



**Rozas Balbontín, Patricio**

Internacionalización y expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina [texto impreso] / Patricio Rozas Balbontín. – 1ª ed. – Santiago: LOM Ediciones, 2009. 270 p.: 16x21 cm.– (Colección Ciencias Humanas)

I.S.B.N.: 978-956-00-0089-7

I. Empresas Eléctricas-América Latina 2. Energía  
I. Título. II. Serie

Dewey : 621.3.-- cdd 21

Cutter : R893i

Fuente: Agencia Catalográfica Chilena

© Naciones Unidas

© LOM Ediciones

Primera edición, 2009

I.S.B.N.:978-956-00-0089-7

Diseño, Composición y Diagramación:

Editorial LOM. Concha y Toro 23, Santiago

Fono: (56-2) 688 52 73 Fax: (56-2) 696 63 88

web: [www.lom.cl](http://www.lom.cl)

e-mail: [lom@lom.cl](mailto:lom@lom.cl)

Impreso en los talleres de LOM

Miguel de Atero 2888, Quinta Normal

Fonos: 716 9684 - 716 9695 / Fax: 716 8304

Impreso en Santiago de Chile

621.3  
R893I  
2007  
c.1

PATRICIO ROZAS BALBONTÍN

# **Internacionalización y expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina**



900035498 - BIBLIOTECA CEPAL



Prólogo	7
Introducción	9
<b>PRIMERA PARTE</b>	
<b>Internacionalización y estrategias corporativas de las empresas eléctricas españolas</b>	<b>17</b>
I. Antecedentes de la expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina	19
A. Evolución de la inversión extranjera directa (IED) en América Latina en el período 1990-2007	20
B. La emergencia de América Latina como destino principal de la inversión española en el exterior	24
C. Evolución del marco legal regulador del sistema eléctrico español	30
D. Reformas y privatización del sector eléctrico en América Latina	39
II. Las estrategias de expansión de Endesa en América Latina	51
A. Introducción	51
B. Importancia de empresas filiales y coligadas latinoamericanas en los negocios del Grupo	57
C. Estructura empresarial industrial del Grupo	66
D. Internacionalización y expansión de Endesa en América Latina	81
E. El ingreso de Endesa al sector eléctrico de Chile	95
F. Nuevas inversiones y situación actual de Endesa en Chile	113

III. Las estrategias de expansión de Iberdrola en América Latina	121
A. La internacionalización de Iberdrola en la década de 1990	125
B. El posicionamiento actual de Iberdrola en América Latina y el Caribe	146
IV. Internacionalización y estrategias corporativas de Unión Fenosa	161
A. Colombia	169
B. Costa Rica	172
C. Nicaragua	172
D. México	173
E. República Dominicana	174
<b>SEGUNDA PARTE</b>	
<b>Las estrategias de las empresas eléctricas españolas en escenarios de crisis</b>	177
V. Trasfondos de las crisis de suministro eléctrico	179
A. Las crisis de suministro eléctrico en Chile y Brasil: ¿sólo problemas de sequía?	179
B. El efecto de las devaluaciones cambiarias en Argentina, Brasil y otros países	189
C. Las crisis de suministro en Nicaragua y República Dominicana y Unión Fenosa	194
VI. La redefinición de las estrategias corporativas de los grupos españoles de energía	199
A. Reestructuración corporativa	199
B. Concentración territorial	210
C. Reestructuración financiera	212
D. Impulso a la generación de energías renovables y limpias	227
E. Integración energética	232
VII. Conclusiones	235
Bibliografía	253

Este nuevo libro que presenta la CEPAL contiene un análisis de los procesos de internacionalización, expansión e inversión en América Latina por los cuales han atravesado las empresas de electricidad españolas en las dos últimas décadas. Se refiere también a su contribución al desarrollo y la modernización de esta industria en la región y a las importantes repercusiones que han tenido en las políticas energéticas y regulatorias del sector.

Se destacan cuatro aspectos esenciales: i) los factores de causalidad tanto de la internacionalización como de la expansión en América Latina de los tres grupos eléctricos españoles que operan en la región: ENDESA, Iberdrola y Unión Fenosa; ii) las estrategias de inserción seguidas indistintamente por estas empresas según las características de los sistemas eléctricos de los países latinoamericanos, sus marcos normativos e institucionales y la perspectiva de desarrollo de sus respectivos mercados; iii) las decisiones adoptadas por las empresas españolas para hacer frente a los críticos escenarios que se configuraron en los primeros años del presente siglo y que en varios casos significaron el retiro de importantes operadores estadounidenses y europeos del mercado eléctrico regional e incluso la quiebra de las empresas matrices en los países de origen, y iv) el perfil actual de la inserción de los grupos eléctricos españoles en América Latina, sus implicancias de política y desafíos regulatorios.

Para la CEPAL, la edición de este libro, copublicado con LOM Ediciones, representa un valioso aporte al análisis de casos de estrategia empresariales corporativas en la región. En él se tratan las intensas reformas aplicadas en los años noventa a las industrias de servicios de infraestructura básica en América Latina, Europa y especialmente España. En este caso los actores económicos –empresas eléctricas españolas, Estado y políticas públicas– se transforman en el vector central de la investigación. De esta manera, la propuesta metodológica es a la vez una propuesta de análisis de los problemas sectoriales.

Otro aspecto relevante de este trabajo es que refleja las fallas de la actividad regulatoria y los marcos legales, o del diseño de las políticas públicas, cuyas características influyen en el desempeño de las empresas de servicios de infraestructura básica. Se plantea que muchos problemas relacionados con el suministro de energía eléctrica en la región obedecen en parte a las debilidades y vacíos de los marcos regulatorios del sector y a las características que asumió su internacionalización.

Resulta de gran interés el examen de los mecanismos empleados por cada grupo de empresas eléctricas españolas para insertarse y consolidar una posición de mercado en los países latinoamericanos. Los resultados obtenidos y las perspectivas de desarrollo que alcanzaron están sumamente condicionados por tales mecanismos, los que han tenido una incidencia fundamental en el desarrollo y la modernización del sistema eléctrico latinoamericano y su capacidad para atender la creciente demanda de energía derivada del crecimiento económico.

En definitiva, este libro permite tener un mejor conocimiento de las estrategias aplicadas por las empresas eléctricas españolas en relación con su proceso de internacionalización y, por otro lado, extraer enseñanzas útiles para los gobiernos de la región acerca de cómo optimizar la contribución al desarrollo de la industria eléctrica de América Latina por parte de las operadoras internacionales del sector.

ALICIA BÁRCENA IBARRA  
Secretaria Ejecutiva  
Comisión Económica para América Latina y el Caribe

# Introducción

La privatización de los complejos eléctricos y empresas estatales en un número importante de países latinoamericanos –principalmente Argentina, Brasil, Colombia, Chile, Perú y Venezuela, además de la mayoría localizada en el istmo centroamericano– generó atractivas oportunidades de inversión para las empresas eléctricas estadounidenses y europeas que estaban interesadas en desarrollar su internacionalización y expansión en diferentes mercados, y obtener un mayor peso específico en el plano internacional. 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 introdujo en Estados Unidos y en los países miembros de la Unión Europea.

En América Latina, el nuevo escenario que se fue configurando durante la segunda mitad de los años ochenta y más generalizadamente en la década de 1990, sobre la base de la aplicación de reformas de naturaleza fiscal, significó una masiva llegada de capital extranjero a los países de la región, especialmente en América del Sur. 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. De hecho, según datos del Banco Mundial, poco menos de un tercio de la recaudación fiscal asociada a la privatización mundial de empresas y activos estatales durante los años noventa se relacionó con la actividad energética.

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 en la región latinoamericana, a pesar de que Brasil y México no privatizaron sus monopolios petroleros, decisión que también se extendió al sector eléctrico en el caso de México.

En una primera fase, las empresas estadounidenses y europeas de energía, especialmente ibéricas, procuraron ganar posiciones 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 de los años ochenta. 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 sí 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.

