborar que las lecciones y enseñanzas dejadas por las crisis iniciales en los países del Sur no fueron aprendidas a cabalidad.

1. Las crisis de suministro eléctrico en Chile y Brasil: ¿sólo problemas de sequía?

En Chile, los problemas energéticos suscitados durante el bienio 1998-1999 y originados en buena medida por la sequía de 1998 fueron particularmente graves dada la fuerte dependencia que el Sistema Interconectado Central (SIC) tenía de la generación hidroeléctrica, dominante en el país. Sin embargo, la crisis de suministro eléctrico de Chile estuvo lejos de ser sólo un problema de disminución de la oferta de energía por efecto de la sequía, como lo demostraron diversos análisis sobre el particular⁵. En general, hubo consenso en cuanto a señalar que la menor oferta de energía fue el resultado directo de la creciente disminución de la generación hidroeléctrica a raíz de la sequía; la menor afluencia de las aguas provenientes de los deshielos cordilleranos; las fallas reiteradas de varias de las centrales térmicas que debían funcionar como unidades de respaldo de la generación hidroeléctrica; los considerables atrasos en la puesta en operación de las centrales de ciclo combinado a gas natural; la falta de coordinación y de transparencia de la conducta de las empresas generadoras, y en general, el predominio de estrategias de corto plazo en la acción empresarial en desmedro de la consecución de objetivos de largo plazo.

De esta manera, las dificultades producidas en la generación hídrica se acentuaron por los efectos de los problemas técnicos que presentaron la puesta en marcha de las primeras centrales de ciclo combinado que se incorporaban al sistema generador chileno, así como también en algunas de las centrales térmicas que constituían el respaldo del sistema. Tanto es así que los hechos desencadenantes de la crisis de suministro se relacionan con el atraso reiterado de la puesta en marcha de las nuevas centrales de ciclo combinado y con las fallas de las centrales de respaldo.

La crisis energética de 1998-1999 dejó al descubierto las insuficiencias del modelo eléctrico chileno. Los problemas más relevantes que se revelaron fueron: i) la ausencia de un marco legal e institucional adecuado a las características que exhibe el desarrollo de la industria eléctrica en Chile; ii) la debilidad orgánica de las entidades del Estado encargadas tanto de definir y ejecutar las políticas energéticas, como de regular y fiscalizar las actividades del sector; y iii) la carencia de una política energética de largo aliento que vaya más allá del objetivo exclusivo de minimizar los costos de generación.

La crisis energética en Chile demostró que los criterios de eficiencia económica no bastan para asegurar un funcionamiento eficaz del sistema energético. Demostró asimismo que los mecanismos de mercado tampoco asignan adecuadamente los recursos cuando existen desequilibrios excesivos entre las fuerzas de la demanda y de la oferta en situaciones de competencia imperfecta y los países no cuentan con la regulación adecuada. La institucionalidad normativa en vigor –establecida a comienzos de los años ochenta con el propósito de maximizar la rentabilidad de empresas estatales que se privatizarían más tarde– no permitió resolver adecuadamente los conflictos entre las empresas, la ocultación de información a la autoridad por las empresas operadoras, la trasgresión sistemática de disposiciones normativas elementales y la indefensión de los usuarios, que constituyeron el verdadero trasfondo de la crisis energética y de la conducta orientadas por objetivos de corto plazo de los grupos de empresas que se disputaban el control de la actividad.

Asimismo, la crisis eléctrica dejó al descubierto un problema que repercute notoriamente sobre la eficacia de un sistema eléctrico estructurado sobre la base de empresas que sobrevenden energía por encima de su capacidad efectiva de generación, motivadas por el interés de aprovechar las oportunidades de maximizar utilidades según los criterios de la racionalidad del productor en una economía de mercado débilmente regulado.

La práctica de sobrevender energía por encima de la capacidad de generación estuvo vinculada en gran medida a la posición privilegiada de algunas generadoras en la Central de Despacho Económica de Carga (CDEC) que, por la vía de una representación de mayoría –a través de sí misma y de empresas filiales– impusieron decisiones que las favorecían en la asignación de recursos escasos, especialmente hídricos.

⁵ El análisis de la crisis eléctrica que afectó a Chile está basado en Rozas, 1999.

La situación a que se hace referencia en este punto no sólo constituyó uno de los factores de permanente conflicto entre las empresas generadoras al interior del CDEC durante la crisis, sino, además, puso en entredicho la capacidad autorreguladora de las empresas privadas que participan en el CDEC como instancia de coordinación. Esto significó que las empresas generadoras que se sintieron perjudicadas por las decisiones de mayoría impuestas por ENDESA fuesen más proclives a la revisión del marco regulador del sector eléctrico, especialmente en relación con los criterios de acción del CDEC (Araos, 1998).

La principal enseñanza que pudo extraerse de la crisis de suministro eléctrico de Chile fue la necesidad de complementar los criterios de eficiencia económica con una visión de proyecto país, capaz de asegurar la estabilidad del suministro eléctrico, los derechos de los usuarios, la transparencia de los mercados, el acceso a la información y un sistema de incentivos y sanciones que se relacionen con el cumplimiento y las trasgresiones a las normas dispuestas para el funcionamiento competitivo de esta actividad.

Por otra parte, Brasil –país que también es fuertemente dependiente de la generación hidroeléctrica, al igual que Chile al momento de producirse la crisis de suministro– acentuó sus problemas en el abastecimiento doméstico como resultado de la sequía del 2001, aun cuando era notorio que este país venía enfrentando desde 1999 una de las peores crisis de energía eléctrica que necesitaba la atención y la búsqueda de soluciones de corto, mediano y largo plazo⁶.

Sin duda y más allá de los efectos de la sequía de 2001, la crisis de suministro eléctrico de Brasil está asociada a las características del territorio brasilero y al modelo de organización industrial definido para el sector. Su particular geografía, la amplia disponibilidad de recursos hídricos, sus métodos de operación y el planeamiento de la industria eléctrica explican en gran medida la disponibilidad de energía de bajo costo hasta la crisis del 2001, lo que implica que la generación de origen hidráulico haya constituido alrededor del 90% de la generación total.

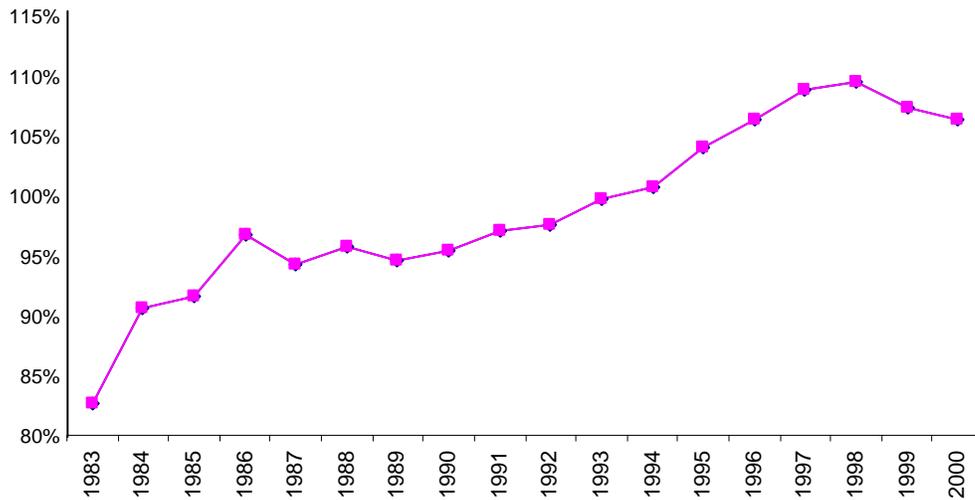
En Brasil, los ríos represados tienden a formar grandes reservorios de acumulación, cuyas características principales son su regulación plurianual y que se necesiten años para su vaciado o agotamiento. Desde la óptica energética, el uso de estos reservorios está asociado a una lógica de operación de largo plazo: las decisiones operativas tomadas en el presente tienen repercusiones futuras en un horizonte mínimo de dos años, pero que puede ser de hasta cinco años. Como algunas cuencas hidrográficas están bajo regímenes pluviométricos diferentes, es posible obtener una mayor disponibilidad de energía a través de una gestión integrada de las centrales. Esa gestión integrada evita derrames o descargas innecesarios, introduciendo importantes mejoras de eficiencia⁷.

Esta flexibilidad del sistema crea una imagen de exceso de energía disponible en la medida que los reservorios, dadas sus dimensiones, pueden “almacenar” las energías que se consumirán en los siguientes 3 ó 4 años. El riesgo de déficit es la señal de alarma que indica si acaso los recursos están siendo utilizados con un nivel de garantía adecuado. Un riesgo de déficit de energía de 10% es considerado alto, dadas las consecuencias de un racionamiento sobre la economía. Entre 1997-2000, Brasil necesitaba aumentar anualmente su potencia instalada entre 3500 y 4000 MW para hacer frente al crecimiento de la demanda; sin embargo, el incremento efectivo de la capacidad de generación no superó los 2.000 MW. Este déficit se cubrió con cargo a la energía hidráulica que debía ser consumida en 2001, para evitar serios racionamientos.

⁶ El análisis que sigue, sobre la crisis energética de Brasil, está basado en Altomonte (2001) y Sánchez-Albavera (2008).

⁷ Se estima que la gestión de centrales interconectadas es responsable por un crecimiento cercano al 20% de la energía disponible. Así, por ejemplo la línea Norte-Sur posee, asociada a su capacidad de transmisión, una disponibilidad garantizada de energía cercana a los 600 MW medios, obtenidos sin aumentar la capacidad de generación (Altomonte, 2001).

GRÁFICO 2
FACTOR DE UTILIZACIÓN REAL DE POTENCIA INSTALADA DE SISTEMA ELÉCTRICO
BRASILEÑO, 1983-2000



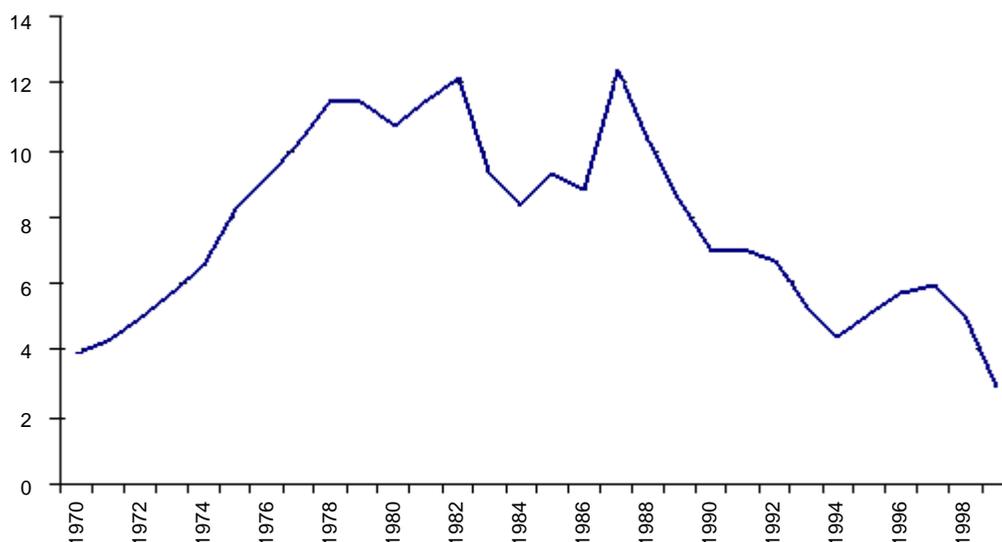
Fuente: Altomonte (2001).

En lo esencial, las dificultades que el sistema eléctrico brasileño exhibió para responder satisfactoriamente a la mayor demanda anual de energía tienen su origen en la interrupción del ritmo de crecimiento de las inversiones, lo que comenzó en la década de 1980, debido a los problemas que afrontó la economía de Brasil y a las dificultades financieras que registraba ELECTROBRAS, el monopolio estatal que operaba en el sector. La falta de recursos financieros dilató o suspendió la toma de decisiones relacionadas con los proyectos de inversión que fueron concebidos para expandir la generación y transmisión de energía.

De hecho, la privatización de la industria eléctrica –implementada a partir de 1995– y las reformas introducidas al sector en 1993 pretendían resolver específicamente el crónico problema de financiamiento de la inversión, a la vez que introducir competencia en el segmento de la generación. No obstante, en 2001 el problema relacionado con el déficit de inversión subsistía, principalmente porque se había transferido al sector privado la responsabilidad de invertir sin establecer los incentivos adecuados para las empresas, que debían operar en mercados no competitivos, además de existir todavía gran incertidumbre acerca de la organización e instrumentación del Mercado Mayorista de Electricidad (MAE).

De esta manera, aunque la crisis del 2001 fue gatillada por factores naturales –una sequía prolongada, en particular–, a su gestación concurrieron también otros factores, que se fueron acumulando y que produjeron retrasos en la expansión del sistema eléctrico. Entre ellos, además de la insuficiente inversión para responder a la expansión de la demanda, factor ya consignado, destacaron la debilidad del planeamiento energético y la improvisación privatizadora que distrajo la atención sobre los riesgos que tiene un sistema de abastecimiento eléctrico predominantemente hidráulico. Por otra parte, varios analistas habían advertido acerca de la fragilidad de las redes de transmisión, que habían sido diseñadas para un sistema centralizado, operado por ELECTROBRAS y que, con motivo de la opción privatizadora, el monopolio estatal había postergado las inversiones relacionadas con su mantenimiento, hasta que se produjera la desintegración de la industria y la venta de las unidades correspondientes a los operadores privados.

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE BRASIL, 1970-1998
(Billones de dólares 2000)



Fuente: Hermes de Araujo (2000).

La declinación de la inversión en el sector tras la privatización de las operadoras eléctricas ha sido entendida principalmente como expresión de las expectativas de los inversionistas sobre el desarrollo del sector, especialmente en relación con la creación y/o ampliación de generadoras no hidráulicas, principalmente termo-eléctricas. En general, las empresas operadoras no estuvieron dispuestas a invertir en plantas térmicas debido a la amplia capacidad hidroeléctrica que disponía el sistema y al menor costo de generación de las centrales hidráulicas, lo que las llevó a reclamar por incentivos (subsidios) para concretar operaciones de inversión en esa dirección. En el caso específico de las plantas térmicas que insumen gas, su desarrollo estaba afectado por la prolongada inestabilidad de la economía de Brasil registrada a fines de los años noventa y comienzos de la década del 2000, debido al impacto de los riesgos derivados de la variación de tipo de cambio y la fuerte devaluación de la moneda local, factores que incidían fuertemente sobre los costos de generación. Además, como ha indicado Sánchez Albavera (2008), desde el punto de vista institucional, el asunto era complejo debido a la existencia de monopolios estatales en la distribución de gas, a lo que se sumaba la ausencia de una convergencia regulatoria entre electricidad y gas.

Por otra parte, la inversión en plantas de generación hidráulica involucraba montos de inversión muy elevados y plazos de recuperación del capital bastante extensos, la que además se dificultaba por los obstáculos de acceso a los derechos de agua —que en ocasiones se constituyen en barreras de entrada al ingreso de nuevos operadores— y por razones ambientales.

La renuencia de las empresas operadoras se explica, además, por su desacuerdo con los valores referenciales para los costos de generación fijados por la autoridad. Poco tiempo después de iniciar sus funciones, el ente regulador del sector eléctrico —Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)—, en conocimiento que la mayor parte de las transacciones (85%) se realizaba en el mercado spot, decidió fijar valores referenciales con el propósito de estimular la suscripción de contratos que permitieran una mayor estabilidad del abastecimiento y una menor fluctuación de los precios. Estos valores fueron cuestionados por las empresas generadoras, lo que indujo a que se postergara varias de las inversiones que estaban previstas. Además, las empresas operadoras estaban esperando un mayor ritmo de la privatización de activos de ELECTROBRAS, sobre todo en las plantas de generación y en líneas de transmisión, antes de implementar muchos de los proyectos de inversión que mantenían en carpeta,

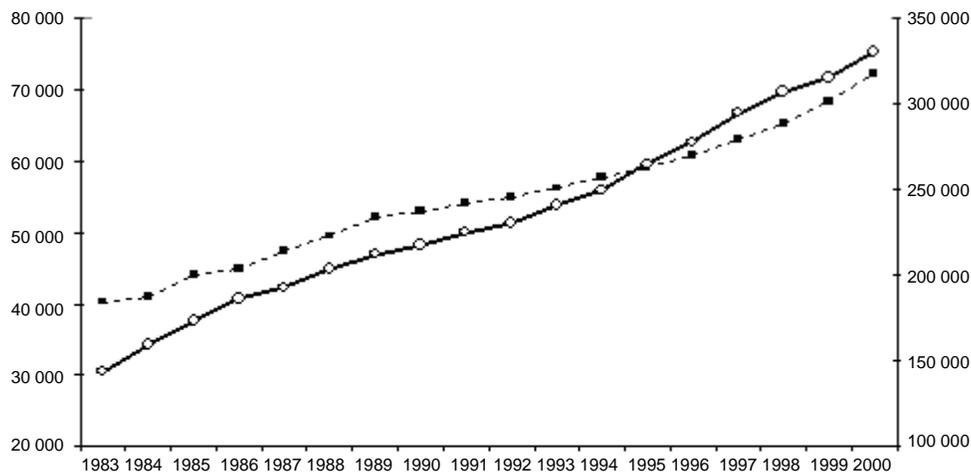
debido a que esta opción les resultaba más atractiva, dadas las insuficiencias regulatorias para nuevos emprendimientos que contiene la normativa legal.

Un aspecto de gran importancia en la explicación de la crisis lo constituyen las restricciones impuestas por el programa de estabilización que debió aplicar Brasil, que impidieron que las inversiones necesarias para el desarrollo del sector fueran estatales. De hecho, la opción privatizadora surgió para generar fondos que permitieran afrontar los problemas fiscales dando poca atención a los problemas energéticos. Esto implicó que la crisis revelara un desequilibrio básico entre la gestión del sistema, que debía apuntar a la seguridad y a la confiabilidad, y la política de privatizaciones.

De esta manera, el consumo creció mucho más rápido que la capacidad de generación, sin producirse un cambio de la tendencia, como se puede apreciar en el gráfico siguiente. En junio de 2001, ya manifestada la crisis de suministro en toda su magnitud, entró en vigor un conjunto de medidas orientadas a reducir el consumo de electricidad, que significó una caída de cerca del 8% durante 2001, principalmente en el sector residencial. El consumo se mantuvo deprimido durante los años siguientes debido a los cambios de los patrones de consumo en los hogares, que se produjeron por las restricciones.

Sobre la base de estos antecedentes, varios analistas sostuvieron que las reformas fallaron tanto en su *timing* como en su diseño. En particular, se sostuvo que la concepción del MAE fue el punto focal de la crisis, en virtud de la fijación de precios en el mercado spot y de los valores normativos para las contratos, que resultó especialmente controversial: en 1997 se fijaron precios para las centrales en operación hasta 2002, sin conocerse qué ocurriría después de ese año. En consecuencia, se desalentó la inversión privada, lo que contribuyó a profundizar la crisis a partir de su misma gestación.

GRÁFICO 4
BRASIL: CAPACIDAD INSTALADA Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD, 1983-2000



Fuente: Altomonte (2001), sobre la base de información obtenida en Balance Nacional de Energía 1999 y 2000.

Asimismo, los analistas del sector han señalado que tampoco se resolvió la adaptación del sistema hidrotérmico original al nuevo modelo. En el anterior esquema se aseguraba de forma centralizada la disponibilidad térmica (carbón y *fuel*) para compensar parte de las variaciones pluviométricas, traspasando los mayores costos de combustibles a las tarifas cobradas a los consumidores del sistema integrado. Se optó por la supresión de este sistema, pero sin establecer su reemplazo, a pesar de conocerse que las hidroeléctricas continuarían siendo dominantes en cualquier escenario de expansión del sistema de generación. En síntesis, como consecuencia de los vacíos e indefiniciones del nuevo

modelo, más relacionadas con la descentralización de responsabilidades que con el riesgo hidrológico, crecieron las incertidumbres para las empresas, lo que desincentivó la inversión en el sector.

En definitiva, la crisis eléctrica de Brasil dejó en evidencia los problemas de haber privatizado sin haber completado la reestructuración de los mercados, lo que permite extraer importantes lecciones que tienen que ver con los impactos de la privatización sin un marco regulatorio completo y con la importancia de la convergencia regulatoria entre gas y electricidad y, entre electricidad y recursos hídricos. De hecho, como lo demuestran análisis más detallados de la crisis, muchos problemas regulatorios encontraron difícil solución debido a que no estaban contemplados en los contratos suscritos con los inversionistas. Específicamente, al poco tiempo de las privatizaciones se revelaron las insuficiencias regulatorias y las contradicciones entre los regímenes de agua y electricidad, y de éstos con las disposiciones ambientales, en relación, por ejemplo, a los derechos de agua y al uso de embalses.

A pesar del consenso que es posible apreciar entre los analistas del sector acerca de las causas de la crisis, éste no se extendió, sin embargo, al análisis de los efectos de la crisis y del racionamiento, los que fueron interpretados de diferentes formas por el Ministerio de Hacienda de Brasil y la Confederación Nacional de la Industria.

Por una parte, las autoridades estimaron que se podía mitigar los efectos de la crisis sobre el crecimiento económico mediante transferencias marginales de energía entre sectores. De acuerdo con ello, la reducción en 2 puntos porcentuales del crecimiento del PIB previsto para el año 2001 por efecto del menor consumo global de energía eléctrica, que estimaba la CGE, podía ser bastante menor (0,8% del PIB) de mediar las transferencias de energía entre sectores electro-intensivos y el resto de la economía. De esta manera, la tasa de crecimiento prevista para 2001 se habría visto facilitada por el mercado secundario de energía, el éxito que provocaron las leyes de funcionamiento del MAE y las transferencias de energía, que además contribuyeron a reducir las incertidumbres en 2002.

Por otra parte, la Confederación Nacional de Industrias sostuvo que en 2001 el 50% de las empresas ya estaban implementando planes de eficiencia energética desde hacía tres años, por lo que el margen de reducción del consumo se situaba en no más de 8% en vez del 20%, fijado como meta oficial. De acuerdo a los resultados de una encuesta realizada en el bimestre agosto-septiembre 2001 entre las empresas asociadas a tal Confederación, la producción cayó 13% en las grandes empresas y 14% en las pequeñas y medianas. Sorprendentemente, la encuesta reveló que el 50% de las primeras y los dos tercios de las segundas no redujeron la producción por causa del racionamiento. Estas disminuciones se reflejaron levemente en el nivel de empleo, a un nivel inferior al que se había estimado con anterioridad. De todos modos, las empresas registraron pérdidas considerables. Las más afectadas fueron las empresas eléctricas Compañía Energética de Sao Paulo, AES Sul, Light, Compañía Energética de Minas Gerais (CEMIG), Elektro y AES Eletropaulo.

2. El efecto de las devaluaciones cambiarias en Argentina, Brasil y otros países

El segundo factor que profundizó la crisis de las empresas eléctricas de América Latina –con especial énfasis en América del Sur– lo constituyeron las devaluaciones cambiarias en Argentina y Brasil. El Banco Central de Brasil decidió abandonar el sistema de banda cambiaria del real respecto del dólar en enero de 1999, lo que se manifestó en una devaluación del 64% en dos meses. En Argentina, la Ley 25.331 (Ley de Emergencia Económica) de enero de 2002 estableció la ruptura de la paridad entre el peso y el dólar, lo que determinó un descenso de 70,3% en la cotización de la moneda local respecto de la estadounidense. Además, en ese mismo año, el real brasileño registró una nueva devaluación del 34,3%.

Ambas devaluaciones tuvieron efectos directos considerables no sólo en el desempeño de las empresas eléctricas, debido al incremento de sus pasivos contraídos en dólares, sino también en la demanda de energía por consecuencia de la contracción de la demanda agregada asociada a la condición recesiva que se profundizó con creces, especialmente en Argentina, cuyo Producto Interno Bruto disminuyó en -10,9% en 2002, acelerándose la caída de la producción en este país por cuarto año consecutivo. En Brasil, sin

embargo, la devaluación del real estuvo acompañada de situaciones recesivas sólo en 1999, cuando el PIB disminuyó en -0,9%, tendencia que se quebró en 2000 para dar lugar a tasas de crecimiento positivas en los años siguientes. Específicamente, la devaluación del real en 2002 no se relacionó con una tasa negativa de crecimiento en ese año, aunque sí se morigeró bastante en 2003 (0,5%).

Ante la devaluación, las empresas solicitaron incrementos de tarifas para hacer frente al “costo de la devaluación” incorporado en el mayor precio de los productos importados y en el encarecimiento de la financiación en los mercados internacionales. Por su parte, los gobiernos no aceptaron tales incrementos, tanto por sus consecuencias en la estabilidad macroeconómica –control de la inflación– como por el costo social y político que conllevan. En respuesta, las empresas esgrimieron la imposibilidad de acometer las inversiones anunciadas. Estos conflictos tuvieron distintas soluciones en los casos de Argentina y Brasil.

En Brasil la consecuencia principal de la devaluación fue el retraso en la construcción de nuevas plantas térmicas, debido a que se requería tecnología importada, que resultaba más costosa. Los ajustes tarifarios no se realizaron en el corto plazo, sino de manera diferida, lo cual provocó malestar en las empresas (Maldonado y Palma, 2004). Así, por ejemplo, el Grupo ENDESA mantuvo su potencia instalada en 658 MW entre 1999 y 2002 a pesar de la mayor demanda de energía eléctrica y de la crisis energética que se suscitó en 2001. Sólo en 2003, las empresas del Grupo ENDESA aumentaron su potencia hidroeléctrica (a 721 MW) e incorporó al parque generador de Brasil una central termoeléctrica con una potencia instalada de 310 MW. (Rozas, 2008). Sin embargo, no fue este el caso de IBERDROLA, empresa que desarrolló incluso en escenarios de crisis, entre 1999 y 2001, varias inversiones en plantas y centrales de generación con el propósito de asegurar el suministro eléctrico de sus empresas de distribución en los territorios estatales en que opera (Rozas, 2008a).

Cabe señalar, en todo caso, que en 2003 el gobierno de Brasil introdujo cambios sustantivos en el marco regulatorio del sector eléctrico con el propósito de estimular la inversión mediante alzas tarifarias en el segmento de distribución y la creación de un poder comprador centralizado de la energía generada, lo que significó una modificación radical del modelo de organización de la industria eléctrica en este país.

En el marco de la revisión general de las tarifas de las compañías de distribución, en el primer trimestre de 2003 fueron alzadas en 31,8% las tarifas de COELCE, compañía participada por ENDESA. Las nuevas tarifas entraron en vigor en abril de 2003 y estuvieron vigentes hasta abril de 2007. En diciembre de 2003 fueron alzadas en 15,52% las tarifas de la distribuidora CERJ, que opera en el Estado de Río de Janeiro, también controladas por ENDESA (ENDESA, 2004). A su vez, la ANEEL aprobó en el segundo semestre de 2003 un aumento de las tarifas de 31,4% y 11,5% para COELBA y COSERN, respectivamente, dos de las filiales de IBERDROLA que operan en el segmento de distribución. Posteriormente, las tarifas de CELPE, la tercera distribuidora de este Grupo localizada en Brasil, fueron aumentadas en 27,3% (IBERDROLA, 2004).

Estos incrementos se reajustan anualmente de acuerdo con el Índice General de Precios de Mercado (IGPM), reducido en un factor de eficiencia que se fija específicamente para cada empresa.

En diciembre de 2003, el presidente de Brasil aprobó mediante Medida Provisoria, norma que tiene rango de Ley, la aplicación de un nuevo Modelo Regulatorio del Sector Eléctrico, que supone un profundo cambio en todos los segmentos del mismo: generación, transporte y distribución. Esta iniciativa legal, aprobada por el Parlamento y promulgada en marzo del 2004, fue interpretada por las empresas como un intento de hacer frente a la situación que afecta al sector desde la aplicación de los racionamientos de electricidad en el año 2000.

Los cambios dispuestos en el marco regulatorio responden a una concepción menos liberal de la organización industrial del sector, basado esencialmente en la existencia de un comprador único controlado por el Estado Federal. Los principales objetivos del nuevo modelo de organización de la industria eléctrica son: i) atenuar las variaciones tarifarias en el mediano y largo plazo; ii) mejorar los índices de continuidad y calidad del servicio; iii) establecer una remuneración de los inversores suficientemente atractiva, de modo de incentivar la expansión del servicio; y iv) hacer prevalecer el concepto de servicio público en el desempeño de las empresas del sector.

Las características básicas del nuevo modelo son: i) aumento del papel del Estado en el sector, a través de una mayor presencia en los organismos e instituciones públicas del nuevo marco regulador; ii) planificación centralizada elaborada por el Estado; iii) licitación pública para la nueva capacidad de generación a través de suscripción de contratos a largo plazo; iv) creación de un mercado de contratos a medio y largo plazo en el que se formará un único precio mayorista de la electricidad; y v) coexistencia de dos mercados de contratación: libre y regulado.

La adaptación a este nuevo modelo se está desarrollando a través de un período de transición que se prolongará hasta el año 2009. No obstante, está aún pendiente la definición de algunas reglas básicas del mismo, lo que se hará mediante desarrollo reglamentario.

En Argentina, con el cambio de régimen monetario, las tarifas pasaron a fijarse en pesos y se eliminó la indización. Hasta la promulgación de la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario (Ley Nro. 25.331), las tarifas eléctricas eran indexadas conforme a la variación del índice de precios de bienes industriales y minoristas de los Estados Unidos bajo el régimen de convertibilidad.

Como consecuencia de la pesificación, la componente de las tarifas que remunera la actividad de distribución permaneció fija en los valores nominales del 31 de diciembre de 2001. La pesificación produjo un desequilibrio económico-financiero de las empresas prestadoras de servicios de infraestructura básica, incluyendo la distribución de energía eléctrica. Para paliar parcialmente este desequilibrio, la Ley Nro. 25.331 previó una renegociación de los contratos de concesión de los servicios públicos, asignando esta tarea al Ministerio de Economía.

Este hecho derivó en numerosos conflictos entre empresas y gobierno que, en algunos casos, se encuentran en instancias judiciales con implicaciones internacionales. Las empresas quieren que el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), institución vinculada al Banco Mundial, determine si el gobierno ha incumplido, de forma unilateral, los contratos de concesión adjudicados. La gran mayoría de las demandas hacen referencia a la pesificación de las tarifas. Argentina no reconoce la jurisdicción y competencia del CIADI, con lo cual ha paralizado los procesos presentados ante esta institución internacional.

ENDESA fue la empresa eléctrica española que resultó más afectada por el deterioro del entorno macroeconómico de Argentina, especialmente en 2002, que se tradujo en una fuerte caída de la demanda agregada y, consecuentemente, del consumo energético, lo cual determinó una fuerte contracción de la producción de energía eléctrica del Grupo ENDESA en este país. De acuerdo con lo consignado en el análisis de las operaciones de ENDESA en América Latina (Rozas, 2008), la producción eléctrica del Grupo en Argentina disminuyó en 2002 de 11.864 GWh a 8.600 GWh (-27,5%), contracción que se produjo tanto en la producción térmica convencional (-36,1%), hidráulica (-18,1%) y de plantas de ciclo combinado a gas (-25,3%). No obstante, la recuperación no tardó en llegar, de modo que en 2003 los niveles de producción alcanzados ya eran casi equivalentes a los registrados en 2001, antes de ser decretado el término de la convertibilidad, siendo inferiores en sólo -5,5%. En 2004, la producción ascendió a 15.884 GWh, lo que representaba un incremento de 33,9% respecto de los niveles de 2001 y de 84,7% respecto de los críticos niveles de 2002.

Consecuentemente, las empresas del Grupo ENDESA en Argentina registraron fuertes pérdidas en el 2002, que ascendieron a 206 millones de dólares, lo que determinó una tasa promedio de rentabilidad negativa de -18,6% sobre los recursos propios. Las mayores pérdidas se concentraron en las generadoras Central Dock Sud, S.A. e Hidroeléctrica El Chocón, S.A. (-80 y -66 millones de dólares, respectivamente), y la distribuidora EDESUR (-48 millones de dólares), lo que indica que los problemas enfrentados por la empresa radicaban no sólo en el segmento de distribución a raíz del congelamiento de las tarifas fijadas por la autoridad, sino también en el segmento de generación, en el cual las empresas debían sortear la menor demanda de energía asociada al clima recesivo que afectaba al conjunto de la economía y los mayores costos, especialmente financieros, que derivaron de la devaluación de la moneda local. Evidentemente, a la luz de los resultados negativos obtenidos por ambas empresas generadoras, los problemas de contracción de la demanda y de incremento de los costos no pudieron ser compensados con las exportaciones de energía a Brasil, país que empezó a demandar energía en el mercado argentino conforme se agudizaba su crisis energética, pero que simultáneamente redujo su consumo mediante la aplicación de políticas de eficiencia en este campo.

CUADRO 3
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO 2002 DE EMPRESAS FILIALES DE ENDESA
EN ARGENTINA
(Millones de dólares)

	Participación Control	Participación económica	Resultado neto	Rentabilidad
Cía. Americana de Multiservicios de Argentina	100,00	64,97	-0,4	-44,1
Synapsis Argentina, S.A.	100,00	64,97	-2,2	-200,0
Chilectra de Argentina	99,99	63,83	0,0	0,0
Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR)	99,44	48,52	-48,4	-8,2
SACME, S.A.	50,00	24,26	0,0	33,3
Central Costanera, S.A.	51,93	20,23	-7,3	-3,7
Hidroeléctrica El Chocón, S.A.	65,19	18,49	-65,8	-29,7
Comercializadora de Energía del MERCOSUR (Cemsa)	100,00	72,53	0,5	5,0
Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	100,00	72,53	-2,5	-23,2
Central Dock Sud, S.A.	69,76	39,86	-79,6	-196,7
Yacylec, S.A.	22,22	22,22	0,2	0,6
Total			-205,5	-18,6

Fuente: Elaboración propia a partir de ENDESA (2003).

La participación de ENDESA en la propiedad del capital social de sus empresas filiales y coligadas determinó que las pérdidas efectivas que le generaron al Grupo los resultados netos negativos de tales empresas ascendieran a 72 millones de dólares. Este fue el monto que se imputó, finalmente, a los resultados netos globales del Grupo correspondientes al ejercicio 2002.

Por otra parte, el estallido de la crisis en Argentina en enero de 2002 no afectó a IBERDROLA – había liquidado previamente sus inversiones en este país– ni a Unión FENOSA, empresa que no canalizó inversiones a esta economía (Rozas, 2008a).

El 1 de octubre de 2003, la Cámara de Diputados aprobó la Ley de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos, que modifica la Ley de Emergencia Pública en lo relativo a la imposibilidad de incrementar las tarifas de los servicios públicos a cuenta de la renegociación de los contratos de concesión, extendiendo el plazo de la negociación hasta diciembre de 2004, estipulando específicamente la posibilidad de aumentos de tarifas a cuenta de la renegociación final. En el mes de diciembre de 2003 se iniciaron las negociaciones con las compañías eléctricas.

3. Las crisis de suministro en Nicaragua y República Dominicana y Unión FENOSA

En los años más recientes, el grupo español Unión FENOSA ha debido hacer frente a dos importantes crisis de suministro eléctrico, que han afectado fuertemente a las economías de Nicaragua y República Dominicana, y que han puesto en cuestión su posición como empresa operadora de la distribución de electricidad en estos países. En ambos casos, la crisis de suministro develó la fragilidad institucional de los esquemas regulatorios que norman la actividad eléctrica en los países mencionados, que han derivado en onerosas negociaciones entre el grupo español y los gobiernos respectivos en el intento de encontrar soluciones a la crisis.

En República Dominicana, Unión FENOSA negoció en 2003 con las autoridades la venta de su participación en el capital de las empresas distribuidoras de electricidad, antes de suscitarse la crisis de suministro, pero mantuvo su posición en el segmento de generación por intermedio de Generadora Palamara La Vega S.A. (GPLV).

En 2003, este país inició un ciclo recesivo de su economía, lo que significó que el PIB disminuyera en -3,0%, una importante devaluación del peso y fuertes niveles de inflación y desempleo.

Entonces Unión FENOSA transfirió al Estado dominicano el 50% de las distribuidoras Edenorte y Edesur por 365 millones de dólares (Bolsa de Madrid, 2003), que habían sido adquiridas en 1999 por el grupo español en 212 millones de dólares (Bolsa de Madrid, 1999). En marzo de 2006, República Dominicana abonó a Unión FENOSA la cantidad de 296 millones de dólares en concepto de pago anticipado de las cantidades debidas como consecuencia de la adquisición de tales participaciones (Bolsa de Madrid, 2006a).

La operadora española había llegado a República Dominicana cuando este país crecía a tasas superiores a 8% y las expectativas de crecimiento de la demanda eléctrica eran igualmente altas, e hizo abandono de la actividad de distribución cuando el ciclo de expansión había terminado, la demanda disminuía y se acentuaban los problemas asociados a la morosidad y de pérdida de energía. La crisis dominicana se acentuó en 2004 por las crecientes dificultades y fallas que se registraron en este país en la provisión de servicios eléctricos (Labadía, 2004). Para algunos analistas, la relación desarrollada por la empresa española con el gobierno dominicano fue uno de los principales factores desencadenantes de la crisis económica y energética que asoló a este país, mezcla de regulaciones inadecuadas, evasión y altos índices de incobrabilidad de los servicios de provisión de electricidad, pero, sobre todo, el oneroso rescate de las filiales dominicanas de Unión FENOSA que operaban en el segmento de distribución por parte del gobierno dominicano (Stoga, 2004).

La participación de Unión FENOSA en la crisis de suministro de energía de Nicaragua ha tenido un carácter diferente, más confrontacional, aunque igualmente el grupo español ha dejado espacios para la negociación con las autoridades de este país, pero desde una posición de mayor fuerza y dureza, obteniendo importantes ventajas para su desarrollo posterior que incluso han quedado refrendadas en modificaciones del marco legal respectivo.

En los últimos dos años, el suministro de electricidad en Nicaragua se ha caracterizado por frecuentes interrupciones, que pueden extenderse por períodos de hasta doce horas. De modo creciente, los problemas de suministro provocaron un fuerte descontento en la población y en el ámbito empresarial, así como un sostenido enfrentamiento entre el Gobierno nicaragüense y Unión FENOSA, propietaria de las dos empresas distribuidoras de electricidad, lo que puso en cuestión su privatización hecha en el 2000.

Las actuales autoridades han afirmado que la crisis energética era consecuencia de la privatización del sector, criticándose específicamente el incumplimiento de los proyectos de modernización que había comprometido el consorcio español al adjudicarse la licitación de las empresas distribuidoras. Por su parte, la empresa española reprueba las pérdidas que le causan las conexiones ilegales, los déficit de generación y el mal estado de las redes de transmisión (Tunorosa, 2007).

Para suplir parcialmente la falta de energía, Unión FENOSA ha debido comprar energía (40 MW) en el mercado centroamericano. Los déficits de generación se originan en las sucesivas fallas que se han ocasionado en la generadora Planta Nicaragua, propiedad de Geosa, que aporta 50 MW al sistema eléctrico de este país. Asimismo, ha influido en la menor generación de electricidad la reducción de los niveles de agua en el lago de Apanás, lo que ha afectado la generación de energía hidroeléctrica (El Economista, 2006).