Esto significó que varias de las empresas extranjeras que buscaban internacionalizarse en América Latina solo 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. En otros casos, debido a la decisión de no privatizar los activos eléctricos que adoptaron algunos de los gobiernos, las empresas internacionales desarrollaron proyectos nuevos de inversión en las áreas en 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 todas estas situaciones en que se conjugaron privatizaciones, adquisiciones (operaciones del tipo *take-over*) y asociaciones público privadas (APP), las empresas españolas Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa han jugado y continúan jugando un importante papel.

Así, el marco general de la inserción de las empresas estadounidenses y europeas en la industria energética de América Latina lo constituye no solo la privatización de las empresas eléctricas que se implementó en 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.

El propósito principal de este libro es analizar tanto el proceso de internacionalización de las empresas eléctricas españolas que realizaron importantes inversiones en el sector eléctrico de América Latina, como el grado de contribución al desarrollo y modernización de la industria eléctrica de la región. Por esta razón, el hilo conductor del libro hace especial hincapié en cuatro aspectos esenciales de tal proceso: i) los determinantes tanto de

la internacionalización como de la expansión en América Latina de los tres principales grupos eléctricos españoles; ii) las estrategias de inserción seguidas indistintamente por estas empresas según las características de los sistemas eléctricos de los países latinoamericanos, sus marcos normativos e institucionales y la perspectiva de desarrollo de sus respectivos mercados; iii) las decisiones adoptadas por las empresas españolas para hacer frente a los críticos escenarios que se configuraron en los primeros años de la década del 2000, y iv) el perfil actual de su inserción en América Latina.

Las preguntas que este análisis ha intentado responder se refieren, en primer término, al conjunto de elementos y factores que explican el porqué las empresas eléctricas españolas deciden internacionalizarse; el porqué la decisión se adoptó e implementó en la segunda mitad de los años noventa y no a fines de los ochenta, cuando este proceso se inició en Chile, o a comienzos de los noventa, cuando varios países latinoamericanos pusieron en marcha sus respectivos procesos de privatización de sus activos eléctricos; el porqué las empresas eléctricas españolas orientaron su internacionalización hacia América Latina y no hacia otras economías que también iniciaban su apertura a la inversión extranjera; y el porqué las empresas españolas lograron consolidar su posición en la industria eléctrica de América Latina a pesar de la dura competencia que debieron librar con operadores estadounidenses y de algunos países europeos.

En la búsqueda de las respuestas a este primer grupo de preguntas, el análisis se concentró en varios aspectos políticos e institucionales que definen el marco general de la internacionalización de las empresas eléctricas españolas. Específicamente, se revisaron los siguientes grupos de aspectos condicionantes de dicho proceso: i) la evolución del marco legal regulador del sector eléctrico español a raíz del ingreso de España a la Unión Europea; ii) las normativas comunitarias que debieron ser adoptadas en consecuencia; y iii) las reformas aplicadas en el sector eléctrico de los principales países latinoamericanos durante los años ochenta y noventa, que significaron la venta de activos y empresas eléctricas con un fuerte potencial de desarrollo, estimado este último sobre la base de las tasas de consumo energético –muy por debajo de las alcanzadas en los países europeos–, la proyección de tasas de crecimiento y expansión económica muy por encima de las esperadas en las economías de los países desarrollados, y las mejoras de gestión y eficiencia que podían ser incorporadas al desempeño de las empresas adquiridas.

La relevancia de las preguntas formuladas en este primer tópico del estudio realizado reside en la incidencia que los aspectos mencionados han tenido sobre el desempeño de las empresas en los años más recientes, especialmente

en América Latina, lo que permitirá comprender que las diversas situaciones negativas que se han producido en la región latinoamericana en relación con la provisión de energía eléctrica no solo han estado relacionadas con las debilidades y vacíos de los marcos reguladores del sector, o con las inconsistencias de las políticas energéticas aplicadas en los países latinoamericanos, sino, además, con las características que asumió la internacionalización del sector y que se reflejan en las conductas estratégicas seguidas por cada operador.

Adicionalmente, este análisis fue contextualizado en el marco general de internacionalización de la economía española que se registró en los años noventa, de modo que la expansión emprendida por las empresas eléctricas fue entendida como parte integral de un doble proceso relacionado con la articulación tanto de España como de América Latina a la globalización de la economía internacional: la creciente afluencia de inversión extranjera directa hacia América Latina una vez que los países de la región superaron los efectos de la crisis de comienzos de los años ochenta, y el redescubrimiento de esta región como receptor privilegiado de la inversión española en el exterior.

El segundo grupo de preguntas que orientó la investigación persiguió el objetivo de profundizar el conocimiento existente sobre la incidencia que las *performances* de las empresas operadoras pueden alcanzar sobre el desarrollo y modernización del sector eléctrico de América Latina. En la perspectiva delineada, las interrogantes formuladas estuvieron referidas a la especificidad de los procesos de expansión e inserción en América Latina de las empresas eléctricas españolas investigadas.

Específicamente, lo que interesó precisar fueron dos aspectos esenciales de la inserción que cada grupo empresarial fue estructurando y consolidando a través del tiempo en los nuevos mercados que operan: por una parte, los mecanismos empleados por cada empresa para insertarse y consolidar una posición de mercado, en la medida que los resultados obtenidos y las perspectivas de desarrollo que las empresas han alcanzado en cada país –por lo tanto, de su contribución al crecimiento y modernización de los sistemas eléctricos– están fuertemente condicionados por tales mecanismos; por otra parte, el peso relativo de las filiales latinoamericanas en las cifras agregadas de negocios del grupo, especialmente en relación con las ventas, resultados operacionales y utilidades.

Ambos aspectos de la inserción (mecanismos y peso relativo en las cifras de negocios agregadas) han sido tratados en relación con: los montos de inversión involucrados, las alícuotas de participación de mercado en cada segmento, sector y país; las estrategias corporativas y las alianzas interempresariales locales e internacionales, entre otros aspectos relevantes que

fueron revisados, con el propósito de obtener una visión lo más completa posible sobre las fortalezas y debilidades observables en cada experiencia.

El análisis de los antecedentes compilados permitió establecer la evolución de la estructura industrial de cada grupo empresarial, que conforme se profundizaba su internacionalización, mutaba en nuevas características de su estructura organizacional como conglomerado de empresas, lo que tiene una incidencia principal en la eficacia regulatoria. De esta manera, desde la perspectiva de las políticas públicas, los tomadores de decisiones no solo obtienen claridad respecto de los escenarios que se configuraron en cada país a partir de la implementación de medidas determinadas (mejores prácticas y experiencias no deseables), sino, además, de las estrategias globales seguidas por las empresas que en no pocas ocasiones están llamadas a implementarlas.

El tercer grupo de preguntas que orientó la investigación se refiere a la determinación del impacto de las crisis energéticas, económicas y financieras que se produjeron a comienzos de la década del 2000 en varios de los países de la región, lo que incidió sobre los niveles y ritmos de expansión de los tres grupos empresariales investigados y, principalmente, sobre su perfil industrial, lo que determinó, en mayor o menor grado, cambios en la estrategia de internacionalización que tales grupos de empresas habían seguido hasta el 2002. Asimismo, el tercer grupo de preguntas se refiere a las respuestas esgrimidas por cada conglomerado a los desafíos planteados por estos escenarios de crisis y a su situación actual en la región, determinándose su contribución efectiva a la ampliación y modernización de los sectores eléctricos de cada país, elemento principal del análisis y evaluación de las reformas del sector en América Latina.

Varias son las preguntas que se ha intentado responder en relación con este tópico en los dos capítulos finales de este análisis del proceso de internacionalización y expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina. En primer lugar, se buscó 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 solo 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 solo 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, lo que implica que sus cuotas de responsabilidad, si las hubiere, deberían ser distintas. Estas mismas diferencias estratégicas determinaron niveles de impacto diferentes en sus posibilidades de desarrollo y expansión, y generaron 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 los capítulos finales estuvo ligada a las respuestas esgrimidas por los grupos eléctricos españoles 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?