Las diferencias entre Unión FENOSA y el presidente Ortega, comenzaron antes de que éste asumiera el poder en enero de 2007. En 2006 se profundizó la crisis energética suscitada con antelación, acentuándose en Nicaragua los problemas de suministro de electricidad y de agua potable. Esto generó una creciente situación de descontento, al punto que la generación de energía se convirtió en tema esencial de la pasada campaña electoral, en 2006, lo que afectó la posición de Unión FENOSA ante la ciudadanía de Nicaragua. Parte importante de este descontento radica, además de los problemas de suministro, en prácticas comerciales de la empresa que no son aceptadas por la población, que ha denunciado cobros mayores a las tasas tributarias fijadas por ley (caso del Impuesto al Valor Agregado), o que constituirían conductas abusivas en su relación con los usuarios asociadas a la condición de monopolio natural (Acevedo, 2007). El grupo español adujo que la escasez y los problemas de suministro eran ocasionados por las empresas generadoras de electricidad, descartando que la crisis estuviera asentada en problemas de distribución.

Para hacer frente al déficit de generación, estimado en 100 MW, las autoridades de Nicaragua han distribuido ampollas (bombillas) de bajo consumo, con el propósito de ahorrar 60 MW. También el

Gobierno habilitó varias plantas termoeléctricas donadas por Venezuela, que generan 45 MW. Sin embargo, las medidas dispuestas no lograron calzar la oferta energética con su demanda.

Esto significó que se exigiera el retiro de Unión FENOSA y el retorno al control estatal, teniendo como telón de fondo el juicio de arbitraje entablado por el Instituto Nicaragüense de Energía contra la eléctrica española, por incumplimiento del contrato de concesión. A modo de respuesta, el grupo español solicitó a una aseguradora del Banco Mundial el cobro de un seguro por 55 millones de dólares ante la posibilidad de perder la concesión, que interpretó como "expropiación de su inversión", lo que fue criticado por el gobierno de Nicaragua, que esperaba que la empresa española se sometiera al juicio arbitral. De paso, el Gobierno puso en cuestión la privatización de las empresas distribuidoras, realizada en el 2000, luego de la cual Unión FENOSA declara haber invertido 65 millones de dólares en la modernización y desarrollo de ambas distribuidoras.

En junio de 2007, el Gobierno nicaragüense envió al Parlamento una reforma a la Ley de Estabilidad Energética, que faculta a Unión FENOSA a generar energía, con fuentes no renovables, hasta por un 20% de la demanda local, estimada en 480 MW. Asimismo, la reforma legal otorga a la eléctrica española la posibilidad de comprar energía a las empresas estatales en condiciones ventajosas, haciendo uso de créditos blandos, por ejemplo, entre otros mecanismos. Además, el gobierno dejó sin efecto una multa a Unión FENOSA de 2,4 millones de dólares, impuesta por la Dirección de Defensa del Consumidor a DISNORTE y DISSUR, las filiales nicaragüenses de Unión FENOSA (Agencia EFE, 2007).

Asimismo, ambas partes acordaron un protocolo de entendimiento, que sugiere dar paso a una nueva etapa de "cooperación para garantizar el mejor servicio a la población nicaragüense". El documento prevé la lucha contra el fraude o robo de energía, crear "mecanismos transparentes" de tarificación y la creación de "comisiones mixtas para la resolución de todos los problemas técnicos, económicos y financieros actualmente existentes" (Agencia EFE, 2007).

III. La redefinición de las estrategias corporativas de los grupos españoles de energía

1. Reestructuración corporativa

En respuesta a la crisis energética y económica de varios países de la región latinoamericana y a los altos niveles de endeudamiento que involucró la expansión de las operadoras internacionales de energía en la región, las operadoras españolas aplicaron diversos planes de reorganización corporativa basados esencialmente en los siguientes vectores: i) territorialmente, concentrar su desarrollo en el mercado español y europeo mediterráneo, que registraron atractivas tasas de crecimiento de la demanda de energía; ii) productivamente, focalizar sus esfuerzos de inversión en su actividad principal tradicional, es decir, generación, transmisión y distribución de electricidad, lo que implicó que se abandonara progresivamente el concepto de operador global de servicios o empresa multiprestadora de servicios de infraestructura (electricidad, gas, agua, telecomunicaciones, vialidad), que había venido rigiendo el modelo de desarrollo empresarial desde fines de los años noventa; iii) integrar verticalmente las actividades relacionadas de producción y comercialización de la electricidad con las relacionadas con la industria gasífera, procurándose la creación de complejos energéticos capaces de aprovechar las nuevas tecnologías de generación —centrales de ciclo combinado a gas— y de explotar las economías de alcance que la integración de ambas actividades permite obtener; iv) impulsar la producción de energías limpias y renovables, así como la cogeneración, en el marco de los acuerdos internacionales suscritos por el Gobierno de España, y v) aplicar políticas de saneamiento financiero mediante las cuales cada grupo procuró disminuir su

endeudamiento como porcentaje de sus activos, reducir los costos financieros de cada ejercicio y alargar los plazos de pago, sustituyendo deuda de corto plazo por pasivos de largo plazo.

Uno de los factores que contribuyó a que las operadoras españolas se reconcentraran en su actividad principal fue la mayor apertura del mercado eléctrico europeo que se produjo a comienzos de la década del 2000, en conformidad a los acuerdos de integración suscritos por los países miembros de la Unión Europea que establecen la liberación progresiva de los mercados nacionales respectivos a partir del 2000. Esto determinó que se generaran nuevas oportunidades de negocios en economías más estables y en mercados con mayor poder adquisitivo y mayor consumo energético por habitante, respecto de América Latina, induciendo una fuerte reorientación de la inversión en el exterior de las operadoras españolas.

Un antecedente de no menor importancia es el alto porcentaje del mercado eléctrico comunitario —66% en términos de energía— que en el año 2000 ya operaba en condiciones de competencia abierta, porcentaje muy superior al 30% previsto para ese año en la Directiva Comunitaria 96/92/CE. Esto fue el resultado de varios cambios regulatorios introducidos por algunos de los países miembros que consistieron, principalmente, en la desagregación de las redes de transporte (Bélgica y Holanda), la reducción del umbral de consumo mínimo para elegir al proveedor (Francia), y la venta de activos que pertenecían a la empresa dominante (Italia), medidas que atrajeron el interés de las operadoras españolas.

Disposiciones ulteriores adoptadas por la Comisión Europea reforzaron la apertura del mercado eléctrico. En marzo de 2001, la Comisión Europea aprobó nuevas Directivas de Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y del Gas que profundizaban la apertura dispuesta en las Directivas 96/92/CE y 98/39/CE. La nueva normativa incluyó, entre otras medidas, la eliminación de la figura del comprador único, la adopción de la fórmula única de peaje regulado, la implantación del sistema de autorización como vía para el desarrollo de nueva capacidad y la supresión de fórmulas menos favorables a la competencia que permitía la Directiva entonces vigente.

No extrañó, entonces, que las iniciativas de expansión internacional más relevantes que desarrolló ENDESA en 2000, apenas se presentaron las primeras dificultades en los mercados latinoamericanos, fueran las realizadas en economías europeas. El grupo español inició su expansión en el mercado eléctrico de Europa mediante la adquisición del 30% de SNET, compañía francesa de generación de electricidad, que posee nueve centrales térmicas con 2.600 MW de potencia, y la compra de dos compañías holandesas de distribución de electricidad y de gas, REMU⁸ y NRE/GRE⁹. Mediante estas dos transacciones en Holanda, ENDESA adquirió una participación de 8,4% del mercado eléctrico y de 8,7% del mercado de gas. Al decir de los directivos de ENDESA, la incursión en el mercado energético de Holanda serviría como experiencia piloto para desarrollar un modelo de suministro a clientes que podía ser aplicado en otros mercados de mayor escala (ENDESA, 2001).

Asimismo, en 2001, un consorcio liderado por ENDESA, en el que el grupo español tenía una participación de 45%, se adjudicó la licitación de la generadora italiana Elettrogen, una compañía segregada de la operadora italiana ENEL (5.720 MW de potencia instalada) que tenía una participación de 7% en el mercado italiano de generación¹⁰. Posteriormente, a comienzos de 2002, ENDESA adquirió un 5,7% adicional del capital de Elettrogen —elevando su participación a 51%— y cambió su denominación a ENDESA Italia (ENDESA, 2002).

El Grupo IBERDROLA, en cambio, a comienzos de la década del 2000, mantuvo a los mercados de Brasil y de México como sus objetivos principales de sus operaciones internacionales y no emprendió operaciones de gran significación en Europa. Además, cuando éstas llegaron a realizarse en esta región, no estuvieron vinculadas al sector energético sino al de telecomunicaciones. A mediados del 2000, IBERDROLA suscribió un acuerdo de colaboración estratégica con la empresa de telecomunicaciones

⁸ REMU es la cuarta distribuidora de gas y electricidad de Holanda. Opera en la zona de Utrecht y cuenta con 490.000 clientes eléctricos y 452.000 de gas (ENDESA, 2001).

⁹ A la vez, NRE/GRE es la quinta distribuidora de gas y séptima de electricidad de Holanda. Opera en la zona de Eindhoven y cuenta con 177.000 clientes de gas y 99.000 clientes de electricidad (ENDESA, 2001).

¹⁰ Simultáneamente, ENDESA desinvertió un conjunto de activos de generación y distribución localizados en España e integrados en la compañía Viesgo, que fue transferida a la compañía italiana ENEL (ENDESA, 2002).

ONI, de Portugal, que significó la incorporación del grupo español al capital de Oniway (8%). Esta empresa se constituyó con el propósito de adjudicarse una de las cuatro licencias de telefonía móvil de tercera generación en Portugal, lo que consiguió a fines del 2000 (IBERDROLA, 2001).

No obstante, cuando el Grupo IBERDROLA definió en el 2001 su Plan Estratégico 2002-2006 y estableció un ambicioso programa de inversiones, éste se focalizó en mejorar su posición competitiva en la industria eléctrica española, anunciándose que el Grupo invertiría principalmente en el desarrollo de su parque de generación en España y de su red de distribución, asignando para tales efectos 8.400 millones de euros –alrededor de 7.390 millones de dólares al cambio de fines de 2001–, importe que constituía el 70% de la inversión total contemplada por el Grupo para el período. En lo esencial, los objetivos del programa de inversiones del Grupo IBERDROLA fueron, además de consolidar su posición en Brasil y en México, aumentar su capacidad de generación en su país de origen mediante la instalación de centrales de ciclos combinados (4.000 MW) y el desarrollo de fuentes de energía renovables, principalmente eólicas (3.834 MW), que absorberían buena parte de los recursos asignados a inversión. Este anuncio constituyó el retorno del Grupo IBERDROLA a su negocio principal en España, en el marco de la liberalización creciente del mercado eléctrico y la progresiva disminución tarifaria aplicada por el gobierno español desde 1997 para el segmento del mercado regulado (IBERDROLA, 2002).

Otras señales de la reestructuración del perfil corporativo del Grupo IBERDROLA fueron su salida de varias de las economías latinoamericanas que fue descartando progresivamente como plataformas de inversión (Argentina, Colombia y Uruguay), el intercambio de participaciones accionariales con Telefónica, la venta de su participación accionarial en la mayoría de las empresas de servicios de saneamiento, la negociación de activos latinoamericanos que realizó con Gas Natural y el esfuerzo desplegado para asentar posiciones en la industria gasífera española. En relación con esto último, destacan el preacuerdo logrado con Nigeria LNG en 2001 para el suministro a largo plazo, a partir de 2005, de 1,5 anuales de bcm de gas natural licuado, y con la compañía noruega Statoil por la misma cantidad a partir de 2006, además de adjudicarse el 25% del concurso convocado para el reparto del “Gas de Argelia” (IBERDROLA, 2002). Estas iniciativas resultaron claves para lograr una mejor administración de los recursos financieros de IBERDROLA y para desarrollar la capacidad generadora del Grupo sobre la base de la instalación de las centrales de ciclo combinado en España y México, especialmente.

En general, los mercados financieros castigaron con dureza a las compañías eléctricas a comienzos de la década del 2000, debido a la disminución del crecimiento de la economía mundial, a los efectos de arrastre de la crisis energética del Estado de California, a la quiebra de Enron –que perdió 618 millones de dólares en los primeros nueve meses de 2001– y la descapitalización de otras empresas eléctricas estadounidenses, y a la acentuación de la situación recesiva en Argentina. Estos factores determinaron una percepción de inestabilidad generalizada de los negocios energéticos, lo que restringió el acceso a nuevos recursos en los mercados de capital.

RECUADRO 1 CRISIS ENERGÉTICA Y ECONÓMICA DE AMÉRICA LATINA Y EVOLUCIÓN DEL VALOR BURSÁTIL DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS ESPAÑOLAS

En general, los mercados bursátiles internacionales no valoraron positivamente las estrategias de crecimiento de las empresas eléctricas españolas y la adquisición de posiciones en nuevos mercados y sectores, especialmente luego de producirse algunas tomas de control de empresas latinoamericanas que operan en mercados de mayor riesgo e inestabilidad, lo que terminó por golpear negativamente la cotización de los valores de las empresas matrices de los grupos eléctricos españoles y de algunas sociedades de cartera, claves en la estructura de cada grupo, debido a los problemas suscitados en Argentina, Brasil y Chile a fines de los años noventa.

Así, por ejemplo, la toma de control del Grupo Enersis por parte de ENDESA significó que el valor bursátil de esta última bajara persistentemente en la Bolsa de Madrid (-12,8%), lo mismo que la cotización de sus ADR en la Bolsa de Nueva York (-24,1%), valoraciones negativas que sólo tuvieron un quiebre de tendencia a comienzos del 2000, cuando ENDESA anunció su ingreso a la industria de telecomunicaciones y varios de los bancos de inversión coincidieron que alrededor del 25% del valor económico del Grupo ENDESA lo constituían sus activos en esta área de negocios, que el Grupo estaba dispuesto a potenciar en los años siguientes (Vera, 2000). A pesar de todo, la cotización de ENDESA en la Bolsa de Madrid durante el 2000 experimentó un retroceso de -7,9% respecto al valor de cierre de 1999 y de -17,9% en la Bolsa de Nueva York. Con ello se ratificaba la desconfianza que provocaba en los mercados financieros internacionales las estrategias de internacionalización y de diversificación sectorial que había adoptado el Grupo ENDESA y el alto nivel de endeudamiento que dicho proceso estaba generando.

El Grupo IBERDROLA también registró una disminución progresiva del valor bursátil de la empresa matriz hacia fines de los años noventa, cuando emergieron los primeros signos de la crisis energética y económica de algunas de las principales economías latinoamericanas. En 1999, el valor de los títulos de IBERDROLA, S.A. en la Bolsa de Madrid cayó en -13,8%, reflejando los problemas que podría enfrentar el Grupo debido a la crisis energética de Chile y a la devaluación de la moneda local en Brasil. La situación no mejoró en el 2000, produciéndose un nuevo retroceso de -3% en el valor de estos títulos. Paradojalmente, la empresa matriz del Grupo IBERDROLA generó en 1999 beneficios netos después de impuestos por 738 millones de dólares, lo que representó una rentabilidad de 9,5% sobre el capital y demás recursos propios. En el ejercicio correspondiente al año 2000, nuevamente las utilidades netas obtenidas por la empresa matriz del Grupo fueron positivas (801 millones de dólares), determinándose este año una rentabilidad sobre el capital y demás recursos propios de 10,3%.

A partir de marzo del 2000, las principales Bolsas del mundo experimentaron retrocesos significativos, registrándose un fuerte ajuste del mercado accionario, no obstante el buen desempeño de la economía mundial. En Estados Unidos, el índice Dow Jones disminuyó en ese año un 6,2%, después de diez ejercicios anuales con incrementos consecutivos. A la vez, en los principales mercados europeos, se registraron caídas del 10,2% en la Bolsa de Londres, del 7,5% en la de Frankfurt y del 2,7% en el índice europeo Eurostoxx 50. La Bolsa española evolucionó en el mismo sentido que las principales Bolsas del mundo. Como consecuencia, el índice Ibex35 registró un descenso de -21,8% y la cotización de ENDESA experimentó un retroceso de -7,9% y la de IBERDROLA lo hizo en -según ya se consignó- en -3%.

Más allá de la incidencia que pueda haber tenido el ajuste general del mercado accionario sobre el valor de los títulos de ENDESA S.A. y de IBERDROLA S.A., es posible que las bajas producidas en este año en el valor de los títulos de ambas eléctricas se expliquen tanto por el fuerte incremento del valor de las acciones de ambas empresas durante el bienio 1997-1998¹¹, como por la rebaja de tarifas decretadas para los años 2000 y 2001 al mercado eléctrico regulado¹², esta última impulsando a la baja las expectativas de generación de ingresos por parte de ambas empresas en un mercado que sigue siendo la principal área de negocios. Además influyó la fuerte caída que registró el valor bursátil de algunas de las principales filiales latinoamericanas de cada grupo. Así, por ejemplo, en el caso de ENDESA, en el 2000 la cotización de Enersis registró un descenso de 18,5% en la Bolsa de Santiago y la de Endesa Chile disminuyó en 17,6%.

En 2001, en un contexto económico dominado por el estancamiento de la economía estadounidense y por el impacto que esto tuvo sobre las economías de la Unión Europea, además de la importante devaluación del euro respecto del dólar estadounidense, la acción de ENDESA en la bolsa española disminuyó otro -3,2%, lo que la empresa valoró positivamente en relación con la caída de -7,6% que registró el Ibex 35 durante el mismo período y, sobre todo, respecto al -10,7% de variación del Eurostoxx Utilities, el índice que agrupa a los valores eléctricos europeos (ENDESA, 2002). Sin embargo, la creciente consolidación del Grupo IBERDROLA en Brasil y en México, sobre todo en este último país mediante la suscripción de contratos de largo plazo que contemplaban mecanismos específicos de protección frente a las dificultades cambiarias, impulsó al alza los títulos de IBERDROLA S.A., que aumentaron ese año en 9,5% respecto de su valor de cierre en el año 2000.

¹¹ Las acciones de ENDESA en la Bolsa de Madrid aumentaron de 13,88 a 22,6 euros (62,8%) entre las fechas de cierre de 1996 y 1998, en tanto las acciones de IBERDROLA variaron de 11,06 a 15,96 euros (44,3%) en el mismo período.

¹² Las tarifas establecidas en el año 2000 para el mercado eléctrico regulado de España disminuyeron, respecto de las tarifas vigentes en 1996, en 17,3% en términos nominales y en 29,4% en términos reales.

RECUADRO 1 (CONCLUSIÓN)

En 2002, la mayor preocupación de los mercados por el endeudamiento creciente de ENDESA y de sus filiales latinoamericanas y por los mayores riesgos que el Grupo español estaba asumiendo en mercados como el argentino –donde el PIB descendió por cuarto año consecutivo y en niveles notoriamente desusados para la realidad regional (-12,4%)–, se tradujo en una fuerte caída de los valores bursátiles de ENDESA en las bolsas de Madrid (-36,5%) y de Nueva York (27,9%), lo que superó incluso la caída global que registraron los índices Ibex 35 (-28,1%) y Eurostoxx Utilities (-32,4%) (ENDESA, 2003). Una tendencia similar siguieron los títulos de IBERDROLA S.A., aunque estos no registraron una baja tan pronunciada (-8,7%), la que fue bastante inferior a las de los índices y a la registrada en los títulos de ENDESA S.A. La diferencia en la evolución del valor de ambos títulos en la Bolsa de Madrid refleja la importancia que los inversionistas asignaban al grado de exposición al riesgo de ambas empresas en los mercados latinoamericanos y, muy especialmente, al grado de participación en las industrias eléctricas de Brasil y Argentina.

En definitiva, la inestabilidad de los mercados bursátiles que predominó durante el período 2000-2002 y la incertidumbre que se cernió sobre el desempeño futuro de la economía mundial –impulsados en gran medida por el estancamiento de la economía estadounidense en 2001, la explosión de casos de corrupción administrativa que derivaron en la quiebra de importantes empresas, la disminución de la tasa de crecimiento de los países miembros de la Unión Europea y las diversas dificultades que se fueron suscitando en algunas economías latinoamericanas–, confluyeron en presiones negativas sobre el valor de los títulos accionarios de las empresas eléctricas españolas durante el trienio 2000-2002.

Especialmente fuerte fue la disminución que registraron los títulos de ENDESA S.A., que acumularon sucesivas bajas en la Bolsa de Madrid (-43,4% entre el de 2 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002), mucho más que la disminución registrada con los títulos de IBERDROLA (3%). Sin embargo, a la luz de los resultados netos obtenidos por ENDESA durante el trienio 2000-2002, con utilidades netas anuales después de impuestos superiores a 1.300 millones de dólares y una rentabilidad por encima del 11% en cada año, pareciera ser que tal disminución extremó en demasía la incidencia de los resultados obtenidos por algunas de las filiales latinoamericanas del Grupo.

Tanto la experiencia de IBERDROLA durante el bienio 1998-1999, como de ENDESA después, hacen aconsejable una mayor prudencia y cautela respecto a los análisis que suelen emitir algunos bancos de inversión, corredoras de bolsa y brokers –que muchas veces orientan el comportamiento del mercado bursátil–, los cuales pueden estar alejados de la realidad de las empresas sometidas a escrutinio. Desgraciadamente los efectos de un análisis incorrecto pueden derivar no sólo en mayores dificultades de las empresas, sino, también, de la economía de un país o, incluso, de una región o subregión.

Fuente: Elaboración propia a partir de información extraída de los informes anuales de ENDESA e Iberdrola correspondientes al período 2000-2004.

Uno de los aspectos más destacados del proceso de reestructuración corporativa de las empresas eléctricas españolas ha sido su progresiva incursión en la industria gasífera, no tanto con el propósito de diversificar las áreas de negocios de cada grupo, como ocurría durante la segunda mitad de los años noventa, sino con el objetivo de integrar verticalmente ambas industrias, procurándose la creación de complejos energéticos capaces de aprovechar las nuevas tecnologías de generación –centrales de ciclo combinado a gas– y de explotar las economías de alcance que la integración de ambas actividades permite obtener.

De esta manera, a fines de los años noventa, el desarrollo de nuevas tecnologías de generación permitió que se comenzara a definirse las bases para una mayor integración de los segmentos de electricidad y gas natural. Ello determinó que tanto las empresas de electricidad como las de hidrocarburos empezaran a mostrar interés por mantener activos en ambas actividades y progresivamente se avanzó hacia la constitución de empresas energéticas integradas. La incorporación del ciclo combinado en los sistemas generadores estimuló la profundización de las sinergias entre los subsectores de la electricidad y el gas natural.

La presencia lograda en los últimos años por los grupos eléctricos en la industria gasífera española fue facilitada por modificaciones sustantivas introducidas al marco legal regulatorio de la actividad, especialmente lo relacionado con el transporte y la distribución del gas natural, y que están contenidas en el Real Decreto-ley 6/2000, del 23 de junio.

Las nuevas disposiciones establecieron la separación de las actividades de transporte y distribución, limitando al 35% la participación de cualquier grupo empresarial en la sociedad transportista y al 70% el suministro nacional de gas natural que realice cualquier sociedad a partir del año 2003. Además, se acordó configurar un nuevo sistema de tarifas, peajes y cánones basados en costes reales. Estas medidas indujeron el ingreso de nuevas empresas a la industria, a la vez que las ya presentes se sintieron impulsadas a reforzar sus posiciones de mercado. El nuevo marco legal exige que

los operadores deben ser sociedades que dispongan de gas natural propio en origen o que, por su capacidad de compra, puedan acceder a contratos de aprovisionamiento favorables.

A fines de 2006, la posición de los grupos eléctricos en la industria gasífera española parece suficientemente consolidada.

ENDESA, por ejemplo, se ha constituido en un operador relevante de la distribución del gas natural con niveles de ventas cercanos a los 23.700 GWh, que suministra a 320.000 clientes del mercado liberalizado. Además, las compañías distribuidoras de gas en las que ENDESA posee participación suministraron un total de 6.759 GWh a 351.000 consumidores del mercado regulado. Si a estas cifras se añaden los consumos de gas de sus propias centrales, la Compañía alcanza una cuota total de cerca del 12% en el mercado español de gas natural (ENDESA, 2007).

En la actualidad, ENDESA tiene en fase de construcción o proyecto diversos gasoductos que le han permitido desarrollar una red de transporte de 720 kilómetros hacia fines de 2007. Simultáneamente, durante el año 2006, las distribuidoras de Endesa Gas construyeron 429 kilómetros de red, alcanzando una red de distribución total de 3.303 kilómetros.

CUADRO 4
EMPRESAS FILIALES DE ENDESA QUE OPERAN EN LA INDUSTRIA GASÍFERA DE ESPAÑA,
DICIEMBRE DE 2006

	Región	Control (%)	Clientes	Ventas (GWh)
EMPRESAS GASIFERAS				
Gas Aragón	Aragón	60,7	177 132	3 347
Gesa Gas	Baleares	100,0	88 543	497
D. Regional del Gas	Castilla y León	45,0	18 271	1 731
DC Gas Extremadura	Extremadura	47,0	43 229	942
Meridional de Gas	Andalucía	100,0	18 240	183
Gas Alicante	Comunidad Valenciana	100,0	5 585	59
Total			351 000	6 759
EMPRESAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN				
ENDESA Gas Transportista, S.L		100,0		
Transportista Regional del Gas S.A.		45,0		
Gas Extremadura Transportista		40,0		

Fuente: ENDESA (2007).

Probablemente, la medida más indicativa de la reestructuración sectorial que los grupos eléctricos españoles han venido desarrollando, como parte de su reestructuración corporativa, consistió en su retiro de la industria de telecomunicaciones, aunque también procedieron a realizar importantes desinversiones en otras áreas de servicios de infraestructura en las que habían empezado a incursionar, como el suministro de servicios de saneamiento y agua potable, o la administración de infraestructura vial interurbana.

Si bien es cierto que el anuncio de la decisión de retrotraer el desarrollo de cada grupo eléctrico en el sector energético se hizo en el año en el que se expresó más fuertemente la crisis latinoamericana, en 2002¹³, la reversión de las medidas de diversificación sectorial adoptadas en la segunda mitad de los años noventa, sin embargo, fue progresiva y sólo se hizo elocuente en 2005, cuando los principales

¹³ “La Empresa (ENDESA) respondió a este retorno con rapidez y rigor mediante un plan estratégico cuyas bases presentó a los mercados en febrero de 2002 y que actualizó en febrero de ese mismo año. ENDESA decidió entonces centrarse en el corazón de su negocio, en lo que mejor sabe hacer: la producción, distribución y venta de electricidad; orientó sus demás actividades de forma que aportaran valor a su negocio principal y afrontó un vigoroso proceso de fortalecimiento financiero” (ENDESA, 2004).

grupos eléctricos españoles salieron de la industria de telecomunicaciones. Durante ese año, Endesa vendió su empresa chilena de telefonía móvil, Smartcom, a la mexicana América Móvil; además, transfirió la mayor parte de su participación en la empresa española de telecomunicaciones Auna, concretando su abandono de esta área de negocios y poniendo en evidencia las dificultades que había enfrentado la aplicación de la tecnología Power Line Communication (PLC).

Para enfrentar los distintos escenarios de crisis que afectaron el desarrollo de sus negocios en América Latina, especialmente en Argentina, Brasil y Chile, el Grupo ENDESA debió adoptar dos reestructuraciones de su malla de negocios en la región sudamericana, que han apuntado a fortalecer la posición financiera de la empresa matriz y de sus principales filiales, y a mejorar la rentabilidad de las distintas empresas del Grupo, que fue impactada negativamente por los magros resultados de algunas de sus filiales y por el alto costo financiero resultante del endeudamiento generado por la política de expansión internacional que el Grupo implementó a fines de los años noventa.

En 1999, el Grupo ENDESA puso en marcha un plan que denominó Proyecto Génesis, que se desarrollaría en un plazo de cuatro años (2000–2003). Los principales objetivos del Proyecto fueron consolidar las compañías latinoamericanas en las que el Grupo tenía participación, de manera de mejorar su posición competitiva e incrementar su eficiencia y rentabilidad. Específicamente, el plan perseguía disminuir costos por un monto estimado en 845 millones de dólares anuales a partir de 2003, disminución que se lograría mediante una reducción de personal del 25% en las empresas participadas en América Latina, la venta de activos prescindibles en la región –especialmente en Chile– y un ajuste financiero que permitiera renegociar pasivos por 3.500 millones de dólares (Vera y Stock, 2000).

En 2003, el Grupo ENDESA estimó que se había obtenido un avance considerable hacia las metas planteadas, a pesar de la persistencia de un entorno macroeconómico desfavorable en varios de los países latinoamericanos. No obstante, el Grupo debió hacer una segunda reestructuración de su malla de negocios, que denominó Plan de Fortalecimiento Financiero. Este plan fue aplicado principalmente en el conglomerado de empresas que encabezaba su filial Enersis, con el propósito de rentabilizar la inversión del Grupo en la región mediante la eliminación de las áreas de negocios no relacionadas directamente con el sector eléctrico y la disminución significativa de sus pasivos y costos financieros, factores que estaban incidiendo fuertemente sobre la rentabilidad del Grupo.

Este Plan de Fortalecimiento giraba en torno a cuatro ejes principales: 1) ampliación de capital de Enersis por un monto levemente superior a los 2.100 millones de dólares, con el propósito de capitalizar la empresa *holding* del Grupo en América Latina; 2) refinanciación de la deuda bancaria de Enersis y de ENDESA Chile, por un monto de 2.330 millones de dólares, mediante un crédito sindicado que incluía a todos los bancos acreedores de las compañías matrices; 3) venta de filiales por un importe no inferior a 900 millones de dólares; y 4) aumento del flujo de caja operativo, a través de nuevas y mayores eficiencias operativas, por un importe mínimo de 130 millones de dólares mensuales, que se alcanzaría de manera progresiva en un período de tres años, es decir, a partir de 2005 (ENDESA, 2003).

En el ejercicio 2006, ENDESA culminó las operaciones de reestructuración societaria que tenía en marcha en Brasil, Perú y Chile. En Brasil, la sociedad “holding” Endesa Brasil es la tenedora de todos los activos que ENDESA posee directa o indirectamente en este país. Cabe destacar que en julio de 2006 International Finance Corporation (IFC), institución participada por 178 países y afiliada al Grupo del Banco Mundial, adquirió el 2,7% de este “holding”. En Perú, se produjo la fusión por absorción de Etevensa por parte de Edegel. Con esta operación, culminada en junio de 2006, ENDESA consiguió un “mix” conjunto de generación más equilibrado (51% hidroeléctrico y 49% termoeléctrico), lo que permite, entre otras ventajas, reducir la volatilidad de los ingresos frente a las variaciones de la hidraulicidad. En Chile, se cerró la fusión de Chilectra y Elesur. En Colombia, las Juntas Directivas de Emgesa y Betania aprobaron en diciembre la fusión de ambas compañías. Esta fusión, concretada en 2007, dio lugar a la mayor generadora del país, con una capacidad instalada de 2.789 MW.

Por otra parte, el Grupo Iberdrola redefinió su plan de desarrollo estratégico a finales del 2000, luego de haberse frustrado la fusión con ENDESA, en torno a cinco ejes centrales: 1) ampliación y modernización del sistema de generación de electricidad en España sobre la base de la inclusión de centrales de ciclo combinado; 2) desinversión progresiva en el segmento de transmisión en el sistema

eléctrico español; 3) suministro garantizado de gas natural a las centrales de ciclo combinado instaladas en España y en otros mercados en el exterior; 4) concentración de su actividad internacional en México y, en menor medida, en Brasil, países altamente demandantes de energía; 5) liquidación de activos de los sectores de telecomunicaciones y servicios de saneamiento, cuya tenencia empezó a ser ajena a los nuevos objetivos estratégicos de la empresa matriz del Grupo.

Uno de los fundamentos principales del Plan Estratégico 2002-2006, anunciado en 2001, fue la anticipación de un escenario de déficit en la capacidad de producción energética en España, debido al crecimiento de la demanda y a la ausencia de inversiones durante la segunda mitad de los años noventa. Consecuentemente, la estrategia de Iberdrola se focalizó en el negocio básico (generación, distribución y comercialización de electricidad y gas), que fue abordado teniendo en consideración los acuerdos suscritos por el Gobierno de España en relación con la protección del medio ambiente, lo que determinó que se impulsara el desarrollo de energías limpias y el uso de fuentes energéticas renovables.

De acuerdo con ello, el Grupo estableció un programa de inversiones para el período 2002-2006 ascendente a 15.840 millones de dólares, mediante las cuales IBERDROLA procuraría duplicar sus ingresos, el beneficio bruto de la explotación (EBITDA) y el beneficio neto al término del período. Asimismo, el Grupo definió que la financiación de las inversiones procedería del elevado *cash-flow* que deberían generar las empresas del Grupo y de los ingresos que se obtendrían por las desinversiones en activos no estratégicos, así como de diversos instrumentos del mercado internacional de capitales que era posible utilizar haciendo uso de la capacidad de endeudamiento de la empresa matriz del Grupo (IBERDROLA, 2001).

Otro de los fundamentos del Plan Estratégico 2002-2006 fue la inestabilidad económica y financiera que afectó a dos de los principales mercados latinoamericanos que el Grupo IBERDROLA privilegió durante los años noventa —Argentina y Brasil—. Esto contribuyó a que el grupo español estableciera que los criterios orientadores de su expansión internacional en América Latina estuvieran determinados, antes que por la captura de mercados y la expansión territorial y de líneas de negocios ampliamente diversificada por toda América Latina, por la rentabilidad, la solidez y el control de riesgos de las operaciones de inversión en mercados específicos.

2. Concentración territorial

La segunda característica de las estrategias corporativas de las empresas eléctricas españolas que estas implementaron como respuesta a la crisis fue la concentración de la actividad empresarial en determinados países, revirtiéndose la tendencia expansiva hacia nuevos mercados en la región que los conglomerados españoles mostraron durante los años noventa.

La focalización de las actividades —característica que está presente, en mayor o menor medida, en los tres grupos eléctricos españoles que operan en América Latina— puso de relieve un severo cambio en los objetivos de las estrategias corporativas seguidas, renunciándose a la anexión de nuevos mercados en la región como vía de consecución de un mayor nivel de operaciones que permitiera mejorar las economías de escala y se optara, más bien, por consolidar en la región la posición de mercado que cada empresa había alcanzado. Esto no significó, sin embargo, que alguno de estos grupos desestimara su incorporación a nuevos mercados como mecanismo a través del cual pudiera mejorar sus economías de escala: así, por ejemplo, ENDESA concentró sus esfuerzos de expansión en mercados europeos al mismo tiempo que concentraba sus actividades en un determinado grupo de países en América Latina.

En el caso de los tres grupos españoles, la focalización de las actividades implicó que los planes de expansión hacia mercados adicionales en América Latina no sólo fueron suspendidos o definitivamente anulados —invocándose la inestabilidad regional y la incertidumbre que se había generado respecto del desempeño esperado de los mercados como factores causales determinantes de esta decisión—, sino, además, el retiro de aquellos mercados donde la rentabilidad de la inversión parecía menos asegurada o, en su defecto, la participación que en estos se había alcanzado no había significado el posicionamiento al que se había aspirado.

En el caso de ENDESA, este grupo privilegió los mayores mercados de la región donde había alcanzado un posicionamiento sólido, tanto en los segmentos de la generación como de distribución eléctrica, procurando explotar las ventajas derivadas de las economías de escala y de aglomeración que había obtenido en tales mercados (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú). Esto significó que ENDESA vendiera su participación accionarial en República Dominicana y Venezuela. En junio del 2000, ENDESA vendió su alícuota de 7,86% en el capital social de Electricidad de Caracas (ELACAR) y puso término a su participación en el mercado eléctrico de Venezuela, donde no tenía posibilidad de consolidar una mejor posición a no mediar la compra de la participación del accionista dominante en esta operadora –la estadounidense Verizon–. En diciembre de 2005, ENDESA vendió el 40% del capital social del Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM), empresa generadora y distribuidora, y salió del mercado eléctrico de República Dominicana.

Por su parte, el Grupo IBERDROLA concentró sus actividades en los dos principales mercados de la región (Brasil y México), donde focalizó la mayor parte de las inversiones *off-shore* que realizó en los años post-crisis, y progresivamente fue desinvirtiendo en países que descartó como plataformas de inversión, como Argentina, Colombia y Uruguay, traspasando a terceros la totalidad de los activos adquiridos en estos países en la etapa inicial de su expansión en América Latina. En Brasil, a pesar de fortalecer su posición en la industria eléctrica, el Grupo IBERDROLA puso término en 2001 a su presencia en otros sectores económicos: primero acordó con el Grupo Telefónica un intercambio de participaciones accionariales, cediéndole las acciones de su pertenencia en las operadoras brasileñas de telecomunicaciones que había adquirido en el marco de la privatización de TELEBRAS, a cambio de acciones de la operadora de telecomunicaciones de España; segundo, traspasó al grupo español Gas Natural sus activos gasistas. Una operación similar realizó simultáneamente en Colombia, donde también traspasó sus activos gasistas a Gas Natural, lo que en este caso determinó la salida del Grupo de Colombia. Asimismo, IBERDROLA disminuyó su presencia en mercados tales como los de Chile y Venezuela, especialmente en el sector energético, poniendo en evidencia que tampoco estos países forman parte de su desarrollo estratégico en la región.

A su vez, el Grupo Unión FENOSA liquidó su participación en el consorcio que se había adjudicado la compra de la empresa transmisora TDA, de Bolivia, privatizada en 1997, y concentró sus opciones de negocios en América Central, además de Colombia y México. Adicionalmente, este grupo transfirió su participación accionarial en el capital social de las operadoras de distribución Edenorte y Edesur (50%), de República Dominicana, limitando su participación en la industria eléctrica de este país al segmento de generación.

En definitiva, la percepción que es posible tener acerca de nuevas operaciones de emprendimiento por empresas eléctricas españolas en la región apunta a establecer que estas no serán llevadas a cabo y que, en consecuencia, América Latina dejó de ser un espacio de expansión y crecimiento para dichas empresas, aun cuando puedan producirse nuevas inversiones en el sector, pero destinadas a fortalecer y defender posiciones de mercado ya obtenidas.

3. Reestructuración financiera

Uno de los aspectos centrales de las estrategias corporativas de las empresas eléctricas españolas para enfrentar las dificultades que se suscitaron a fines de la década de los años noventa y comienzos de la del 2000 consistió en la implementación de un conjunto de medidas que se orientaron a lograr un estricto saneamiento financiero de las empresas de cada conglomerado, especialmente de las empresas *holding* localizadas en América Latina, debido a que éstas absorbieron más profundamente el impacto de la crisis energética, económica y financiera que se expandió con diversos grados de intensidad por los países de la región.

Ciertamente, las medidas de saneamiento que cada grupo empresarial adoptó dependieron del nivel de impacto que sus empresas *holding* localizadas en América Latina registraron en el marco de la crisis, lo que dependió, a su vez, de las características de la inserción de cada grupo empresarial en la

región y la prolongación de la crisis en el país donde los grupos empresariales estaban presentes, más allá de las circunstancias que se desarrollaron en cada país y en la región en su conjunto.

Las empresas que registraron un impacto mayor fueron aquellas que operaban en los países donde confluyeron algunos de varios factores, tales como: la mayor contracción de la demanda interna o su mayor extensión en el tiempo, lo que implicó que ésta demorara más tiempo en revertirse, sea por la intensidad y/o prolongación; la disminución relativa de los precios de la energía como consecuencia de las tarifas aplicadas por las autoridades o por efecto de las condiciones de competencia en el mercado de la generación eléctrica, que incidía negativamente sobre los ingresos de las operadoras; y, el desfase de las políticas cambiarias y tarifarias, que en algunos casos afectó severamente los costos financieros de las empresas, fuertemente endeudadas en dólares u otras monedas extranjeras, con ingresos depreciados en moneda local. Por cierto, las empresas que resultaron más afectadas fueron aquellas que habían centralizado la propiedad accionarial y el control de las filiales localizadas en aquellos mercados donde se registraban los efectos de los factores consignados.

Al final de cuentas, los antecedentes compilados respecto de las conductas y acciones emprendidas en América Latina por cada grupo sugieren que las medidas de saneamiento han apuntado, en general, a establecer una severa reestructuración financiera que permitiera reducir el creciente endeudamiento de las empresas de cada grupo empresarial y mejorar la relación deuda/capital.