Las respuestas dadas a estas interrogantes abarcaron un conjunto de temáticas que se relacionaron principalmente con una redefinición del proyecto empresarial que las empresas españolas del sector habían definido a fines de los años noventa al iniciar su internacionalización y expansión en América Latina. A partir de 2002, se observa un claro proceso de reestructuración corporativa que sepulta el proyecto de desarrollo de empresas globales proveedoras de múltiples servicios domiciliarios que había orientado las decisiones estratégicas

adoptadas en la segunda mitad de los años noventa. Dicho proceso no solo ha implicado una concentración territorial de las inversiones y de las actividades que cada grupo de empresas ha decidido potenciar, en desmedro de América Latina, buscando una mayor integración de la cadena de valor de la producción energética y un mejor aprovechamiento de las nuevas tecnologías disponibles. Además, tal redefinición ha implicado una profunda reestructuración financiera mediante la implementación de un conjunto de medidas orientadas a lograr fuertes aumentos de capital, radical reestructuración de sus pasivos y, ciertamente, la liquidación de activos que ya no sirven al nuevo diseño de proyecto empresarial. Asimismo, dicho proceso ha implicado relevar nuevos temas que pueden alcanzar una gran importancia para el futuro energético de América Latina, como son el impulso a la generación de energías renovables y limpias, y la integración energética.

Los antecedentes compilados y respuestas obtenidas en los tópicos abordados a lo largo de los capítulos que se presentan a continuación permiten tener no solo un mejor conocimiento de las estrategias aplicadas por las empresas eléctricas españolas en relación con su proceso de internacionalización –objeto de estudio de esta investigación–, 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. La provisión eficiente de los servicios de infraestructura es uno de los aspectos más importantes de las políticas de desarrollo, especialmente en aquellos países que han orientado su crecimiento hacia el exterior, no siempre adecuadamente ponderados en las políticas que los gobiernos de la región ponen en ejecución.



PRIMERA PARTE

Internacionalización y estrategias corporativas  
de las empresas eléctricas españolas



# I. Antecedentes de la expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina

La internacionalización de las empresas eléctricas españolas tuvo por trasfondo varios elementos contenidos en el proceso de globalización de la economía mundial, relacionados con la integración de España a la Unión Europea a mediados de los años ochenta, la afluencia de nuevas corrientes de capital hacia América Latina en los años noventa y los nuevos patrones de organización empresarial y corporativa surgidos en la última parte del siglo XX, al amparo de la profunda transformación de las estructuras productivas que generó el desarrollo de la informática y las tecnologías de telecomunicaciones.

Por lo tanto, el análisis del proceso de internacionalización de las tres mayores empresas eléctricas de España –Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa– se inscribe en un contexto en que convergen, por una parte, los efectos de la incorporación de España a la Unión Europea sobre la industria eléctrica –específicamente las posibilidades de expansión empresarial y las condiciones de competencia instituidas en su marco legal regulador– y, por otra parte, la radical transformación de los sistemas eléctricos de un significativo número de países de la región latinoamericana, como consecuencia de las reformas estructurales que fueron aplicadas desde la segunda mitad de los años ochenta.

En este capítulo se procederá a revisar los principales aspectos relacionados con este proceso, que condicionan la decisión de estas empresas de ampliar e internacionalizar sus negocios, los mecanismos y modalidades de inserción en los mercados de América Latina, sus estrategias de expansión y sus políticas de alianzas interempresariales. En primer lugar, se hará un breve recuento de la evolución de los flujos de inversión extranjera directa (IED) en América Latina, especialmente de la inversión española durante los años noventa. En segundo lugar, se hará un análisis sucinto de las principales modificaciones del marco regulador del sector eléctrico español. Finalmente, se hará un visión genérica del proceso de reformas del sector eléctrico en América Latina.

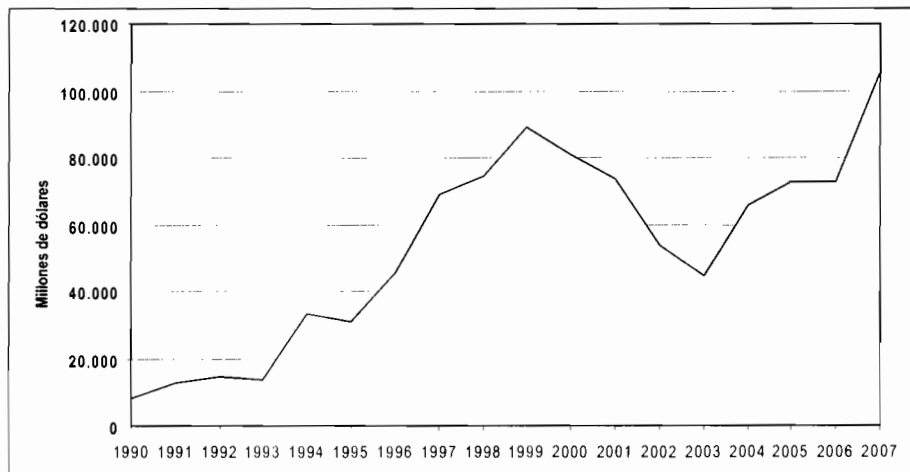
## **A. Evolución de la inversión extranjera directa (IED) en América Latina en el período 1990-2007**

Durante los años noventa la IED aumentó sostenidamente en América Latina y el Caribe (ver gráfico 1.1), como parte del proceso de expansión mundial de los flujos internacionales de capital que se desató a partir de 1990. La participación de los países latinoamericanos en las corrientes internacionales de capital dio lugar a entusiastas pronósticos acerca de las nuevas formas de inserción de América Latina en la economía mundial, conforme al proceso de globalización en curso y a la nueva división internacional del trabajo que éste conlleva.

En América Latina y el Caribe, el crecimiento de las corrientes de IED fue particularmente pronunciado a partir de 1995, a pesar de la crisis de México y de sus repercusiones en otros países de la región. El aumento de la IED perseveró en los años siguientes, sobreviviendo además a las dificultades que se presentaron con mayor intensidad en algunos países latinoamericanos, a raíz de la crisis surgida en el Sudeste asiático en 1997 y de la incidencia de factores internos asociados a la conducción macroeconómica.

La incorporación de América Latina y el Caribe a las corrientes de IED ha estado asociada a la internacionalización del sector servicios, tanto aquellos de utilidad pública como financieros, además de la explotación de recursos naturales en algunos países. Por cierto, para estos efectos fue necesario que los gobiernos latinoamericanos introdujeran importantes cambios en los marcos regulatorios que se aplicaban a las inversiones directas y se pusieran en práctica intensos programas de privatización, que incluyeron especialmente las empresas de servicios de utilidad pública y las entidades bancarias que fueron estatizadas por insolvencia en el marco de la crisis de los años ochenta.

Gráfico 1.1  
Inversión extranjera directa en América Latina y El Caribe, 1990-2007  
(Millones de dólares corrientes)



Fuente: CEPAL, División de Desarrollo Productivo y Empresarial.

Este proceso fue consistente con la importancia creciente de los servicios como área de interés para los inversionistas internacionales. En la medida que la economía mundial tiende a ser progresivamente una economía de servicios y que éstos son, en gran parte, bienes no transables (aunque en algunos casos, debido a los recientes cambios tecnológicos, han empezado a adquirir el carácter de bienes transables), el acceso a servicios eficientes ha empezado a depender de la IED, lo que deriva en su rápida internacionalización.

Como resultado del proceso de desregulación de las economías latinoamericanas se abrieron nuevas oportunidades de inversión en sectores anteriormente restringidos a la actividad privada en general y a la presencia de empresas extranjeras en particular. En la mayoría de los países de la región las industrias de servicios de utilidad pública fueron privatizadas, especialmente en las áreas de energía y de telecomunicaciones.