Estas medidas de saneamiento han consistido principalmente en la reprogramación de los pasivos mediante nuevos créditos contratados a menores tasas de interés, lo que ha posibilitado tanto la disminución del endeudamiento de corto plazo como una reducción del costo financiero; la disminución de los pasivos de las principales empresas filiales localizadas en América Latina mediante la capitalización de deudas relacionadas con la casa matriz; el aumento de capital de estas mismas empresas filiales mediante la emisión de nuevas acciones; y muy especialmente, la venta de activos y participaciones en el capital accionario de empresas filiales cuyo control y dominio no eran trascendentes para el negocio principal. Ciertamente, la adopción de alguna de estas medidas no impidió que cada grupo adoptara otras de las medidas identificadas, o todas, si las circunstancias enfrentadas así lo requerían.

3.1 Aumento de capital

Una de las primeras medidas de saneamiento financiero que las empresas operadoras españolas adoptaron fue el aumento de capital de los *holdings* “cabeza de fila” a través de los cuales controlaban buena parte de las empresas operativas del Grupo en la región.

Así, por ejemplo, en octubre del 2000 la empresa Enersis aumentó su capital en 520 millones de dólares. De este importe, ENDESA suscribió 364 millones de dólares, correspondientes a la parte alícuota de su participación en el capital social, más un porcentaje adicional que le permitió aumentar su participación hasta el 65%. Con ello, ENDESA llegó al límite de concentración accionarial que permiten los estatutos de Enersis. Mediante esta operación, el Grupo ENDESA buscó mejorar de manera significativa la situación financiera de Enersis, para los efectos de su consolidación corporativa (ENDESA, 2001). En estricto rigor, Enersis debía emplear los fondos obtenidos en esta operación para refinanciar pasivos existentes, generados por su expansión durante los años noventa, cuyo servicio se veía crecientemente amenazado por los insuficientes resultados arrojados por algunas de sus filiales.

Según lo informado por ENDESA, esta operación, que se sumó a las ventas de activos realizadas por Enersis ese año, le permitió reducir el endeudamiento del *holding* chileno en 757 millones de dólares, a pesar de haber adquirido participaciones adicionales en el capital social de sus filiales Chilectra y Río Maipo. Como consecuencia de ello, su cifra de endeudamiento se situó a fines del 2000 en el equivalente a 10.396 millones de dólares, es decir, -4,7% menos que a fines de 1999 (ENDESA, 2001¹⁴).

¹⁴ La adquisición de participaciones en sociedades consolidadas incluye la inversión en Smartcom, por importe de 422,4 millones de euros (397 millones de dólares), la adquisición del 26% de Chilectra por 367,3 millones de euros (345,3 millones de dólares), la adquisición adicional de un 25,2% de Cerj por 193 millones de euros (181,4 millones de dólares), la adquisición del 20% de Energías de Aragón por 54,7 millones de euros (51,4 millones de dólares) y la inversión adicional realizada en las sociedades «Chispas»

Posteriormente, en junio de 2003, el Grupo ENDESA logró que el *holding* Enersis aumentara nuevamente su capital, con el propósito de estabilizar la situación de las filiales de Enersis en los países latinoamericanos donde su posición estaba seriamente amenazada por los efectos de la crisis económica y energética que enfrentaban, especialmente en Argentina. Para tales efectos, los accionistas de Enersis suscribieron un total de 22.113 millones de nuevos títulos, equivalentes a 1.882 millones de dólares. De esa cifra, poco menos de 14.407 millones de títulos (1.218,9 millones de dólares) correspondieron a la sociedad controladora de Enersis, Elesur, otra de las sociedades de inversiones de ENDESA, que capitalizó créditos suministrados con anterioridad a la filial chilena, mientras que los restantes 7.706 millones de acciones (663 millones de dólares) fueron adquiridos por otros accionistas, lo que constituyó una de las más grandes recaudaciones obtenidas de minoritarios en aumentos de capital efectuadas en América Latina (ENDESA, 2004; AméricaEconomía, 2003c).

En diciembre de 2003 se completó el segundo tramo de la ampliación de capital de Enersis, con un aporte adicional realizado por los accionistas minoritarios equivalente a 136 millones de dólares y la capitalización de bonos locales por 86 millones de dólares. En su conjunto, la suscripción de nuevos títulos relacionada con la ampliación de capital ascendió al 99,9% del total de acciones autorizadas (ENDESA, 2004).

Además, el Grupo ENDESA reforzó la estructura de capital de la empresa matriz del Grupo mediante una emisión de participaciones preferentes perpetuas. Esta emisión fue efectuada en marzo de 2003, procurándose captar en el mercado minorista español 1.500 millones de euros (1.890 millones de dólares al cambio de ese año). La operación permitió diversificar las fuentes de financiación de ENDESA a largo plazo y mejorar la estructura de capital ampliando la base de los recursos no exigibles (ENDESA, 2004).

3.2 Reestructuración de pasivos

Una segunda medida de saneamiento financiero implementada por los grupos eléctricos españoles fue la reestructuración de sus pasivos, tanto de la empresa matriz de cada grupo como de las sociedades de cartera que estaban más comprometidas por su alto nivel de endeudamiento. Tal saneamiento consistió principalmente en la refinanciación de pasivos, esto es, la contratación de nuevos créditos que posibilitaran un horizonte de pago más adecuado a los ingresos proyectados, descomprimiendo la presión por el vencimiento de las amortizaciones comprometidas en el corto plazo; la diversificación de las fuentes de financiación, emitiendo títulos de deuda de distinta naturaleza y en diferentes mercados, con el propósito de captar a plazos largos —más de cinco años— recursos financieros proporcionados directamente por los inversores que operan en los mercados de capital; la capitalización de créditos intra-firma, suministrados generalmente por la empresa matriz del grupo a las empresas filiales operativas; y el traspaso a terceros de pasivos financieros correspondientes a empresas que eran desinvertidas.

a) ENDESA

El Grupo ENDESA fue aumentando progresivamente la introducción de medidas relacionadas con el objetivo de reestructurar sus pasivos, conforme se acentuaban los signos de la crisis energética y económica de algunos países latinoamericanos, a la vez que se dificultaba el despegue de las nuevas áreas de negocios y aumentaban sus costos financieros.

A mediados de 2001, las empresas Enersis y Endesa Chile, filiales de ENDESA, suscribieron un crédito sindicado por 1.000 millones de dólares con el propósito de refinanciar pasivos. El crédito fue estructurado en un período de tres años y fue liderado por los bancos de inversión BBVA Securities, Dresdner Kleinwort Wasserstein, Santander Central Hispano Investment Securities y Salomon Smith Barney (AméricaEconomía, 2001d).

chilenas, propietarias de un 21,5% de Enersis, por 46 millones de euros (43,2 millones de dólares). Además, en el año 2000 se realizaron operaciones de recompra de acciones en Edesur y Edegel por 156,4 millones de euros (147 millones de dólares) y 47,4 millones de euros (44,6 millones de dólares), respectivamente (ENDESA, 2001).

En mayo de 2003, en el marco del Plan de Fortalecimiento Financiero diseñado para el grupo Enersis y sus filiales, se refinanció prácticamente la totalidad de la deuda bancaria de Enersis y ENDESA Chile por un importe de 2.330 millones de dólares, correspondiendo 1.587 millones de dólares a Enersis y 743 millones a ENDESA Chile. El plazo de la deuda refinanciada fue de cinco años con un período de gracia de dos años y medio.

Asimismo, el Grupo ENDESA desarrolló una presencia muy activa en los mercados de capitales a través de los programas de euro bonos y de pagarés, debido al endurecimiento de las condiciones de los mercados financieros para los emisores de deuda. Esta diversificación contribuyó a cubrir necesidades de financiación surgidas en el vencimiento de créditos tomados con anterioridad en los mercados de corto y largo plazo.

En este sentido, destacaron las iniciativas emprendidas por Enersis y Endesa Chile durante el año 2000, que lanzaron sendos programas de emisión de Euro Medium Term Notes (EMTN), por 1.000 millones de euros cada uno, con el objeto de introducirse en el mercado financiero de moneda comunitaria. En julio de ese año, Endesa Chile realizó una primera emisión en el marco de este programa por un importe de 400 millones de euros bajo la modalidad de "Floating Rate Notes" (ENDESA, 2001). Así, también, en febrero de 2003, a pesar de la falta de liquidez de los mercados, ENDESA realizó una nueva emisión de eurobonos por 700 millones de euros (882 millones de euros) y plazos de diez años. Esta operación fue complementada con la concesión de un préstamo a cinco años, en modalidad del Club Deal, por importe de 1.500 millones de euros (ENDESA, 2004).

A fines de 2003, el Grupo ENDESA había logrado reducir su endeudamiento neto en casi 7.000 millones de dólares con respecto al existente al cierre del año 2002. De esta manera, la deuda financiera neta total de ENDESA al 31 de diciembre de 2003 se había situado en 21.735 millones de dólares, con un horizonte promedio de pago de 5,3 años.

El Grupo ENDESA redujo su endeudamiento neto mediante la implementación de un conjunto de medidas de emergencia. Estas medidas consistieron, principalmente, en el aumento de capital de la empresa matriz del grupo y de alguna de sus sociedades "holdings"; la liquidación de activos prescindibles para el giro principal del negocio y de su nueva definición estratégica; el aprovechamiento de la apreciación del euro respecto del dólar estadounidense y la devaluación de este último respecto de varias de las monedas locales de los países donde el Grupo opera, especialmente en América Latina; el traspaso a terceros de las deudas de las empresas cuyas participaciones accionariales fueron enajenadas y dejadas de consolidar en las cuentas integradas de pasivos; y la capitalización de créditos otorgados por la empresa matriz o alguna sociedad de cartera de primera línea en el organigrama de control de la malla de empresas del Grupo a filiales operativas.

Una parte importante de la disminución de los pasivos financieros del Grupo correspondió a la reducción del endeudamiento neto de Enersis, filial que rebajó en ese año sus deudas financieras en 2.966 millones de dólares, esto es, 42,8% de la disminución total. La administración de Enersis consiguió reducir sus pasivos mediante las medidas mencionadas, que no fueron de aplicación exclusiva de la empresa matriz del grupo o de alguna de las sociedades de control.

Como se observó en la sección precedente, el aumento de capital fue un importante mecanismo empleado para aumentar los recursos no exigibles y disminuir la deuda de la empresa respectiva en el mismo importe. En este sentido, fueron especialmente relevantes tanto la emisión de participaciones preferentes de Endesa Capital Finance LLC por 1.500 millones de euros (1.800 millones de dólares) –que significó un ingreso de 1.388 millones de euros (1.749 millones de dólares)– como la suscripción de acciones por parte de accionistas minoritarios en la ampliación de capital de Enersis por 965 millones de dólares.

Otro de los mecanismos que gravitó en la disminución de los pasivos financieros del Grupo ENDESA fue la venta de activos y de participaciones accionariales en empresas que habían dejado de formar parte del proyecto estratégico de desarrollo corporativo del Grupo. En general, los movimientos de fondos por operaciones no financieras realizadas durante 2003 contribuyeron a reducir la deuda del Grupo en 2.736 millones de euros (3.477 millones de dólares). Una parte importante de este importe corresponde a la liquidación de activos, como se verá en la sección siguiente, que generó ingresos en 2003 por 2.409

millones de euros (3.035 millones de dólares). De este monto, las ventas de activos realizadas por Enersis sumaron 518 millones de dólares, excluyendo el traspaso de deudas de las empresas que fueron enajenadas. En este sentido, cabe indicar que la venta de activos significó que el endeudamiento neto total del Grupo disminuyera adicionalmente en 300 millones de euros (378 millones de dólares), correspondientes a la deuda de las sociedades desinvertidas que fue asumida por los nuevos dueños.

Asimismo, la importante devaluación del dólar estadounidense respecto del euro y de otras monedas que se produjo en 2003 contribuyó notoriamente a la reducción del endeudamiento financiero neto del Grupo en los casos que las empresas consolidadas por ENDESA mantienen deudas en la moneda de EE.UU. o de otros países cuyas unidades monetarias fueron también arrastradas por la devaluación mencionada. Sobre el particular, ENDESA estimó que las variaciones del tipo de cambio respecto del euro dieron lugar a una disminución de 1.125 millones de euros en la deuda contabilizada en dicha moneda.

b) IBERDROLA

El Grupo IBERDROLA enfrentó la delicada situación que se generó en los mercados de capitales mediante una política que combinó la reestructuración de los pasivos de las principales empresas del Grupo con la diversificación de las fuentes de financiación, procurando impedir que la incertidumbre de los mercados y la inestabilidad de la condición macroeconómica de la región se tradujeran en incrementos del costo financiero de tal magnitud que afectaran negativamente la rentabilidad del negocio, induciendo condiciones todavía más difíciles en los mercados financieros y de capital.

Con el propósito de lograr una mayor diversificación de sus fuentes de financiación, el Grupo IBERDROLA buscó involucrar la participación de inversores directo mediante la emisión de instrumentos de deuda que se transan en el mercado de capitales. A través de este mecanismo, el Grupo complementó la financiación bancaria de sus operaciones.

El Programa de Emisión de Obligaciones a Medio Plazo fue el instrumento principal de captación de fondos en el Euromercado. En 2002, se emitieron un total de 742 millones de euros (779 millones de dólares), que corresponden a nueve operaciones diferentes colocadas entre inversores privados, elevando la captación de recursos obtenidos por esta vía a 3.865 millones de euros (5.250 millones de dólares), sobre un importe máximo de 5.000 millones de euros (5.250 millones de dólares). En el mercado español, el Grupo IBERDROLA utilizó preferentemente el denominado Programa de Pagarés. El volumen total de nueva deuda emitida mediante este instrumento ascendió a 2.202 millones de euros (2.313 millones de dólares). Esta cantidad, descontadas las amortizaciones del período, implicó una mayor captación de 714 millones de euros (750 millones de dólares) al final del ejercicio del año 2002 (IBERDROLA, 2003).

Además, el Grupo IBERDROLA tomó en 2002 un crédito sindicado por 1.750 millones de euros (1.838 millones de dólares) con 27 entidades financieras, la mayor operación de financiación bancaria que el Grupo había realizado a la fecha. Este crédito consta de dos tramos de 875 millones de euros (918 millones de dólares) cada uno. El primero tuvo formato de préstamo, con vencimiento a cinco años, mientras que el segundo consistió en una línea de crédito con vencimiento a tres años, que permitirá mayor flexibilidad financiera a la empresa matriz. Con esta operación IBERDROLA consiguió anticipar la cobertura de los vencimientos de deuda que se producirían en el segundo semestre de 2003 y aumentar la liquidez (IBERDROLA, 2003).

Durante 2003, el Grupo IBERDROLA mantuvo su misma estrategia de financiación, incluso más concentrada en la emisión de instrumentos de deuda en los mercados de capitales. Al igual que en 2002, el Programa de Emisión de Obligaciones a Medio Plazo fue el instrumento principal de captación de fondos en el Euromercado. A lo largo de 2003 se emitieron un total de 2.331 millones de euros (2.914 millones de dólares), destacando dos colocaciones públicas a 7 y 10 años, ambas por 750 millones de euros (945 millones de dólares) cada una. Al cierre del ejercicio de 2003, los pasivos financieros del Grupo por este concepto ascendieron a 4.954 millones de euros (6.242 millones de dólares) (IBERDROLA, 2004).

Asimismo, en 2003 el Grupo formalizó un Programa de Pagarés en el Euromercado por un límite de 1.000 millones de euros, que complementó al Programa de Pagarés Doméstico y cuya primera emisión se realizó en julio. En el mercado español, el Grupo continuó haciendo uso del Programa de Pagarés, emitiendo documentos por un total de 799 millones de euros (1.007 millones de dólares). Al descontarse las amortizaciones realizadas en el año, los pasivos financieros del Grupo por este concepto ascendieron a 277 millones de euros (349 millones de dólares) (IBERDROLA, 2004).

Las empresas filiales del Grupo IBERDROLA que estuvieron más expuestas a la crisis energética y económico-financiera de América Latina son las que están localizadas en Brasil. En el contexto de la crisis, estas empresas debieron aumentar su endeudamiento, obteniendo en el mercado financiero local la mayor parte de los recursos requeridos, debido a las dificultades de acceso a los mercados internacionales de capital. Aunque inicialmente los créditos obtenidos fueron principalmente de corto plazo, en 2003 las empresas del Grupo obtuvieron financiamiento de largo plazo. Así, por ejemplo, la filial Itapebí firmó una emisión de obligaciones por 200 millones de reales con vencimiento en 2017.

3.3 Liquidación de activos

La liquidación de activos en la región ha sido un instrumento usado con asiduidad por los grupos operadores españoles, no sólo como un mecanismo empleado con propósitos de saneamiento financiero, sino, además, como un mecanismo de reestructuración corporativa.

Inicialmente, los operadores españoles debieron realizar varias desinversiones para cumplir las normas dispuestas en los marcos regulatorios de países en los cuales se habían generado situaciones no aceptadas, ya fuese por efecto indirecto de compras de acciones y tomas de control de algunas empresas o por cambios dispuestos en los marcos legales. Así, por ejemplo, el Grupo ENDESA debió transferir su participación de 38% en EDELNOR, de Argentina, compañía que distribuye y comercializa electricidad en la zona norte de la capital argentina y de la provincia de Buenos Aires, porque la toma de control de Enersis por ENDESA significó que el Grupo español tomara el control de EDESUR, entre otras compañías, que distribuye y comercializa electricidad en la zona sur de la misma capital y provincia, suscitándose una situación de concentración horizontal del mercado eléctrico que no era aceptada en el marco regulador de Argentina.

Asimismo, la empresa filial Endesa Chile vendió en octubre de 2000 su participación de 100% en la empresa de transporte TRANSELEC, así como otros activos relacionados con esta actividad, por 1.076 millones de dólares, lo que generó al Grupo ENDESA una ganancia neta de 322,8 millones de dólares. Con esta venta, el Grupo ENDESA se adelantó a la entrada en vigor de una normativa incorporada al marco legal regulador de Chile que restringe la participación de las empresas generadoras y distribuidoras en el capital de las empresas de transporte.

A pesar de los casos señalados de desinversiones producidas por conflictos con los marcos legales regulatorios, la mayoría de las operaciones de desinversión implementadas en América Latina se relacionaron con objetivos de reestructuración de las áreas de negocios y la obtención de liquidez para hacer frente a emergencias financieras ocasionadas por el excesivo endeudamiento de algunas de las empresas filiales. Esta ha sido también la situación registrada en España en los años más recientes. La mejor expresión del carácter reestructurante del perfil productivo que tuvieron tales operaciones de desinversión correspondió a las ventas de las participaciones en las empresas de telecomunicaciones y de provisión de servicios de saneamiento. De todos modos, más allá del impacto que las operaciones de desinversión tuvieron sobre el perfil corporativo, tales transacciones allegaron recursos financieros en montos significativos y contribuyeron de manera importante a aliviar la situación financiera de cada grupo.

a) ENDESA

Las primeras operaciones de liquidación de activos emprendidas por ENDESA se realizaron en 2000, poco después de consolidar su posición dominante en la propiedad del grupo Enersis. Mediante estas operaciones, ENDESA buscó recuperar parte de la inversión que había desembolsado en la toma de control del holding eléctrico chileno y liquidar activos que no se relacionaban con los objetivos del desarrollo corporativo del grupo.

En el marco de la reestructuración de su cartera de negocios, Enersis vendió durante el año 2000 sus participaciones accionariales en las empresas Aguas Cordillera y ESVAL, del sector del agua, generando ganancias netas de 98,1 y 43,2 millones de dólares, respectivamente. Con este mismo propósito, ENDESA vendió en junio del 2000 su participación del 7,86% en la sociedad venezolana Electricidad de Caracas, obteniendo una ganancia neta de 51,5 millones de dólares. Su mayor ingreso por este concepto lo obtuvo, sin embargo, en España. Durante el ejercicio correspondiente al 2000, ENDESA liquidó su participación de 1,4% en el capital de Repsol-YPF por un importe equivalente a 360 millones de dólares, operación que le significó una ganancia neta de 102 millones de dólares (ENDESA, 2001).

Posteriormente, enfrentado a un escenario de crisis en algunos de los países donde operaba, el Grupo ENDESA programó en 2003 un plan de desinversión selectiva y de liquidación de activos, que focalizó mayoritariamente en España con el propósito de cumplir las nuevas normas dispuestas por las autoridades regulatorias de ese país, que exigieron a los grupos hispanos que operaban en los segmentos de generación y distribución de electricidad en España retirarse del transporte de energía. Esto significó que ENDESA y los demás operadores debieron vender su participación accionarial en la firma Red Eléctrica de España y los activos físicos que las empresas empleaban para transportar energía en España. Ambas ventas representaron para el Grupo ENDESA un ingreso de 1.059 millones de euros, equivalentes a 1.335 millones de dólares.

En términos globales, las desinversiones realizadas por ENDESA en 2003 ascendieron a 2.409 millones de euros, esto es, 3.035 millones de dólares, correspondiendo la mayor parte a sus activos de transporte en España, activos inmobiliarios y participaciones accionariales en las firmas españolas Repsol y Red Eléctrica de España. La venta de activos en Chile alcanzó un importe de 485 millones de dólares. Estos activos fueron incluidos en el programa de desinversiones debido a la menor depreciación de los activos registrada en este país, *vis-à-vis* otros mercados de la región que también enfrentaron escenarios de crisis, y al menor impacto que tendrían tales operaciones sobre la posición de mercado del Grupo en las industrias de generación y distribución de electricidad en este país.

CUADRO 5
ENDESA: LIQUIDACIÓN DE ACTIVOS EN EJERCICIO 2003
(Millones)

Activos	Euros	Dólares estadounidenses
Red peninsular de transporte en España	957	1 206
Repsol	504	635
Inmuebles en España	411	518
Red Eléctrica de España	102	129
Río Maipo	153	193
Central Canutillar	156	197
Infraestructura 2000	49	62
Activos de transporte en Iberoamérica	26	33
Made Tecnologías Renovables	25	32
Otros	26	33
Total	2 409	3 035

Fuente: ENDESA (2004)

En conformidad a los lineamientos definidos por este plan de desinversión, ENDESA procedió a vender en abril de 2003 su participación mayoritaria en Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., propietaria de la Central Canutillar, lo que le permitió recaudar 197 millones de dólares. Asimismo, transfirió en la misma fecha el 98,7% de las acciones de Eléctrica Río Maipo S.A. también por 194 millones de dólares¹⁵.

Por otra parte, en mayo de 2003 las empresas Central Tarapacá y GasAtacama Generación Limitada –filial y coligada, respectivamente, de ENDESA Chile– vendieron sus activos de transporte en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), de Chile, a la empresa HQI Transelec (filial de Hydro Québec) por un importe total de 110 millones de dólares, lo que significó un ingreso de 33 millones de dólares para la casa matriz de ENDESA. De esta manera, el grupo español se retiró completamente del área de transmisión de electricidad en el mercado chileno, lo que ya había iniciado con la venta de TRANSELEC a la misma empresa canadiense.

En junio del mismo año, el grupo español procedió a completar su plan de desinversión selectiva y de liquidación de activos prescindibles en Chile, mediante la venta de su participación en la propiedad de la filial Infraestructura 2000 (60%), empresa concesionaria de autopistas que estaba bajo el control de ENDESA Chile. El comprador fue el consorcio constructor Obrascón Huarte Lain (OHL), también español, que pagó 273 millones de dólares. Aunque la operación se negociaba desde 2001, sólo se materializó en 2003 luego que Infraestructura 2000 realizara una colocación de bonos por 86 millones de dólares en el mercado chileno con el propósito de mejorar el estado financiero de la compañía. No obstante, ENDESA Chile recibió sólo 62 millones de dólares por la transacción. El resto correspondió a la deuda de la concesionaria que fue traspasada a OHL (AméricaEconomía, 2003b).

En general, las desinversiones disminuyeron notoriamente en los años siguientes, lo que reflejó el mejor clima económico que enfrentaban las empresas del Grupo en España y en América Latina, y su mejor posición en los mercados financieros y bursátiles. No obstante, el Grupo realizó importantes operaciones de desinversión en empresas de servicios de saneamiento y de telecomunicaciones, que aportaron nuevos ingresos extraordinarios a los resultados del Grupo y contribuyeron a mejorar su posición financiera.

En 2004, las desinversiones ascendieron a 374 millones de euros (464 millones de dólares), que correspondieron en gran parte a la venta de la participación accionarial del Grupo en Aguas de Barcelona S.A. (295 millones de dólares) y en Netco Redes (63 millones de dólares). Durante 2005, ENDESA puso término a su participación en el sector de telecomunicaciones, primero en Chile, después en España. En agosto de 2005 ENDESA vendió Smartcom, la filial chilena de telefonía móvil, en 472 millones de dólares a la operadora mexicana América Móvil, obteniendo una ganancia neta de 39 millones de dólares respecto de la inversión realizada. Después el Grupo vendió la participación del 32,7% que poseía en el grupo Auna, operación que se efectuó en dos tramos: el primero, mediante la venta de un 27,7% a France Télécom, que finalizó en noviembre, y el segundo a través de la venta del 5% restante al Deutsche Bank, que se realizó en diciembre. El conjunto de estas dos transacciones produjo ingresos extraordinarios por 1.286 millones de euros, es decir, 1.517 millones de dólares (ENDESA, 2006).

En mayo de 2006, se materializó asimismo la venta por 59 millones de euros (78 millones de dólares) del 49% de la sociedad portuguesa NQF Gas, lo que representó para ENDESA una ganancia neta de 21 millones de euros (28 millones de dólares). En el segundo trimestre del año, el Grupo vendió los activos de generación de la compañía brasileña Ampla –cuyo negocio principal es la distribución y venta de electricidad, con más de 2 millones de clientes– por un importe de 39 millones de euros (51 millones de dólares). Esta venta generó una ganancia bruta de 30 millones de euros (40 millones de dólares), que se redujo a 12 millones de euros (16 millones de dólares) después de impuestos y minoritarios.

En el tercer trimestre del año, ENDESA, a través de su compañía Bolonia Real Estate, vendió activos inmobiliarios del denominado “Sector Levante” de Palma de Mallorca al Grupo Neinver por

¹⁵ Varias notas de prensa de la época registraron un valor total de 348 millones de dólares en las ventas de la Central Canutillar y de la Eléctrica Río Maipú. Es posible que el monto informado por ENDESA a sus accionistas y a los organismos reguladores de España (390 millones de dólares) incluyó el efecto de disminución por 33 millones de dólares sobre los pasivos que consolidaba Enersis, además de alguna diferencia por tipo de cambio.

valor de 240 millones de euros (317 millones de dólares), lo que generó una ganancia neta después de impuestos de 165 millones de euros (218 millones de dólares).

b) IBERDROLA

El programa de desinversiones de IBERDROLA revistió características diferentes al aplicado por ENDESA. En primer término, porque las operaciones emprendidas por el Grupo IBERDROLA en América Latina se relacionaron principalmente con un objetivo de reordenar su inserción territorial en los mercados de la región, privilegiando aquellos países donde podía explotar ventajas comparativas asociadas al ordenamiento institucional de la actividad energética, lo que implicaba obtener una mayor seguridad en el suministro de insumos energéticos y en el venta de la energía generada. En segundo lugar, porque las operaciones emprendidas por el Grupo IBERDROLA formaron parte de un diseño estratégico de reestructuración que combinó la venta de activos prescindibles con un fuerte programa de inversiones en las áreas de negocios que el Grupo decidió fortalecer. Esto implicó que el programa de desinversiones no fuera sólo el resultado de requerimientos financieros producidos por el endeudamiento incurrido en su proceso de expansión y/o los malos resultados obtenidos por algunas de sus filiales en América Latina y en España.

Un aspecto central del reordenamiento territorial de las inversiones en el exterior del grupo Iberdrola fue la creciente importancia de aspectos tales como la estabilidad del marco regulatorio, las proyecciones de la demanda de energía eléctrica en el largo plazo, la “dolarización” de los contratos de compra de combustible y venta de energía, la solvencia y calidad de los clientes, el carácter de largo plazo de los contratos de venta y la garantía de suministro de gas. Asimismo, las operaciones de desinversión emprendidas en América Latina dejaron entrever la intención de IBERDROLA de reordenar sus activos en América Latina, potenciando la participación en aquellas empresas y mercados en los que había alcanzado una posición dominante en su control (Rozas, 2008b).

Entre fines de 1998 y los primeros meses de 1999, Iberdrola vendió la mayoría de los activos que poseía en Argentina (Gazeta Mercantil Latino-Americana, 1999). En el caso de la Central Térmica Güemes, los precios de la generación de energía sufrieron una fuerte caída en el mercado argentino y esta inversión no cumplió las expectativas de la compañía española. Asimismo IBERDROLA puso en venta su participación en la distribuidora de gas Litoral Gas, la que fue adquirida por la empresa belga Tractebel.

En el 2000, IBERDROLA acordó con el Grupo Gas Natural un intercambio de activos en virtud del cual este último compró los activos gasistas de IBERDROLA en Brasil y Colombia, a cambio del 13% de las acciones de Gas Natural en México. Esto se materializó en 2002 y significó para IBERDROLA ingresos por 156 millones de euros (164 millones de dólares).

En Chile el Grupo se retiró en el mismo año del proyecto del gasoducto Nor Andino, desarrollado en Chile a través de Electroandina, empresa en la que IBERDROLA participaba como accionista minoritario (8,3%), y cedió su participación a Tractebel. A la vez, también vendió su participación de 6,37% en la Empresa Hidroeléctrica de Colbún S.A.

En lo que se refiere a la liquidación de los activos no estratégicos contemplados en el Plan Estratégico 2002-2006, ésta le permitió contribuir al financiamiento de un ambicioso plan de inversiones en España, que se proyectó en 8.000 millones de euros para el período 2002-2006, y disminuir, a la vez, su apalancamiento financiero a 57,1%, uno de los más bajos del sector eléctrico en Europa, tras reducir la deuda del Grupo a 10.977 millones de euros.

De la misma forma que ENDESA, entre las operaciones llevadas a cabo en 2002 destacó la venta de sus activos de transporte a Infraestructuras de Alta Tensión (INALTA), participada en un 75% por CVC Capital Partners y en un 25% por Red Eléctrica de España. El importe total ascendió a 806 millones de euros (845 millones de dólares), con ganancias netas por 485 millones de euros (509 millones de dólares). La empresa matriz del Grupo ingresó por este concepto 400 millones de euros en 2002 (420 millones de dólares) y recibió el resto en 2003.

Además de la venta de los activos de gas en Brasil y Colombia, y de los activos de transmisión, en 2002 IBERDROLA procedió a vender edificios corporativos por 179 millones de euros; Gers

(residencias de tercera edad) por 19 millones de euros, y el 75% de las compañías de aguas PRIDESA y Ondagua por 128 millones de euros. Las ventas totales superaron los 2.000 millones de euros, de las que la Compañía ingresó cerca de 1.500 millones en 2002 y el resto se cobró en 2003.

IBERDROLA culminó en 2003 el programa de desinversiones del Plan Estratégico que tenía como objetivo la obtención de la cantidad total de 3.000 millones de euros (3.150 millones de dólares). La cifra total de desinversiones alcanzó los 2.973 millones de euros al cierre del ejercicio 2003. Entre las distintas operaciones realizadas en 2003 destacaron las ventas de 7% de Red Eléctrica de España (REE) por 102,5 millones de euros y su participación en Repsol-YPF por 571 millones de euros.

Asimismo, la Corporación IBV (50% IBERDROLA y 50% BBVA) vendió un 6% del capital de Gamesa a 18,6 euros por acción, lo que produjo un impacto positivo en el resultado de acciones por puesta en equivalencia de 30 millones de euros.

IBERDROLA también obtuvo en ese año 110 millones de euros con la venta de diversos activos inmobiliarios, como su sede en Valencia (21 millones de euros) o el terreno del Polígono San Lázaro (37 millones de euros).

CUADRO 6
PRINCIPALES DESINVERSIONES DEL GRUPO IBERDROLA EN 2002-2003

Activos	Millones de Euros
Redes de Alta Tensión (España)	806
Participación accionarial en Repsol-YPF	571
Participación accionarial en Telefónica	192
Participación accionarial en PRIDESA y Ondagua	128
Participación en filiales gasíferas (Brasil y Colombia)	156
Participación accionarial en Red Eléctrica de España	103
Participación accionarial en Gamesa (Italia)	45
Renovables (acuerdo socios)	105
Edificios corporativos y otros bienes inmobiliarios	289
Gers	19
Otras operaciones de desinversión	572
TOTAL	2 986

Fuente: Elaboración propia a partir de información obtenida de IBERDROLA (2003) e IBERDROLA (2004).

c) Unión FENOSA

Una de las características que ha distinguido el desempeño corporativo de Unión FENOSA en la región latinoamericana es su capacidad para liquidar activos cuando las inversiones no están generando los retornos proyectados inicialmente, la mayoría de las veces debido a cambios en el entorno económico y político del país donde la operadora española esté inserta. A comienzos de 2002 y conforme al deterioro político e institucional de Bolivia, Unión FENOSA negoció la venta de su participación en la compañía de transmisión TDE (69%) a la española Red Eléctrica. Esta operación permitió a Unión FENOSA reducir su deuda consolidada en 119 millones de dólares y concentrar sus negocios en las áreas de generación y la distribución de electricidad (AméricaEconomía, 2001c).

Un procedimiento análogo siguió Unión FENOSA en República Dominicana en 2003, cuando este país inició un ciclo recesivo de su economía. Entonces Unión FENOSA transfirió al Estado dominicano el 50% de las distribuidoras Edenorte y Edesur por 365 millones de dólares (Bolsa de Madrid, 2003), que habían sido adquiridas en 1999 por el grupo español en 212 millones de dólares (Bolsa de Madrid, 1999). Una parte de los fondos obtenidos por la operación —112 millones— fueron destinados al pago de deudas comerciales de las distribuidoras con las plantas generadoras de Palamara y La Vega. Otra parte —153 millones— permitieron amortizar los créditos otorgados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y otras entidades financieras privadas con garantía de Unión

FENOSA. El saldo —100 millones— compensó la inversión neta efectuada por la operadora española durante el período que las distribuidoras permanecieron en el ámbito de control de Unión FENOSA (AméricaEconomía, 2003).

A mediados de 2007, UNION FENOSA llegó a un acuerdo con la compañía First Philippine Holdings Corp para venderle su participación del 40% en la sociedad de inversiones First Philippine Union FENOSA Inc., por 250 millones de dólares. First Philippine Union FENOSA Inc. posee el 22,9% de Manila Electric Company (Meralco), la primera empresa distribuidora de energía eléctrica en Filipinas. El acuerdo entre ambos grupos se materializó a principios de 2008. La participación indirecta en Meralco fue adquirida por 196 millones de dólares por intermedio de la sociedad de inversiones. Su venta, prevista en el Plan Estratégico para el período 2007-2011, contribuirá a reforzar los parámetros financieros de la compañía, en línea con los compromisos de crecimiento que se desgranaban en el Plan BIGGER (Unión FENOSA, 2007a).

4. Impulso a la generación de energías renovables y limpias

Las empresas eléctricas españolas han expresado una especial preocupación durante los últimos años por el desarrollo de energía limpia, asentado en la explotación de fuentes energéticas renovables. Algunos analistas sugieren que tal preocupación está fuertemente relacionada con el acortamiento de los plazos que dispone España para cumplir con el Protocolo de Kioto, que obliga a este país a bajar sus emisiones en un 15% entre 2008 y 2012 de manera de retrotraerse a los niveles de 1990, y que ha generado fuertes presiones del gobierno español sobre las empresas del sector para lograr cumplir con el objetivo (Vega, 2005; Stock, 2007).

En el caso de ENDESA, la empresa matriz de este conglomerado anunció que el Grupo desarrollará su estrategia e impulsará sus negocios de acuerdo con los criterios del desarrollo sostenible, prestando una especial atención al cumplimiento de los objetivos en materia de cambio climático. Estos objetivos han sido definidos de acuerdo a las exigencias en materia medioambiental dispuestas por el gobierno español.

Para tal efecto, ENDESA elaboró y puso en marcha su Plan Estratégico de Medio Ambiente 2003-2007, que pone un especial énfasis en las cuestiones relacionadas con el cambio climático, lo que ha estado condicionando severamente su política de inversiones en el área de generación eléctrica, tanto en España como en otros países de Europa. De acuerdo con ello, en los años más recientes ENDESA transformó este Plan Estratégico de Medio Ambiente en uno de los lineamientos principales de su Plan Estratégico de desarrollo para el período 2005-2009, vinculando parte importante de sus inversiones, orientadas a alcanzar especialmente en España una mayor potencia eléctrica instalada, a la creación de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables.

De acuerdo al Plan de Nueva Capacidad 2005-2009, la potencia que se está agregando a la capacidad instalada está repartida en nuevas centrales de ciclo combinado localizadas en la península ibérica (3.200 MW), en nuevas centrales en los sistemas insulares y extrapeninsulares (1.200 MW), en instalaciones de aprovechamiento de energías renovables (2.400 MW), y en la construcción de grupos hidroeléctricos de bombeo con 400 MW de potencia total (ENDESA, 2005).

Según lo informado por ENDESA, el Plan de Nueva Capacidad 2005-2009 debiera contribuir no sólo a que el Grupo mantenga su posición de liderazgo en el negocio de generación en el mercado español, sino, además, asegure el adecuado grado de diversificación de su parque de centrales y el uso de tecnologías que permiten un mejor cumplimiento de los objetivos nacionales de España en materia de reducción de emisiones de CO₂, con especial atención al gas natural y a las energías renovables (ENDESA, 2005).

Un papel central en la definición de este lineamiento estratégico lo ha desempeñado el gobierno español, que aprobó un Plan Nacional de Asignaciones de derechos de emisión para conseguir el cumplimiento de España con los compromisos de Kyoto. En este sentido, las “consecuencias” del Plan Nacional de Asignaciones —como lo reconoce la documentación oficial de la empresa en su

información a los accionistas— han sido determinantes para permitir la ejecución del plan de inversiones en nueva capacidad diseñado por el Grupo. Es posible sostener que la institución de incentivos por parte de la autoridad nacional de España parece haber sido una condición imprescindible para la adopción de este lineamiento estratégico por cuenta de las empresas operadoras del sector.

Esta misma línea de acción estratégica el Grupo ENDESA la empezó a implementar en Francia e Italia. En este último país, la filial ENDESA Italia ha estado aplicando un programa de *repowering* de centrales térmicas mediante su conversión a tecnologías más eficientes y compatibles con el medio ambiente y de instalación de unidades de ciclo combinado e instalaciones de energías renovables, especialmente eólicas. Asimismo, en Francia se ha diseñado un nuevo plan de negocios para la empresa Snet, sustentado en el desarrollo de energías renovables (ENDESA, 2005).

Por su parte, IBERDROLA ha implementado líneas de acción similares a las de ENDESA, realizando fuertes inversiones en la generación de energía limpia y en la utilización de energéticos renovables. En el marco del Plan Estratégico 2002-2006, IBERDROLA anunció el desarrollo de su parque de generación en España con fuentes renovables hasta disponer de 3.834 MW de potencia en este tipo de energías, fundamentalmente de origen eólico, que se sumaban a la instalación de 1.200 MW en centrales de cogeneración y de 4.000 MW de nueva potencia en centrales de ciclo combinado (IBERDROLA, 2002).

A fines de 2006, la capacidad instalada que IBERDROLA disponía en España en plantas de generación eólica y minihidráulicas ascendía a 4.434 MW, lo que representaba 17,1% de la potencia o capacidad de generación eléctrica del Grupo en este país, porcentaje muy similar al representativo de la capacidad instalada en centrales de ciclo combinado de gas, desarrollada también con especial énfasis en los años más recientes (v.gr., 20% de expansión durante 2006). La potencia de este tipo de instalaciones era mayor a la capacidad de las plantas de energía nuclear, térmica de fuel-oil y térmica de carbón. A diferencia de las instalaciones eólicas y minihidráulicas, la potencia instalada en centrales de cogeneración —atribuible a IBERDROLA— llegó a sólo 404 MW (IBERDROLA, 2007).