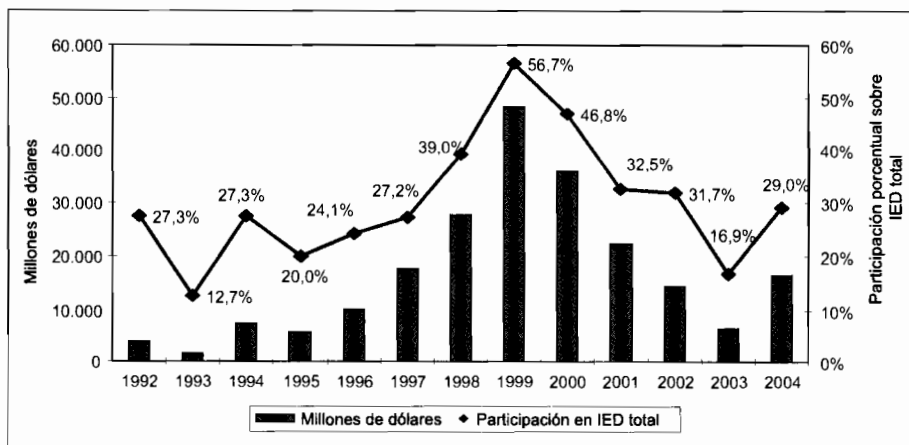
Específicamente, la privatización de la industria eléctrica avanzó fuertemente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Perú y Venezuela, tanto en lo que se refiere a las empresas que operan en el ámbito de la distribución como de la generación, aunque recientemente este proceso fue revertido en este último país mediante la nacionalización de Electricidad de

Caracas<sup>1</sup>. En algunos casos, la actividad de transmisión ha sido mantenida bajo la tutela del Estado para impedir que se constituyan situaciones de integración vertical de la industria bajo control privado, lo que puede obstruir el ingreso de nuevos actores al segmento de generación y dificultar, en consecuencia, el normal funcionamiento de los mecanismos de mercado. En otros casos, el Estado presionó fuertemente para que el actor dominante enajenara los activos de transmisión tras la privatización del sector.

La importancia de las inversiones emprendidas por empresas europeas fue creciente en el proceso consignado. La inversión originada en Europa aumentó progresivamente su participación en las corrientes de IED que se dirigieron a América Latina, a tal punto que en 1999 la inversión de este origen representó 56,7% de la IED ingresada a la región. En contraste, durante los años ochenta y hasta 1997, la inversión europea osciló en torno al 27% de las corrientes anuales de IED (ver gráfico 1.2).

Gráfico 1.2

Participación de Estados miembros de la Unión Europea en la inversión extranjera directa recibida por América Latina, 1992-2004 (Porcentaje)



Fuente: CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de antecedentes obtenidos de IMF (1992-2004), UNCTAD (1992-2002) y EUROSTAT (2003-2004).

<sup>1</sup> En 2007, el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela compró la participación de AES Corporation en el capital social de Electricidad de Caracas por 739 millones de dólares (CEPAL, 2008).

Esta mayor participación de las empresas europeas en la composición de la IED se mantuvo hasta 2003, cuando la fase expansiva de los flujos de inversión de dicho origen se revirtió por efecto de las dificultades que se produjeron en las mayores economías de la región, que en numerosos casos determinaron el retiro de las empresas europeas desde las economías receptoras o la disminución de los programas de inversiones, cuando no ocurrió su anulación definitiva o la suspensión temporal. En algunos casos, las dificultades que se produjeron en las mayores economías de la región se sumaron a los problemas de liquidez que empezaron a registrar algunas de las empresas que habían desarrollado parte importante de su proceso de internacionalización en América Latina. Estas habían incurrido en altos niveles de endeudamiento que se vincularon a la compra de activos latinoamericanos y al desarrollo de nuevas opciones tecnológicas, que no fueron capaces de cubrir adecuadamente conforme a los ingresos y utilidades que tales operaciones estaban generando. En dicho marco, el retiro de empresas inglesas, francesas e italianas de los sectores de energía, servicios de saneamiento y de telecomunicaciones de América Latina ha sido importante.

De hecho, a pesar de que la inversión europea en los mercados emergentes continuó su ascenso en la década del 2000, esta fue progresivamente disminuyendo en América Latina conforme los signos de crisis de algunas economías de la región se hacían más evidentes<sup>2</sup>. En 2002 incluso se registraron varios casos de desinversión neta en las economías de Argentina y Brasil, dos de los países más comprometidos, en donde las corrientes de capital provenientes de los países que hasta entonces habían sido el origen principal de los flujos ingresados desde Europa fueron menores que los capitales repatriados por los inversionistas del mismo origen que liquidaron sus activos. En los años más recientes, a pesar de la notoria recuperación de las economías de la región y de su cada vez más evidente capacidad de hacer frente a las oscilaciones de la economía mundial, los flujos de inversión directa europea no han recuperado el vigor de los años noventa, lo que parece estar en directa relación con la menor dinámica de crecimiento de las economías comunitarias y con las posiciones de mercado alcanzadas en las economías latinoamericanas por las empresas de ese origen, especialmente españolas, que se mantuvieron en la región.

Ciertamente, la explicación del notorio aumento de la inversión europea en América Latina hacia fines de los años noventa, respecto del comienzo del período y de la inversión que se origina en otros países, no se encuentra solo

---

<sup>2</sup> Según datos de The Statistical Office of the European Communities (Eurostat), la participación de América Latina en los flujos de inversión europea en los mercados emergentes disminuyó de 10,6% a 3,7% entre los años 2000 y 2003 (Eurostat, 2006).

en las oportunidades de los nuevos negocios que se generaron en el escenario latinoamericano –que fueron aprovechadas asimismo por inversionistas de América del Norte y de la propia América Latina, aunque en menor proporción– sino, también, por otros factores, derivados de la integración de las economías europeas y las nuevas condiciones de competencia que se generaron en la provisión de servicios de utilidad pública en los países del viejo continente. Esto se aprecia especialmente en el caso de las operaciones emprendidas por las empresas españolas, interesadas en la búsqueda de mayores tamaños críticos para hacer frente a condiciones de competencia más exigentes.

## **B. La emergencia de América Latina como destino principal de la inversión española en el exterior**

En general, las empresas provenientes de España han adquirido una importancia creciente en la economía mundial, en particular en la provisión de servicios de utilidad pública, ubicándose algunas de ellas entre las más grandes del mundo, como ocurre con Endesa y Telefónica. Específicamente, las empresas españolas han conseguido durante la década del 2000 posiciones de liderazgo en algunos de los principales mercados de servicios de América Latina, especialmente en los sectores de telecomunicaciones, energía, servicios de saneamiento y banca.

La hipótesis más aceptada para explicar este proceso postula que las empresas españolas buscaron acceso a los mercados de América Latina con el propósito de acrecentar su tamaño y mejorar sus condiciones de competencia respecto de las compañías líderes de la Unión Europea, las que amenazaban con desplazar a las empresas españolas del mercado hispano aprovechando su mayor competitividad y eficiencia en el marco del nuevo escenario que derivó de la incorporación de España a la Unión Europea (Yáñez, 2000; Rozas, 2001; Casilda, 2002; Rozas, 2003; Casilda, 2003)<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Entre las razones que se han dado para explicar la elección de América Latina como principal destino de las inversiones españolas en el exterior destacan las relevadas en el estudio de Ramón Casilda: i) la ventaja competitiva derivada de una comunidad cultural compartida, fruto del idioma, que permite transitar con fluidez por un mercado de 450 millones de personas, y a su vez adaptar con rapidez productos, tecnologías y modalidades de gestión; ii) el carácter emergente de la región latinoamericana, lo que implica que el potencial de su fuerte desarrollo poblacional constituye una solución al embudo demográfico español; iii) posibilidad de aumentar fuertemente los *stocks* de capital y los niveles de productividad; iv) perspectivas generales de crecimiento; y v) el alto grado de maduración de sectores españoles tales como el bancario o el de telecomunicaciones (Casilda, 2003).

La mayoría de las empresas que han protagonizado este proceso de internacionalización ha emergido de los monopolios legales estatales que existían con antelación y que exhibían un rezago tecnológico importante respecto de sus potenciales competidores europeos. De este modo su internacionalización emergió como una condición necesaria para su subsistencia en una economía abierta. Esta misma condición estuvo presente también en las empresas que fueron constituidas por capitales privados –como son los casos de Iberdrola y de Unión Fenosa–, cuya posición en el mercado español y sobrevivencia en el largo plazo estaban también potencialmente amenazadas por la apertura del sector eléctrico de España a la competencia internacional.