Para el Grupo IBERDROLA, el desarrollo del negocio de energías renovables continúa perfilándose como el principal motor de su estrategia de crecimiento en el período 2007-2009, a pesar de la reducida participación de las instalaciones eólicas y minihidráulicas en la generación de energía eléctrica del Grupo durante 2006¹⁶. De hecho, el directorio de la casa matriz del Grupo IBERDROLA anunció que el 37% de las inversiones que emprenderá durante el trienio 2007-2009 —porcentaje estimado en 3.250 millones de euros—, serán asignados a esta área de negocios, con el objetivo de alcanzar una potencia instalada de al menos 7.000 MW. De esta total, 6.521 MW corresponderían a energía eólica y 1.447 MW se obtendrían mediante instalaciones asentadas fuera de España (IBERDROLA, 2007).

Para tales propósitos, IBERDROLA dispondría de una cartera de proyectos superior a 18.400 MW, aparte del cierre de varias operaciones internacionales que realizó en 2006, que le han permitido la entrada en nuevos mercados (IBERDROLA, 2007).

Consecuentemente, las empresas españolas de energía que operan en la región latinoamericana, como ENDESA, Iberdrola y Unión FENOSA, han empezado a redefinir su estructura industrial en el negocio eléctrico, enfocándose en la generación de energía limpia a través de proyectos en energía eólica, biomasa, solar y geotérmica en Argentina, Brasil, Costa Rica, Chile, Colombia y México, lo que tiende a convertirse en nuevas áreas de negocios y de expansión en la industria eléctrica de la región. Esto explica el fuerte incremento de las inversiones en energía renovable no convencional que se ha registrado en los años recientes.

¹⁶ No obstante la importancia adquirida por las plantas de generación eólica y minihidráulica en la potencia instalada de IBERDROLA en España, la producción bruta de energía de IBERDROLA está siendo aportada principalmente por las plantas de energía nuclear, como se demostró en el capítulo anterior en la sección referida a esta empresa. En 2006, casi 39% de la energía generada por el Grupo en España correspondió a este tipo de centrales, en tanto sólo 11% fue producida por instalaciones eólicas y minihidráulicas, y 3,6% por plantas de cogeneración (atribuible).

Una de las alternativas de fuentes energéticas renovables que ha despertado con más fuerza el interés de los grupos empresariales españoles del área energía ha sido la producción eólica.

La empresa filial de energía renovable de Endesa, Endesa Eco, tiene en Chile dos proyectos en construcción: la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua (9 MW), en la Región del Maule, y el Parque Eólico Canela (9,9 MW) en la Región de Coquimbo, que involucran una inversión total por 32,5 millones de dólares. Canela será el primer parque eólico en inyectar energía proveniente del viento al Sistema Interconectado Central, red que entrega electricidad a la mayor parte de Chile. Actualmente, sólo hay una iniciativa eólica industrial funcionando en Chile, ubicada en el extremo sur del país de propiedad de la Empresa Eléctrica de Aysén (SAESA). Además, Endesa ECO ha planificado la instalación de parques eólicos y plantas minihidráulicas en Perú y Brasil (Vega, 2006).

IBERDROLA, por ejemplo, procedió a construir un parque eólico en el estado de Rio Grande do Norte, en Brasil, que suministrará energía a ELECTROBRAS por 20 años y que entró en funciones en 2006, con una potencia de más de 150 MW. La construcción de Rio do Fogo constituyó la primera instalación eólica de Iberdrola en América del Sur. Un proyecto similar, que involucró una inversión de 88 millones de dólares, desarrolló esta misma empresa en el Estado de Oaxaca, México, que también inició sus operaciones en 2006, con una potencia de 49,3 MW. El desarrollo de ambos proyectos de energía eólica vino a conformar una política que viene siendo implementada desde los comienzos de la década del 2000, cuando IBERDROLA obtuvo la autorización del Gobierno de México para la instalación de once parques eólicos (nueve en Guadalajara y dos en Soria), con una potencia superior a 480 MW y una producción prevista de 1.000 millones de kWh. Estas operaciones forman parte del plan estratégico de energías renovables de IBERDROLA, cuya meta es superar antes del 2011 los 10.000 MW de potencia instalada mediante la instalación de fuentes energéticas renovables (IBERDROLA, 2002; Vega, 2006).

Por su parte, Unión FENOSA rehabilitó y amplió algunas minicentrales en Panamá y construyó una central hidráulica en Costa Rica, a la vez que estudia la implementación de otros proyectos en Brasil, Colombia, Chile, Guatemala, México y Panamá. Recientemente, el Departamento de Comunicaciones de la casa matriz de Unión FENOSA informó que invertirá alrededor de 2.000 millones de dólares en diversos proyectos de energías renovables en América Latina. El grupo español detalló que de los 1.400 MW que espera generen en conjunto las nuevas instalaciones energéticas, un 55% de la energía se obtendría de fuentes eólicas y el restante 45%, de hidroelectricidad. Estos proyectos son parte de su Plan Estratégico 2007-2011, denominado BIGGER, con el que pretende reforzar su *mix* de generación a través de un fuerte impulso a la actividad inversora en energías renovables. Parte de los proyectos anunciados serán realizados con socios locales, como en México, por ejemplo, país donde destinará la mayor parte de sus inversiones. Allí Unión FENOSA pondrá en marcha en Baja California (La Rumorosa), un parque eólico con una potencia de al menos 500 MW. En Costa Rica y Panamá, la empresa cuenta con proyectos en desarrollo con una potencia de 200 MW, en los que invertirá más de 300 millones de dólares. Además, el grupo español está analizando instalar en Colombia plantas con una potencia total de 400 MW, y una inversión superior a los 600 millones de dólares (AméricaEconomía, 2007).

5. Integración energética

Otro de los vectores de la estrategia corporativa de las empresas eléctricas españolas en América Latina lo constituye la integración de sistemas energéticos nacionales, que permite transportar energía desde centros de generación de un país hacia los centros de demanda y consumo energético de otro país. De esta manera, aquellos países que tienen problemas de suministro eléctrico pueden diversificar sus fuentes de abastecimiento más allá de sus fronteras, lo que incluso puede redundar en estructuras de mercado más competitivas y una oferta energética más eficiente. Asimismo, aquellos países que no están haciendo uso de toda su capacidad de generación, pueden explotar más eficientemente sus instalaciones y reducir sus costos operativos al aumentar significativamente su producción de energía.

Según datos del Consejo Mundial de Energía, América Latina es una región que posee condiciones ideales para desarrollar una cadena energética de bajo costo y alta seguridad en el suministro, debido al enorme potencial de recursos energéticos sin explotar que dispone y debido a la

importante participación que la región ya ha alcanzado en la producción mundial de petróleo (10%) y en la potencia hidráulica (22,7%), lo que ha inducido a pensar a que la integración energética podría jugar un papel fundamental en el desarrollo de la región si acaso los países logran superar los obstáculos que han impedido, hasta ahora, su concreción (Monteiro, 2007).

Este proceso requiere, sin embargo, un gran esfuerzo de armonización de los marcos legales sectoriales y de competencia, además de regular de forma transparente el uso de las redes eléctricas por parte de terceros, como está ocurriendo en Brasil y Chile. Algunos elementos relevantes de este proceso de integración energética en la región son las interconexiones eléctricas de Uruguay y Argentina con Brasil y el protocolo de interconexión eléctrica suscrito por los gobiernos de Argentina y Chile, así como el importante número de interconexiones internacionales de gas que están en funcionamiento o en proyecto.

La empresa eléctrica española que ha implementado más claramente esta nueva área de negocios es ENDESA, firma que encontró oportunidades de mercado en la creciente demanda de energía en Brasil y la potencial exportación de energía desde Argentina, país que contaba con importantes yacimientos de gas natural e hidrocarburos. Asimismo, el mismo grupo español halló oportunidades adicionales de negocio en las dificultades que enfrentan los sistemas eléctricos centroamericanos, que podrían ser mitigadas mediante la integración de los sistemas de cada país.

Como se indicó en el análisis de la internacionalización de ENDESA (Rozas, 2008), una de las empresas holding de este grupo es propietaria de CIEN, la línea de interconexión eléctrica a alta tensión existente entre Argentina y Brasil. La primera fase de esta instalación entró en servicio en el primer semestre de 2000, con una capacidad de 1.000 MW. A finales del segundo semestre del 2000, comenzó el desarrollo de la segunda fase del proyecto, que permitió duplicar en 2003 la capacidad de transporte de la interconexión hasta alcanzar los 2.000 MW de capacidad (ENDESA, 2007).

Por otro lado, ENDESA participa en SIEPAC (12,6%), empresa encargada de desarrollar un proyecto de interconexión eléctrica entre los seis países de Centroamérica, que se puso en marcha en 2001. Este proyecto consiste en la construcción de una interconexión eléctrica de 1.880 km de longitud, 230 kV de tensión y una capacidad de transporte de 300 MW, que unirá las redes de los países de esta subregión. Su finalización está prevista para 2009 y la inversión total estimada asciende a 370 millones de dólares (ENDESA, 2007).

Algunos antecedentes señalan que el Grupo ENDESA también ha participado en los estudios de interconexión eléctrica entre Argentina y Chile, y en un nuevo proyecto de interconexión entre Argentina, Brasil y Uruguay, que podrían materializarse más adelante. Asimismo, es posible que el Grupo ENDESA alcance una participación destacada en la implementación de un nuevo proyecto de interconexión eléctrica, que abarca a Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. Recientemente, en noviembre de 2007, los cinco países acordaron dar el primer paso orientado a establecer una red interconexión eléctrica regional. Para las autoridades respectivas, esta red es vista en algunos casos como un seguro en momentos de escasez, y en otros como una solución para los problemas de abastecimiento local. En marzo de 2008 se llamará a una licitación internacional, con el propósito de desarrollar un proyecto de factibilidad técnica que evaluará los costos y las normativas involucradas en el proceso. A fines de 2008, los gobiernos de los países involucrados decidirán acerca de la implementación de esta iniciativa, que busca aprovechar a largo plazo la riqueza de la parte occidental de la región sudamericana (El Mercurio, 2007).

IV. Conclusiones

A partir del 2000, la inversión hispana en la industria eléctrica de América Latina decayó notoriamente, siguiendo los derroteros de los demás flujos de inversión española dirigidos hacia las demás actividades económicas, no obstante los auspiciosos resultados obtenidos hasta entonces por las empresas eléctricas españolas en sus políticas de expansión internacional en los países latinoamericanos.

Esta retracción no sólo se produjo por las crisis de suministro de energía eléctrica que se suscitaron en varios países de la región, lo que afectó la rentabilidad del negocio y el retorno de las inversiones emprendidas por las empresas operadoras españolas durante los años noventa en América Latina y el Caribe. En esta disminución influyeron también factores tales como la crisis de Argentina y Brasil –asociadas principalmente a problemas de índole macroeconómica y de regulación sectorial–, el agotamiento del proceso privatizador y el impacto de las dificultades de implementación de las nuevas líneas de negocios emprendidas por las empresas eléctricas, tanto en España y en otros países de Europa como en la misma América Latina.

Puesto de manera más específica, los difíciles escenarios energéticos y económicos que se configuraron en algunos de los países latinoamericanos contribuyeron a que las empresas eléctricas españolas desaceleraran sus planes de expansión en la región y buscaran otras alternativas, más estables, que garantizaran tasas de retorno más sustentables de la inversión. Esto contribuyó a que tanto ENDESA como IBERDROLA y Unión FENOSA diversificaran sus inversiones en mercados de menor riesgo.

Sin duda, la empresa española que resintió con mayor fuerza los vaivenes de comienzos de la década del 2000 fue ENDESA, más expuesta que IBERDROLA y Unión FENOSA, tanto por la apuesta que había realizado por los mercados de Argentina y Brasil, como por los mecanismos empleados para insertarse en dichas economías. Empero, el origen de la baja rentabilidad de sus inversiones radica principalmente en la carga financiera del abultado endeudamiento que las filiales latinoamericanas de ENDESA arrastran desde su privatización.

En este sentido, las condiciones del entorno económico de los países en donde ENDESA realizó inversiones tuvo una incidencia de menor significación respecto a la generada por el abultado endeudamiento de las principales filiales, salvo situaciones excepcionales relacionadas con las pérdidas derivadas de la contracción de la demanda agregada, la devaluación de la moneda nacional y/o restricciones tarifarias.

Así, tanto la rentabilidad de las inversiones como la eficiencia de la gestión operativa de los principales negocios de ENDESA en América Latina han estado condicionadas, en gran medida, por la estructura de los pasivos de sus filiales y por la decisión de sustentar la adquisición de buena parte de estas empresas en la capacidad de endeudamiento de algunas operadoras o empresas *holding*, en algunos casos ya altamente endeudadas. Conforme ha disminuido el monto de los pasivos financieros, la rentabilidad de las filiales latinoamericanas ha mejorado.

De esta manera, el trasfondo del menor retorno de las inversiones obtenido por las operadoras españolas, respecto al retorno esperado, lo constituyen las propias estrategias de expansión de las empresas hispanas en la región, que combinaron la compra de empresas eléctricas estatales con la compra de empresas privadas fuertemente internacionalizadas, lo que implicó un fuerte aumento de sus gastos financieros y de los pasivos de corto plazo.

No obstante, como lo ratifican los antecedentes obtenidos del análisis del desempeño de los grupos empresariales investigados, lo que parece haber contribuido con más fuerza a la contracción de la inversión en América Latina de las empresas eléctricas españolas, más allá de la incidencia de los factores enunciados, fue el adelantamiento de la puesta en vigor de condiciones de competencia más exigentes en los mercados españoles. Tal adelantamiento determinó, en gran medida, el cambio de la orientación estratégica de los principales grupos empresariales del sector, que significó la sustitución de América Latina por Europa como espacio territorial de expansión en la segunda fase de su internacionalización.

La decisión comunitaria de adelantar la instauración de condiciones de competencia más exigentes surgió como un elemento clave de las estrategias empresariales hispanas en los años recientes, debido a que los países miembros de la UE contaban con una capacidad de generación que superaba en 50% su demanda efectiva. Esta mayor capacidad permitía a los operadores europeos exportar el excedente tras la apertura y amenazar la posición de las operadoras españolas en el mercado hispano, si acaso éstas no adoptaban medidas orientadas a ganar eficiencia y competitividad.

A fines de los años noventa la presión sobre varios de los gobiernos de los países comunitarios, incluyendo el de España, había aumentado fuertemente por parte de la Unión Europea, en procura de una mayor apertura de los mercados y una mayor celeridad de los plazos establecidos inicialmente. Ello condujo a que aumentara progresivamente la proporción de clientes no regulados (o libres) y que los plazos para la liberación completa se acortaran notablemente.

En consecuencia, si bien es cierto que la apertura de los mercados hispanos –programada inicialmente para el 2007– impulsó la internacionalización de los principales grupos energéticos españoles y su expansión en América Latina, con el propósito de fortalecerse y protegerse ante los eventuales intentos de toma de control que sobrevendrían de otros operadores europeos, el adelantamiento de dicha apertura para el 2004 –decisión tomada en el 2000–, obligó a las empresas españolas a modernizar su parque de generación y sus redes de distribución en España, lo que implicó que buena parte del desarrollo empresarial e inversiones fuera concentrada en España.

De acuerdo con ello, la importancia de las empresas filiales y coligadas latinoamericanas en las cuentas consolidadas de cada grupo disminuyó progresivamente en los años siguientes. Esta menor importancia fue el resultado de la decisión de privilegiar los mercados de España y Portugal como

instancias receptoras principales de los capitales que se invertían en el desarrollo de cada empresa, efecto que se vio acentuado por las inversiones emprendidas por las empresas españolas en otros países de Europa a partir de 2001. Esto explica que los planes estratégicos que las empresas españolas definieron a partir del 2003 se relacionan más con objetivos de consolidación en América Latina y elevación de tasas de rentabilidad, y menos con creación de capacidad productiva. De hecho, parte importante del incremento de la energía generada en América Latina por las empresas españolas han obedecido, en general, a mejoras tecnológicas y de gestión y no a la ampliación de su capacidad productiva.

En el caso de ENDESA, los antecedentes analizados demostraron que sólo a partir de 2004 empezó a concretarse en algunos de los países de la región latinoamericana el desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura eléctrica. Dicho desarrollo –focalizado en Brasil, Chile y Perú– fue impulsado por la recuperación de la demanda interna y su impacto sobre la demanda de energía; el restablecimiento de equilibrios de los sistemas de precios; el perfeccionamiento de los marcos legales regulatorios; y el fortalecimiento de las expectativas de inversión y crecimiento de parte de los tomadores de decisiones. A su vez, en los casos de IBERDROLA y Unión FENOSA, el desarrollo de nuevos proyectos se concentró en México mediante la instalación de centrales generadoras cuya producción es vendida al Estado.

Esta situación puede afectar los intereses de largo plazo de los países de América Latina en los que las operadoras españolas tienen una posición dominante o relevante, dados los requerimientos energéticos que existen en los ciclos expansivos de las economías y el rezago exhibido por las empresas generadoras en materia de inversiones. Ello hace aconsejable que los países de la región establezcan nuevos mecanismos de planificación en el campo energético que comprometan a los operadores con objetivos de mediano y largo plazo, con el propósito de incrementar la potencia instalada de sus sistemas eléctricos y asegurar el suministro eléctrico de acuerdo a las necesidades del crecimiento proyectado. En este sentido, debería sancionarse duramente el incumplimiento de los programas de inversiones en la medida que su anuncio puede ser usado para desalentar inversiones a realizar por terceros.

En definitiva, el análisis de los procesos de internacionalización de los grupos empresariales permitió, sobre la base de los antecedentes expuestos en los párrafos precedentes, una primera conclusión principal: tanto la expansión inicial en América Latina de las empresas eléctricas españolas como la posterior disminución de sus inversiones se relacionan principalmente con la evolución de la industria eléctrica que se produjo en España tras su incorporación a la Unión Europea, en un contexto de apertura económica y transformación de la matriz energética, definido por las normas comunitarias y demás exigencias del proceso de integración.

En términos generales, los antecedentes compilados sobre la evolución de los tres grupos empresariales investigados sugieren que las crisis suscitadas en la región no tuvieron un impacto significativo en los respectivos procesos de internacionalización, al menos no en los términos que se observaron en otras empresas del sector, algunas de las cuales incluso quebraron y desaparecieron en el marco de conductas fraudulentas y escándalos financieros.

No obstante, en virtud de los escenarios que se configuraron a comienzos de la década del 2000 tanto en España como en América Latina, las empresas españolas redefinieron su proyecto de desarrollo estratégico y adoptaron un conjunto de medidas que les permitió transitar desde un modelo de operador global de servicios o empresa multiprestadora de servicios de infraestructura (electricidad, gas, agua, telecomunicaciones y vialidad) a un modelo de empresa energética altamente especializada, que integra verticalmente las principales áreas de negocios del sector.

Si bien es cierto que las estrategias adoptadas por las tres empresas analizadas difirieron en algunos aspectos, puede sostenerse que comparten varios elementos significativos, a saber: i) territorialmente, las tres empresas concentraron su crecimiento y desarrollo en el mercado español y europeo mediterráneo, que han registrado en los últimos años atractivas tasas de crecimiento del consumo de energía; ii) productivamente, las tres empresas focalizaron sus esfuerzos de inversión en su actividad principal tradicional, es decir, en la generación, transmisión y distribución de electricidad, lo que implicó que se abandonara progresivamente el concepto de empresa multiprestadora de servicios de infraestructura que había venido rigiendo el modelo de desarrollo empresarial desde fines de los años noventa; iii) las tres

empresas reforzaron la integración vertical de las actividades de producción y comercialización de la electricidad con las relacionadas con la industria gasífera, procurándose la creación de complejos energéticos capaces de aprovechar las nuevas tecnologías de generación –centrales de ciclo combinado a gas– y las economías de alcance que la integración de ambas actividades permite obtener; iv) las tres empresas han impulsado la producción de energías limpias y renovables, así como la cogeneración, en el marco de los acuerdos internacionales suscritos por el Gobierno de España, y v) las tres empresas aplicaron estrictas políticas de saneamiento financiero mediante las cuales cada grupo procuró disminuir su endeudamiento como porcentaje de sus activos, reducir los costos financieros de cada ejercicio y alargar los plazos de pago, sustituyendo deuda de corto plazo por pasivos de largo plazo.

Bibliografía

- Acevedo, Adolfo J. (2007), “Nicaragua-Unión FENOSA: Y ahora, ¿quién podrá defendernos?”, en <http://www.adital.com.br/site/noticia>, 20 de julio.
- Agencia Efe (2007), “Nicaragua y Unión FENOSA dejan atrás las amenazas y preparan la pipa de la paz”, en <http://es.biz.yahoo.com/02072007/185/nicaragua-union-fenosa-dejan-atras-amenazas-preparan-pipa-paz>, 2 de julio.
- Altomonte, Hugo (2007), “Mercados de energía eléctrica en América Latina: la regulación pública y estrategias de empresas”, Contribución a Tribunes des Économies Latino Américaines, Maison de l’Amérique latine, Paris, Francia, 1ro. de junio.
- _____ (2002), “Las complejas mutaciones de la industria eléctrica en América Latina: falacias institucionales y regulatorias”, en “La industria eléctrica mexicana en el umbral del siglo XXI. Experiencias y propuestas de reestructuración”, coordinado por Víctor Rodríguez Padilla, Universidad Nacional Autónoma de México, abril, México.
- _____ (2001), “Políticas Públicas para el desarrollo sustentable del sector energético”, IV Conferencia Interparlamentaria de Minería y Energía. CEPAL, Santiago de Chile, 18-20 de julio.
- AméricaEconomía (2001), “Consorcio internacional construirá planta desalinizadora de agua en México”, en www.americaeconomia.com, 5 de julio.
- _____ (2001a), “Iberdrola está dispuesta a invertir US\$ 4.000 millones en México”, en www.americaeconomia.com, 5 de julio.
- _____ (2001b), “Unión FENOSA anuncia inversión millonaria en Ecuador”, en www.americaeconomia.com, 16 de julio.
- _____ (2001c), “Unión FENOSA venderá participación en empresa boliviana”, en www.americaeconomia.com, 31 de diciembre.
- _____ (2001d), “Endesa Chile y Enersis suscriben crédito millonario”, en www.americaeconomia.com, 1 de agosto.

- _____ (2002), "Fox inaugura plantas generadoras de electricidad en México", en www.americaeconomia.com, 10 de enero.
- _____ (2002b), "Enersis comienza venta de chilena Río Maipo", en www.americaeconomia.com, 13 de diciembre.
- _____ (2003), "Unión FENOSA vende negocio energético en República Dominicana", en www.americaeconomia.com, 12 de septiembre.
- _____ (2003a), "ENDESA obtendría crédito de 2.280 millones de dólares esta semana", en www.americaeconomia.com, 12 de mayo.
- _____ (2003b) "ENDESA Chile vende filial a español OHL", en www.americaeconomia.com, 24 de junio.
- _____ (2003c), "Enersis formaliza aumento de capital por US\$ 1.882 millones", en www.americaeconomia.com, 2 de julio.
- _____ (2005), "Caftadictos", N° 287, Santiago, Chile, 8 de abril.
- _____ (2007), "Unión FENOSA invertirá más de 2.000 millones de dólares en América Latina", en www.americaeconomia.com, 14 de junio.
- Araos, Lissete (1998). "Generadoras eléctricas alcanzan acuerdos para modificar funcionamiento del CDEC", en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 26 de noviembre.
- Bolsa de Madrid (2006), "Hechos relevantes", en www.bolsamadrid.es, noviembre 15, registro N° 72.419 de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España.
- _____ (2006a), "Hechos relevantes", en www.bolsamadrid.es, marzo 21, registro N° 65.103 de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España.
- _____ (2003), "Hechos relevantes", en www.bolsamadrid.es, septiembre 11, registro N° 44.470 de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España.
- _____ (1999), "Hechos relevantes", en www.bolsamadrid.es, agosto 17 de 1999, registro N° 18.921 de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España.
- Baumol, W.J., J.C. Panzar y R.D. Willig (1982), "Contestable Markets and Theory of Industrie Structure", Harcourt Brace Javanovich, San Diego, Estados Unidos de América.
- Baumol, W.J., E.E. Bailey y R.D. Willig (1977), "Weak Invisible Hand Teorems on the Sustainability of Prices in a Multiproduct Natural Monopoly", *American Economic Review*, vol. 6, junio.
- Campodónico, Humberto (2000), "Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 8 (LC/L.1362-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), marzo. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.00.II.G.35.
- CEPAL (2005), "2004 La inversión extranjera en América Latina y el Caribe", Publicación de las Naciones Unidas, LC/G.2269-P, Santiago, Chile.
- Eguren, Lorenzo (2007), "Mercado de energías renovables y mercado del carbono en América Latina: estado de situación y perspectivas", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 119 (LC/L.2672-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), febrero. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.07.II.G.22.
- El economista (2006), "Unión FENOSA Nicaragua compra energía a Centroamérica por déficit", en <http://www.economista.es/empresas-finanzas/noticias>, 31 de julio.
- El Mercurio (2007): "Chile, Ecuador, Bolivia, Perú y Colombia acuerdan interconexión eléctrica", en <http://www.emol.com/noticias/negocios/detalle/detallenoticias.asp?idnoticia=282421>, 19 de noviembre.
- Empresa de Energía del Pacífico S.A.. E.S.P. (2007), "Historia", en <http://www.epsa.com.co>.
- _____ (2007a), "Informe de gestión 2006", en <http://www.epsa.com.co>.
- ENDESA (2005): Informe anual 2004. Informe de actividades, en la página de ENDESA http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm.
- _____ (2004): Informe anual 2003. Informe de actividades, en la página de ENDESA http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm.
- Fernández, Miguel y Enrique Birhuet (2002), "Resultados de la reestructuración energética en Bolivia", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 42 (LC/L.1728-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), abril. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.02.II.G.38.
- Hermes de Araujo, Joao Lizardo (2000), "Investment in the Brazilian ESI- GAT went wrong? What should be done?", Instituto de Economía da Universidade Federal de Río de Janeiro, Río de Janeiro, Brasil.
- Horta Nogueira, Luiz A. (2005), "Perspectivas de sostenibilidad energética en los países de la Comunidad Andina", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 83 (LC/L.2240-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), marzo. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.04.II.G.160.

- IBERDROLA S.A. (2007), "Informe de sostenibilidad 2006", en <http://www.iberdrola.es/wcorp>.
- Joskow, Paul (2001), "California's electricity market meltdown", 7 de junio.
- Kosulj, Roberto (2005), "Crisis de la industria del gas natural en Argentina", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 88 (LC/L.2282-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), marzo. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.05.II.G.34.
- _____ (2004), "La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 77 (LC/L.2195-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), diciembre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.04.II.G.122.
- _____ (2002), "Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 46 (LC/L.1761-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), julio. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.02.II.G.76.
- _____ (2000), "Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 14 (LC/L.1450-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), noviembre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.00.II.G.124.
- Labadía, Alberto (2004), "República Dominicana: perro flaco, pura pulga", AméricaEconomía N° 272, Santiago, Chile, 12 de marzo.
- Lamech, Ranjit y Kazan Sabed (2003), "What international investors look for when investing in developing countries: results from a survey of international investors in the power sector", Energy and Mining Sector Discussion Paper, N° 6, Washington, D.C., Banco Mundial, mayo.
- Lutz, Wolfgang (2001), "Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 26 (LC/L.1563-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), junio. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.01.II.G.106.
- Maldonado, Pedro y Benjamín Herrera (2007), "Sostenibilidad y seguridad de abastecimiento eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la Ley 20.018", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 118 (LC/L.2661-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), enero. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.07.II.G.12.
- Maldonado, Pedro y Rodrigo Palma (2004), "Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en los países del Sur", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 72 (LC/L.2158-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), julio. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.04.II.G.86.
- Maldonado, Pedro (2003), "Coherencia de las políticas públicas y su traducción en esquemas regulatorios consistentes", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 62 (LC/L.1960-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), septiembre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.03.II.G.116.
- Muñoz Ramos, Alfredo (2004), "Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 73 (LC/L.2661-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), julio. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.04.II.G.87.
- Monteiro, Solange (2007): "A paso lento", en AméricaEconomía, Nro. 339, Santiago, Chile, 21 de abril.
- OLADE/CEPAL/GTZ (2000), "Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas", Quito, Ecuador.
- Pistonesi, Héctor (2001), "Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas", serie Gestión Pública, N° 15 (LC/L.1659-P), Santiago de Chile, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), Proyecto ILPES/CAF "Marco regulador, privatización y modernización del Estado", diciembre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.01.II.G.193.
- _____ (2000), "Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma", serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 10 (LC/L.1402-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), julio. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.00.II.G.77.
- Rozas, Patricio (2005), "Privatización, reestructuración industrial y prácticas regulatorias en el sector telecomunicaciones", serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 93, (LC/L. 2331-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), junio. Publicación de las Naciones Unidas, LC/L.2331-P, Santiago, Chile.

- _____ (1999), “La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para la evaluación de la institucionalidad regulatoria”, serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 5, (LC/L.1284-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), diciembre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de Venta: S.99.II.G.55.
- _____ (1999a), “Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política”, Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”, Serie Medio Ambiente y Desarrollo Nro. 14 (LC/L.1187), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), marzo.
- _____ y G. Marín (1989), “1988: el ‘Mapa de la Extrema Riqueza’ diez años después”, Ediciones Chile América CESOC, Santiago, Chile.
- Ruiz-Caro, Ariela (2006), “Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe”, serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 106 (LC/L.2506-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), abril. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.06.II.G.38.
- Sánchez-Albavera, Fernando (2008), “Crisis y conflictos regulatorios en los servicios eléctricos de América Latina”, inédito, Santiago, Chile.
- Sánchez-Albavera, Fernando y Hugo Altomonte (1997), “Las reformas energéticas en América Latina”, Serie Medio Ambiente y Desarrollo Nro. 1 (LC/L.1020), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), abril.
- Stoga, Alan (2004), “¿La próxima Haití?”, AméricaEconomía N° 283/284, Santiago, Chile, 13 de agosto.
- Stock, Gustavo (2007), “Pronóstico de mal tiempo”, AméricaEconomía N° 337, Santiago, Chile, 12 de marzo.
- Solanes, Miguel (1999), “Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado”, serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 2 (LC/L.1252-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), septiembre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta; S.99.II.G.35.
- Tunorosa, Andrea (2007), “De la mano de Chávez”, AméricaEconomía N° 338, Santiago, Chile, 4 de abril.
- Unión FENOSA (2007), “Informe anual 2006”, en www.unionFENOSA.es.
- _____ (2007a), “Unión FENOSA acuerda la venta de su participación en la distribuidora de Manila por 250 millones de dólares”, en www.salacomunicación.unionFENOSA.es, 5 de julio.
- _____ (2001), “Informe anual 2000”, en www.unionFENOSA.es.
- Vega, Francisca (2006), “El codiciado viento de Latinoamérica”, en AméricaEconomía N° 335, Santiago, Chile, 15 de diciembre.
- _____ (2005), “Bonos de carbono: ecología con interés”, en AméricaEconomía N° 309, Santiago, Chile, 30 de septiembre.
- Vera, Héctor y Gustavo Stok (2000): “El juego de los españoles”, en AméricaEconomía N° 188, Santiago, Chile, 27 de julio.



NACIONES UNIDAS

Serie

C E P A L

recursos naturales e infraestructura

Números publicados

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en

www.cepal.org/publicaciones

143. Crisis económica y energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.3032-P), N° de venta S.09.II.G.37 (US\$ 10,00), 2009.
142. Los desafíos del sistema de transporte en los países sin litoral de América del Sur, Gordon Wilmsmeier y Ricardo J Sánchez (LC/L.3013-P), N° de venta E.09.II.G.23 (US\$ 10,00), 2009.
141. Fomento de la eficiencia de las empresas estatales de agua potable y saneamiento, Raquel Alfaro Fernandos (LC/L.3011-P), N° de venta S.09.II.G.18 (US\$ 10,00), 2009.
140. Maritime sector and ports in the Caribbean: the case of CARICOM countries, Ricardo J. Sánchez y Gordon Wilmsmeier (LC/L.3008-P), N° de venta E.09.II.G.20 (US\$ 10,00), 2009.
139. Internacionalización y estrategias empresariales en la industria eléctrica de América Latina: los casos de IBERDROLA y Unión Fenosa, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.2961-P), N° de venta S.08.II.G.74 (US\$ 10,00), 2008.
138. Desarrollo vial e impacto fiscal del sistema de concesiones en Colombia, Olga Lucía Acosta, Patricio Rozas Balbontín y Alejandro Silva (LC/L.2955-P), N° de venta S.08.II.G.69 (US\$ 10,00), 2008.
137. Séminaire sur la Régulation des Services d'infrastructure "Eau et électricité", Santiago du Chili, 18 et 19 octobre 2007 (LC/L.2954-P), N° de venta F.08.II.G.68 (US\$ 10,00), 2008.
136. Las leyes generales del ambiente y los códigos de minería de los países andinos. Instrumentos de gestión ambiental y minero ambiental, Catalina Moreno Morales y Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2953-P), N° de venta S.08.II.G.67 (US\$ 10,00), 2008.
135. Estudio sobre empresas energointensivas y su posible contribución a programas de eficiencia energética, Pedro Maldonado (LC/L.2909-P), N° de venta S.08.II.G.44 (US\$ 10,00), 2008.
134. Conceptos básicos para entender la legislación ambiental aplicable a la industria minera en los países andinos, Catalina Moreno y Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2893-P), N° de venta S.08.II.G.30 (US\$ 10,00), 2008.
133. Internacionalización y estrategias empresariales en la industria eléctrica de América Latina: el caso de ENDESA, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.2885-P), N° de venta S.08.II.G.22 (US\$ 10,00), 2008.
132. Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur, Roberto Kozulj (LC/L.2871-P), N° de venta S.08.II.G.14 (US\$ 10,00), 2008.
131. Estudio comparativo de la gestión de los pasivos ambientales mineros en Bolivia, Chile, Perú y Estados Unidos, Angela Oblasser y Eduardo Chaparro Ávila, (LC/L.2869-P), N° de venta S.08.II.G.13 (US\$ 10,00), 2008.
130. El aporte del sector minero al desarrollo humano en Chile: el caso de la región de Antofagasta, Jeannette Lardé, Eduardo Chaparro y Cristian Parra (LC/L.2845-P), N° de venta S.07.II.G.166 (US\$ 10,00), 2007.
129. Revisiting privatization, foreign investment, international arbitration, and water, Miguel Solanes and Andrei Jouravlev (LC/L.2827-P), Sales N° E.07.II.G.151 (US\$ 10,00), 2007.
128. La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial, Ariela Ruiz Caro (LC/L.2828-P), N° de venta S.07.II.G.152 (US\$ 10,00), 2007.
127. Report on maritime transport and the environment for Latin America, Bart Boon (LC/L.2792-P), Sales N° E.07.II.G.126 (US\$ 10,00), 2007.
126. Servicios de agua potable y alcantarillado en la ciudad de Buenos Aires, Argentina: factores determinantes de la sustentabilidad y el desempeño, María Begoña Ordoqui Urcelay (LC/L. 2751-P), N° de venta S.07.II.G.88 (US\$ 10,00), 2007.
125. Buenas prácticas en la industria minera: el caso del Grupo Peñoles en México, Eduardo Chaparro (LC/L. 2745-P), N° de venta S.07.II.G.81 (US\$ 10,00), 2007.
124. Infraestructura y servicios de transporte ferroviario vinculados a las vías de navegación fluvial en América del Sur, Gordon Wilmsmeier (LC/L.2737-P), N° de venta S.07.II.G.75 (US\$ 10,00), 2007.

- 123.** Servicios urbanos de agua potable y alcantarillado en Chile: factores determinantes del desempeño, Soledad Valenzuela y Andrei Jouravlev (LC/L.2727-P), N° de venta S.07.II.G.65 (US\$ 10,00), 2007.
- 122.** Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos, Humberto Campodónico (LC/L.2711-P), N° de venta S.07.II.G.59 (US\$ 10,00), 2007.
- 121.** La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado, Humberto Campodónico (LC/L.2688-P), N° de venta S.07.II.G.39 (US\$ 10,00), 2007.
- 120.** La agenda minera en Chile: revisión y perspectivas, Juan Carlos Guajardo B. (LC/L.2674-P), N° de venta S.07.II.G.23 (US\$ 10,00), 2007.
- 119.** Mercado de energías renovables y mercado del carbono en América Latina: Estado de situación y perspectivas, Lorenzo Eguren (LC/L.2672-P), N° de venta S.07.II.G.22 (US\$ 10,00), 2007.
- 118.** Sostenibilidad y seguridad de abastecimiento eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la Ley 20.018, Pedro Maldonado y Benjamín Herrera (LC/L.2661-P), N° de venta S.07.II.G.12 (US\$ 10,00), 2007.
- 117.** Efectos económicos de las nuevas medidas de protección marítima y portuaria, Martín Sgut (LC/L.2615-P), N° de venta S.06.II.G.140 (US\$ 10,00), 2006.
- 116.** Oportunidades de negocios para proveedores de bienes, insumos y servicios mineros en Chile, Guillermo Olivares y Armando Valenzuela. Retirada
- 115.** Instrumentos para la toma de decisiones en políticas de seguridad vial en América Latina, José Ignacio Nazif, Diego Rojas, Ricardo J. Sánchez y Álvaro Velasco Espinosa (LC/L.2591-P), N° de venta S.06.II.G.121 (US\$ 10,00), 2006.
- 114.** La importancia de la actividad minera en la economía y sociedad peruana, Miguel E. Santillana (LC/L.2590-P), N° de venta S.06.II.G.120 (US\$ 10,00), 2006.
- 113.** Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: análisis de experiencias internacionales, Oscar Figueroa y Patricio Rozas (LC/L.2586-P), N° de venta S.06.II.G.119 (US\$ 10,00), 2006.
- 112.** Indicadores de productividad para la industria portuaria. Aplicación en América Latina y el Caribe, Octavio Doerr y Ricardo Sánchez (LC/L.2578-P), N° de venta S.06.II.G.108 (US\$ 10,00), 2006.
- 111.** Water governance for development and sustainability, Miguel Solanes y Andrei Jouravlev (LC/L.2556-P), N° de venta S.06.II.G.84 (US\$ 10,00), 2006.
- 110.** Hacia un desarrollo sustentable e integrado de la Amazonía, Pedro Bara Nieto, Ricardo J. Sánchez, Gordon Wilmsmeier (LC/L.2548-P), N° de venta S.06.II.G.76 (US\$ 10,00), 2006.
- 109.** Minería y competitividad internacional en América Latina, Fernando Sánchez-Albavera y Jeannette Lardé (LC/L.2532-P), N° de venta S.06.II.G.59 (US\$ 10,00), 2006.
- 108.** Desarrollo urbano e inversiones en infraestructura: elementos para la toma de decisiones, Germán Correa y Patricio Rozas (LC/L.2522-P), N° de venta S.06.II.G.49 (US\$ 10,00), 2006.
- 107.** Los ejes centrales para el desarrollo de una minería sostenible, César Polo Robilliard (LC/L.2520-P), N° de venta S.06.II.G.47 (US\$ 10,00), 2006.
- 106.** La integración energética en América Latina y el Caribe, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2506-P), N° de venta S.06.II.G.38 (US\$ 10,00), 2006.

- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: publications@cepal.org.

Nombre:

Actividad:

Dirección:

Código postal, ciudad, país:

Tel.:..... Fax:.....E.mail:.....