Los primeros pasos de la internacionalización de las grandes empresas españolas ocurrieron con bastante antelación a la privatización de las empresas estatales, de modo que su expansión en el exterior no debe entenderse solamente como consecuencia de los cambios ocurridos en su régimen de propiedad, sino más bien como el resultado de políticas orientadas en esa dirección, aplicadas por el gobierno español durante los años finales de la década de 1970 y el decenio de los ochenta.<sup>4</sup> Estas mismas políticas contribuyeron indirectamente a la internacionalización de Iberdrola y de Unión Fenosa.

La expansión en el exterior de las empresas españolas se inició a mediados de la década de 1970. A partir de 1974, empezaron a registrarse las primeras operaciones de inversiones españolas en el exterior, mostrando una tendencia a concentrarse en América Latina, en los países miembros de la Comunidad Económica Europea (CEE) y en los Estados Unidos, aunque con propósitos distintos. En general, las inversiones españolas realizadas en los países industrializados buscaban desarrollar redes comerciales para ampliar mercados y expandir exportaciones. En cambio, las inversiones españolas destinadas a América Latina tuvieron por objetivo principal insertarse en mercados del sector financiero (banca y seguros), que ofrecían una amplia apertura y desregulación, bajo nivel de bancarización, bajos costos relativos y buenas expectativas de crecimiento y rentabilidad (Mochón y Rampla, 1999; Yáñez, 2000; Rozas, 2001).

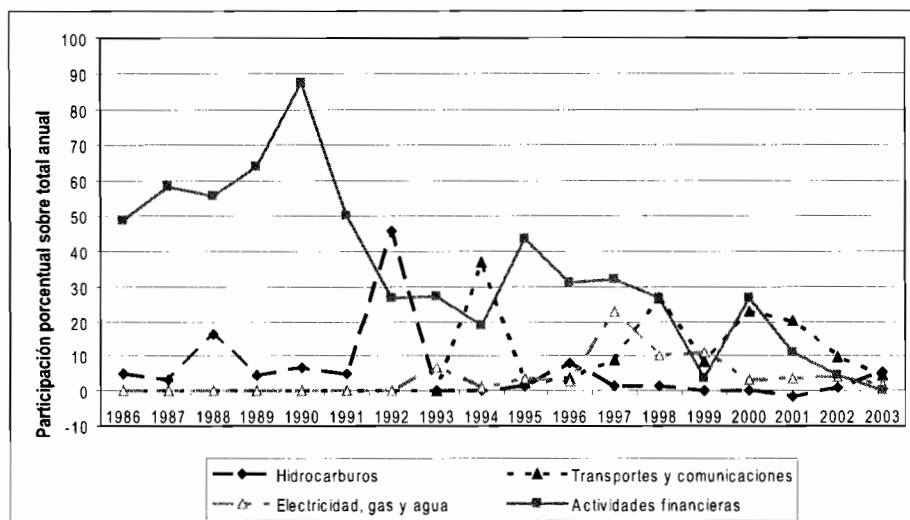
Durante la década de 1980, las inversiones hispanas perdieron importancia relativa en la región latinoamericana: el alto endeudamiento externo, la

---

<sup>4</sup> En 1978 España puso término a la política autárquica y proteccionista que la había orientado desde los años cincuenta y puso en marcha una estrategia de desarrollo sustentada en una política de apertura comercial cuya meta principal fue el ingreso a la Unión Europea y la adscripción a sus políticas, lo que se concretó en 1986. Simultáneamente se dio curso a la internacionalización de la economía española, se impulsó un fuerte desarrollo de la infraestructura, se apoyó la internacionalización de la pequeña y mediana empresa y se descentralizó la economía mediante la asignación de ciertas responsabilidades a las comunidades autónomas (CEPAL, 2008a).

retracción de la demanda agregada y la precaria solvencia de la mayoría de los países de la región desincentivaron el interés de las empresas españolas por aumentar su presencia en los mercados latinoamericanos. Durante esos años, la mayor parte de la afluencia de la inversión directa de España en el exterior se canalizó hacia los países de la UE, estimulada por el proceso de integración que se desarrollaba en Europa. En dicho período, gran parte del esfuerzo de internacionalización de las firmas españolas continuó concentrado en las actividades financieras y comerciales.

**Gráfico 1.3**  
**Importancia de actividades seleccionadas en la inversión española en el exterior, 1986-2003**



Fuente: OECD: International Direct Investment Statistics Yearbook, 2004.

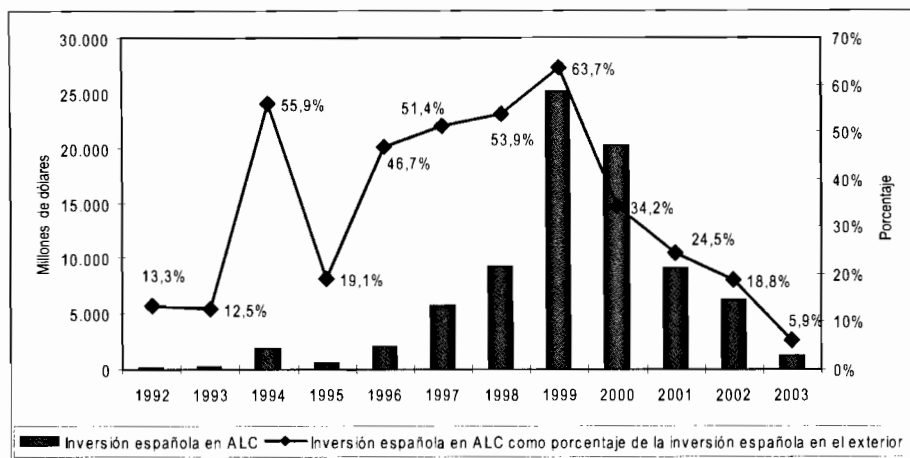
A partir de 1991 y durante los años noventa esta tendencia se revirtió y las inversiones españolas en América Latina nuevamente ganaron importancia, a la vez que las dirigidas a la UE comenzaron a reducirse como consecuencia de la desaceleración de la tasa de crecimiento de las áreas financiera y comercial de los países comunitarios<sup>5</sup>. La aplicación de importantes reformas estructurales en la mayoría de los países latinoamericanos hacia fines de los años ochenta y el inicio de un ciclo expansivo de las economías de la región, determinaron que nuevamente las empresas españolas depositaran su interés en América Latina. Casilda consignó que, como expresión de la renovación de este interés, las corrientes de inversión directa en España, tanto la recibida como la realizada, pasó del 3% del PIB, a principios de los noventa, a 10% del PIB a finales de los mismos (Casilda, 2003).

El renovado e incrementado interés de las empresas españolas se produjo, de esta manera, en un contexto que se caracterizó por la creciente liberalización de las economías latinoamericanas, las nuevas políticas de trato a la inversión extranjera y la privatización de las empresas estatales proveedoras de servicios básicos y de utilidad pública. Estos factores se sumaron a algunos elementos de la coyuntura económica de la región, tales como la fuerte recuperación de la demanda interna y la proyección de su crecimiento a tasas muy superiores a la de España, y principalmente, a la debilidad de los marcos legales regulatorios que permitían altos retornos de las inversiones. Todo ello renovó e incrementó el interés de los inversionistas españoles, que aprovecharon que sus potenciales competidores europeos canalizaban sus esfuerzos en insertarse en los mercados de Europa Oriental, recién abiertos a la inversión extranjera.

---

<sup>5</sup> Para algunos autores (v.gr., Calderón y Casilda, 2000; Casilda, 2003), la expansión de las empresas españolas se inició a comienzos de los años noventa mediante la participación de Telefónica e Iberia en los procesos regionales de privatización, empresas que fueron seguidas por Endesa y Repsol a mediados del decenio, a tal punto que la presencia de empresas españolas a comienzos de la década habría sido casi inexistente. No obstante, el análisis de Rozas y Marín (1989) ya consignaba a fines de los años ochenta una activa participación de los grupos Bancsto, Central, Hispano y Santander en varios de los países de la región, que desempeñaron un papel central en la posterior expansión de las empresas de servicios de utilidad pública de las cuales eran accionistas. Este papel de la banca en dicho proceso de expansión fue analizado en detalle por Mochón y Rampla (1999).

**Gráfico 1.4**  
**Inversión directa española en América Latina y El Caribe, 1992-2003**  
 (Millones de dólares corrientes y porcentaje)



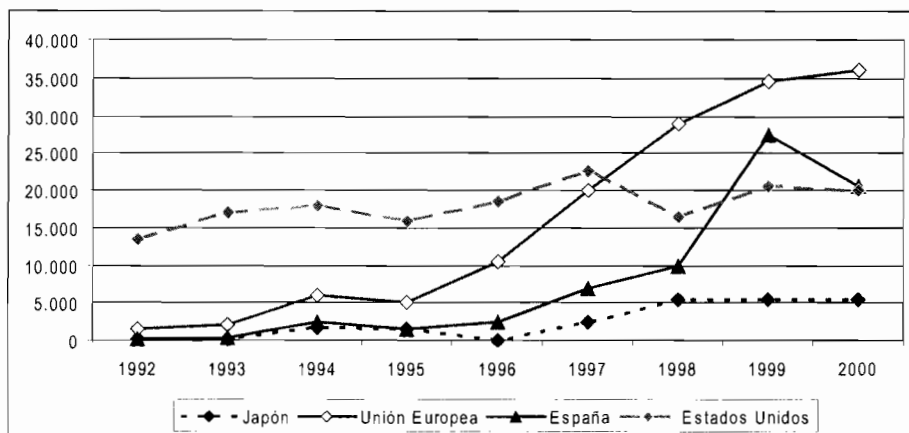
**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información publicada en el perfil de España, Mapa de la Inversión, UNCTAD.

En 1994, los mercados de los países latinoamericanos empezaron a ser predominantes en las inversiones españolas en el exterior, aumentando progresivamente su ponderación en los años siguientes. A fines de los años noventa poco menos de las dos terceras partes de la inversión directa española se dirigía hacia América Latina, constituyéndose España en el principal origen de los flujos de inversión directa ingresados en algunos de los países de la región. En esta fase, los montos invertidos fueron notoriamente mayores que los registrados en los años setenta—cuando recién se iniciaba la internacionalización de las empresas españolas—y fueron dirigidos predominantemente a la industria de provisión de servicios básicos y de utilidad pública, además del sector financiero (banca y seguros) (Rozas, 2001; Casilda, 2002).

Hacia fines de la década de los años noventa, España se transformó en el principal país de origen de la IED recibida por América Latina, superando por primera vez a Estados Unidos en 1999, que por décadas había ostentado dicha condición. Ello fue consecuencia de algunas grandes operaciones de toma de control (“take over”) emprendidas por empresas españolas, tales como la adquisición del grupo chileno Enersis-Endesa en 1997 y 1999, la adjudicación por Telefónica de una parte importante de los activos de Telebras en Brasil

y la compra de YPF en Argentina, ambas en 1999, además de las múltiples operaciones realizadas por los grupos financieros Santander y BBVA en diferentes países de la región.

Gráfico 1.5  
América Latina y el Caribe: flujos de inversión extranjera  
directa por orígenes seleccionados, 1992-2000  
(En millones de dólares corrientes)



**Fuente:** CEPAL, sobre la base de información de la Oficina de Estadística de las Comunidades Europeas (EUROSTAT) y la Oficina de Análisis Económico del Departamento de Comercio de los Estados Unidos.

A partir del 2000, las economías de América Latina empiezan a perder crecientemente su importancia en el destino de la inversión española en el exterior, revirtiéndose la tendencia registrada en la segunda mitad de los años noventa, a tal punto que en 2003 solo el 5,9% de la inversión directa de España en el exterior se dirige a América Latina. En esto influye decisivamente la crisis de Argentina y Brasil, dos de los principales receptores de la inversión española en América Latina, aunque tampoco es menor el impacto de las dificultades afrontadas por las empresas españolas en la implementación de nuevas líneas de negocios –v.gr., la participación de las empresas eléctricas en diversas ramas de la industria de telecomunicaciones–, el adelantamiento de la puesta en vigor de condiciones de competencia en los mercados de servicios de infraestructura y el cambio de la orientación estratégica de las principales empresas españolas, que sustituyeron en la medida de lo posible a América

Latina por Europa como espacio territorial para desarrollar la segunda fase de su internacionalización.

## **C. Evolución del marco legal regulador del sistema eléctrico español**

La explicación de la expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina abarca factores que no solo dicen relación con la oportunidad de hacer negocios de alta rentabilidad en los países latinoamericanos, sino, además, con factores que se vinculan con la evolución de la industria energética española en un contexto de apertura económica y escasez de los recursos naturales que se requieren para su funcionamiento.

A fines de los años noventa, las empresas españolas se preparaban para hacer frente a una situación que las afectaba directamente y que estaba en su conocimiento desde varios años antes: los países miembros de la UE contaban con una capacidad de generación que superaba en 50% la demanda efectiva. Parte importante de esta sobrecapacidad se explica por la interconexión entre las redes eléctricas locales que permite la venta expedita de energía entre los países comunitarios.

A mediados de los años noventa, los países europeos iniciaron la apertura de sus mercados de energía a la competencia internacional, estableciéndose en 1996, mediante la Directiva Comunitaria 96/92/EC, un mínimo de 30% de los mercados locales para operadores comunitarios, lo que implicó en el caso español que las empresas controladoras del mercado eléctrico debieron restringir su crecimiento en el mercado local durante los próximos años para hacer posible la incorporación de nuevos operadores a partir del 2007, año tope fijado por esta Directiva para contener el ingreso de nuevos competidores al mercado español, al igual que en los Países Bajos.

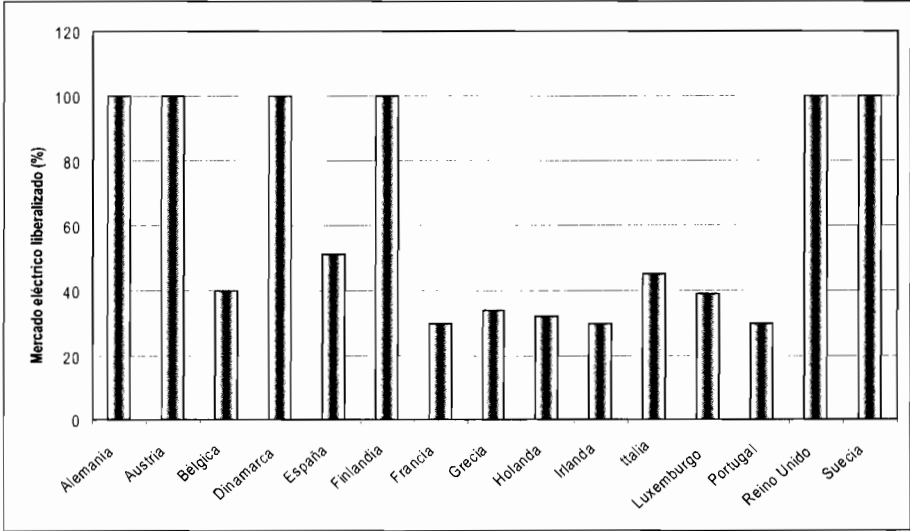
Sin embargo, a fines de los años noventa la presión sobre los gobiernos de los países comunitarios aumentó considerablemente en la búsqueda de una mayor apertura de los mercados de energía y una mayor celeridad de los plazos, debido a la notoria heterogeneidad que se había producido como consecuencia de los distintos ritmos de apertura del mercado eléctrico y del gas (ver gráfico 1.6).

Algunos países comunitarios habían adaptado rápidamente sus legislaciones nacionales a lo dispuesto en las directivas comunitarias 96/92/EC (mercado eléctrico) y 98/30/EC (mercado de gas) y habían liberalizado completamente sus mercados energéticos (Alemania, Austria, Dinamarca, Finlandia,

Reino Unido y Suecia). Otros países, en cambio, se habían acogido a los plazos dispuestos en dichos cuerpos normativos y presentaban diferentes grados de liberalización parcial de sus mercados energéticos (Bélgica, España, Francia, Grecia, Holanda, Irlanda, Italia, Luxemburgo, y Portugal). Algunos de estos países, incluso, no habían adoptado todavía aspectos fundamentales de ambas Directivas.

En correspondencia con las presiones que empezaban a hacerse sentir en la Unión Europea contra aquellas economías que presentaban un mayor rezago en la liberalización de sus mercados energéticos, en junio del 2000 el Gobierno de España aprobó el Real Decreto-ley 6/2000, que contiene un amplio conjunto de medidas regulatorias cuyo objetivo era promover un avance en la promoción de la competencia en diversos sectores económicos.

Gráfico 1.6  
Apertura del mercado eléctrico de Estados miembros de la Unión Europea, diciembre de 2000



Fuente: Endesa (2002).

Este nuevo instrumento tuvo un importante impacto sobre el sector eléctrico en cuestiones tales como las tarifas eléctricas, la normativa aplicable a los agentes del sistema, el desarrollo de nueva capacidad y los ingresos.

Un aspecto central de la normativa aprobada fue el impulso a la producción de energías renovables que las autoridades emitieron como señal indicadora de la modernización del parque de generación que habían definido como objetivo. Específicamente, el Real Decreto-ley 6/2000 autorizó a los comercializadores a suscribir contratos con agentes externos o con productores en régimen especial, es decir, aquellos agentes que producen electricidad mediante instalaciones de cogeneración o de energía renovables, para satisfacer la demanda de sus clientes o para vender la producción contratada en el mercado mayorista. Asimismo, otras disposiciones contenidas en el Decreto-Ley 6/2000 autorizaron a los productores acogidos al régimen especial a vender su energía directamente al mercado mayorista o a clientes calificados, lo que implicó fomentar la participación de este tipo de productores en el mercado energético español.

Paralelamente, el Real Decreto-Ley prohibió a las empresas generadoras españolas, hasta 2003, suscribir contratos con comercializadores para la venta de electricidad a clientes internos, lo que implicó que a las empresas eléctricas españolas se les cerró el camino para ampliar su posición de mercado mediante la generación convencional. Esta medida no solo favoreció el ingreso de operadores europeos al sector –promoviendo una estructura de mercado más competitiva–, sino, también, la diversificación de la matriz energética de España.

Otro aspecto central de la normativa aprobada en el 2000 fue el adelantamiento de los plazos definidos en 1997 respecto de la apertura total del mercado eléctrico. Según lo dispuesto por el Real Decreto-ley 6/2000, a contar del 1 de enero de 2003 –y no a partir de 2007 como se había acordado originalmente– los consumidores pudieron elegir suministrador o acudir directamente al mercado mayorista para adquirir electricidad. Asimismo, en el 2000 se amplió el umbral a partir del cual los consumidores podían elegir suministrador, rebajándose el límite de 1 GWh de consumo anual (47% del mercado eléctrico peninsular medido en volumen de energía) a una tensión de 1 kV (53% del mercado).

Las autoridades españolas promovieron asimismo una estructura de mercado más competitiva mediante la fijación de nuevos límites al desarrollo de nueva capacidad instalada para las empresas que superaban una determinada cuota de generación en el 2000, lo que afectó principalmente las posibilidades de crecimiento de Endesa e Iberdrola, las mayores operadoras del país.<sup>6</sup> En el caso

---

<sup>6</sup> Este principio, conocido como la doctrina Rato, ya había sido aplicado en dos oportunidades: la fusión entre el Banco Bilbao Vizcaya y Argentaria y en la alianza entre la entidad resultante, esto es, el BBVA y Telefónica (J.M. Zafra, 2000).

de Endesa se dispuso que este grupo no pudiera elevar su potencia hasta 2005, en tanto que Iberdrola no podía ampliar la suya hasta 2003. De todos modos, los nuevos límites dispuestos no eran aplicables en el caso de los proyectos en curso que ya tenían la autorización administrativa o de los que pudieran plantearse en el futuro para sustituir potencia que sea retirada del servicio.

Así, mediante estas excepciones, la nueva normativa reforzó otro de los objetivos de la política energética de las autoridades españolas, esto es, el fomento de la sustitución anticipada de la capacidad de generación menos competitiva. Para este propósito, el Real Decreto-ley 6/2000 redujo la retribución por Garantía de Potencia de 1,15 pta/kWh a 0,80 pta/kWh, haciendo menos rentable la conservación en el sistema de plantas generadoras menos eficientes.

En 2001 la Comisión Europea reimpulsó la liberalización de los mercados energéticos de aquellos países miembros que mostraban un cierto rezago, procurando homogeneizar los niveles de apertura de los mercados respectivos mediante el adelantamiento de los plazos originalmente estipulados. Para ello presentó en el Parlamento Europeo y en la Comisión Europea varias propuestas de modificación de las Directivas correspondientes. La principal recomendación consistió en adelantar para 2004 la libertad de elección de suministrador para todos los consumidores europeos distintos de los domésticos, lo que implicaba liberalizar al menos el 60% del consumo energético en cada país miembro.

Las políticas de promoción de la competencia y de apertura de los mercados aplicadas en los países comunitarios no se limitaron a la facilitación del ingreso de nuevos operadores a la industria eléctrica de cada país, impulsándose asimismo una reestructuración radical de cada sistema. Algunas medidas propuestas en esta dirección fueron: i) separación de las actividades de transporte y distribución, por una parte, y producción y suministro, por otra; ii) acceso no discriminatorio de los consumidores y productores a la red, basado en tarifas transparentes y publicadas; iii) creación en cada Estado miembro de una función reguladora dentro del marco reglamentario adecuado, para garantizar el control efectivo de las condiciones de establecimiento de las tarifas; y iv) exigir un nivel mínimo de interconexiones eléctricas equivalente al 10% de su potencia instalada, que debería concretarse antes del 1 de enero de 2005.

Otras medidas propuestas se relacionaron con la definición de las obligaciones de servicio público, la seguridad del abastecimiento y, en particular, la protección de las zonas apartadas y de los grupos más vulnerables de la población.

La progresiva liberación del mercado eléctrico y las diversas restricciones que las autoridades españolas fueron imponiendo al accionar de los operadores dominantes derivaron en una importante reducción tarifaria entre 1996 y 2001, principalmente por efecto de la ampliación del mercado de consumidores libres (ver gráfico 1.7), reproduciendo el efecto que estas medidas habían provocado en otros Estados miembros de la Unión Europea<sup>7</sup>.

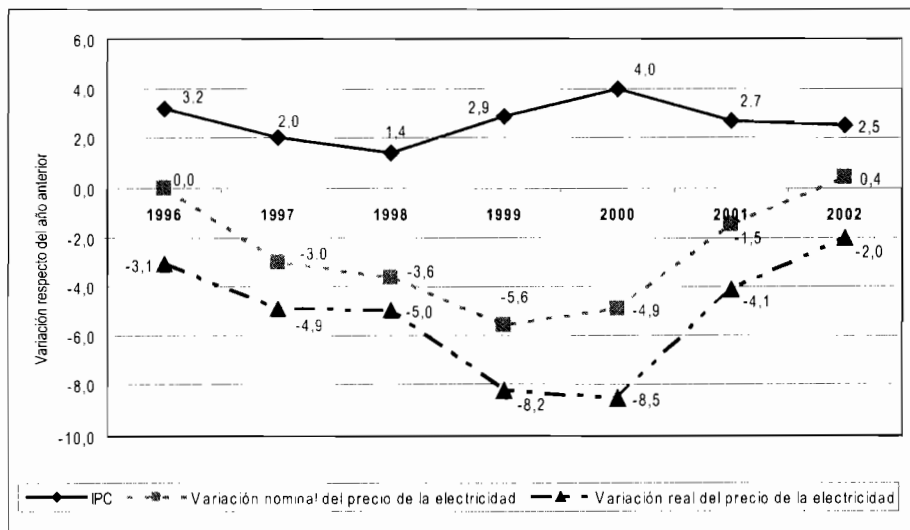
La persistente reducción tarifaria y la posibilidad de que ésta se profundizara conforme aumentase la parte del mercado correspondiente al consumo de los clientes libres, hasta alcanzar el 100%, constituyeron otro de los aspectos principales de la evolución de la industria eléctrica española que terminaron de convencer a los principales grupos operadores sobre la conveniencia (y urgencia) de diversificar su malla de negocios, ampliándose hacia otros mercados de servicios de infraestructura básica.

La diversificación de los negocios fue territorial –lo que se tradujo en una acelerada expansión internacional, principalmente en América Latina– y productiva, permitiendo la emergencia de proveedores de multiservicios domiciliarios como modelo dominante de estructura corporativa. Previéndose que la evolución tarifaria mantendría su tendencia a la baja durante los años siguientes, el Real Decreto-ley 6/2000 estableció una reducción máxima de hasta 9%.

---

<sup>7</sup> Según un estudio de la Comisión Europea, la liberalización de este mercado ha permitido significativas reducciones del precio de la energía. En el ámbito residencial, el descenso alcanzó a 60% en Grecia, a 47% en Portugal, a 40% en el Reino Unido y a 36% en España. En este último caso, el Estado, los consumidores y las empresas se beneficiarían del proceso de liberalización como resultado del sistema de Costo de Transición a la Competencia (CTC). Este esquema garantiza a las empresas la mayor parte de sus ganancias durante el período de transición, pero también prevé una rebaja de los precios que pagan los consumidores, así como, al mismo tiempo, una reducción de los subsidios del Estado (CEPAL, 2000).

Gráfico 1.7  
Variaciones anuales del precio de la electricidad en España, 1996-2002  
(En porcentajes)



Fuente: Tarifas SIFE, Sistema peninsular.

Por otra parte, la constatación de algunos problemas esenciales relacionados con el comercio transfronterizo de energía en Europa –la carencia de un peaje internacional único e independiente de los operadores de los países por los que transitan los intercambios y las eventuales congestiones de los tránsitos transfronterizos– derivó en la formulación de nuevas recomendaciones a los Estados miembros de la Unión Europea, que colocaron mayor presión sobre aquellos países que marchaban a la zaga en la liberalización de sus mercados energéticos.

En marzo de 2001 la Comisión Europea emitió una Directiva de Tránsito que incorporó algunas de las medidas propuestas, a modo de conclusiones, en el Foro de Reguladores Eléctricos Europeos. La nueva Directiva de Tránsito 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 las fórmulas menos favorables a la competencia que permitía la Directiva entonces en vigor.

No obstante la persistente introducción de mejoras en los marcos regulatorios de la actividad energética europea, la trasposición a las diferentes legislaciones nacionales de las Directivas comunitarias siguió siendo desigual. Esto condujo al Consejo de la Unión Europea a estimular el proceso de liberación a través de un acuerdo político, que fue suscrito en noviembre de 2002, y que debería plasmarse en la promulgación de una nueva Directiva, cuyos propósitos principales serían los de garantizar el suministro eléctrico a un precio razonable y observar el cumplimiento de estándares adecuados de calidad, por una parte, y por la otra, establecer que todos los clientes de gas y electricidad que no pertenezcan al mercado residencial serán clientes cualificados a partir del 1 de julio de 2004, en tanto los demás clientes lo serán a partir del 1 de julio de 2007.

Un aspecto medular del acuerdo político se relacionó con el carácter de la segmentación de la industria eléctrica. A la vez que el acuerdo establece que los operadores de las redes de transporte y distribución de gas y electricidad serán independientes, en cuanto a personalidad jurídica, organización y poder de decisión, respecto de las actividades no relacionadas con el transporte y la distribución, el acuerdo también deja en claro que esta independencia no requiere la segregación de activos de transporte o distribución en las empresas integradas verticalmente.

Si bien el acuerdo político suscrito no tenía mayor incidencia en el funcionamiento del mercado eléctrico de España debido a que las normas dispuestas en el Real Decreto-Ley 6/2000 exigían un nivel mayor de liberación que lo dispuesto en 2002 por el Consejo de la Unión Europea, al comprometer a países como Francia, Italia y Portugal a acelerar la apertura de sus mercados, dicho acuerdo sí tuvo importancia para las empresas españolas, que por entonces enfrentaban serias dificultades en varios de los mercados latinoamericanos. Estas percibieron nuevas opciones de negocios y posibilidades de expansión en mercados más fuertes y estructurados, más solventes y demandantes de energía, y más estables en su desempeño macroeconómico.

De esta manera, además de los resultados obtenidos por las filiales latinoamericanas –por debajo de las expectativas iniciales– y las oscuras proyecciones para los años siguientes que se hicieron en América Latina, la conformación de un nuevo escenario en los mercados energéticos de los Estados miembros de la Unión Europea resultó determinante para la redefinición de los objetivos estratégicos de la política de expansión internacional de las empresas españolas. La mayoría de las operaciones del tipo “take over” que las operadoras hispanas emprendieron después de superar los efectos de las crisis de Argentina y Brasil se han realizado en Europa o en relación con el suministro de insumos

energéticos y han tenido como objetivo principal afianzar su posición en España o, en su defecto, asentar posiciones en los mercados de Francia, Italia y Portugal, definidos como los nuevos objetivos de expansión de sus operaciones.

Por otra parte, en 2002 se adoptaron también a nivel comunitario algunas decisiones en materia medioambiental que condicionarán fuertemente las políticas de desarrollo empresarial de los grupos energéticos españoles y afectarán su relación con los sistemas eléctricos de América Latina. De hecho, los escasos emprendimientos puestos en marcha por operadoras españolas en América Latina en los años más recientes han tenido como principal marco de referencia las normas propuestas en materia medioambiental.

En julio de 2002 el Consejo de la Unión Europea propuso una primera Directiva cuyo objetivo fue promover la cogeneración para ahorrar energía y reducir la producción de gases de efecto invernadero, como parte del paquete de medidas comunitarias a adoptar para cumplir con los compromisos adquiridos en Kyoto. La segunda propuesta de Directiva se centra en el comercio de emisiones que empezaría a aplicarse en 2005 y que fue el fruto del acuerdo político alcanzado en el Consejo de Medio Ambiente de la Unión Europea. En conformidad con este acuerdo, la asignación de derechos de emisión disponibles en cada Estado miembro será gratuita en el primer período de aplicación de la Directiva (2005-2008); en el segundo período (2008-2012), será gratuita al menos en 90% y el porcentaje restante podrá ser subastado por cada Estado miembro. La referencia fijada para España se empujó por sobre el 15%.

Ambas propuestas de Directiva constituyeron no solo nuevas opciones de negocios para los grupos energéticos españoles, sino un marco normativo complementario que induce el desarrollo de las empresas eléctricas hispanas en una determinada dirección. Esta misma circunstancia explica que una parte importante de las inversiones emprendidas por los grupos hispanos en los años más recientes –en lo que se refiere a la industria energética– se haya focalizado en dos áreas de negocios: en primer lugar, en la modernización del parque generador de España y de su sistema de distribución, sustituyendo las centrales generadoras más atrasadas tecnológicamente y que no cumplían las exigencias medioambientales dispuestas por las normativas medioambientales que terminarían por adoptarse en el marco legal regulatorio de la actividad en España; en segundo lugar, en las opciones de negocio que se abrían en algunos de los Estados miembros de la Unión Europea, en los cuales las empresas dominantes no solo estaban impedidas de realizar nuevas inversiones que estuvieran orientadas a reforzar su posición en los mercados de origen, sino, además, estaban obligadas a traspasar a terceros operadores parte de sus activos para rebajar sus niveles de participación en estos mismos mercados. Estas

disposiciones se sumaron a los efectos provocados por las decisiones adoptadas a nivel comunitario en materia medioambiental, que abrían interesantes opciones de negocios en los Estados miembros de la Unión Europea.

El caso de Italia ilustra claramente esta situación. El Gobierno de este país aprobó en 2002 una nueva Ley de Energía, conocida como Ley Marzano, que establece las bases de funcionamiento del sector eléctrico de Italia estructurado sobre la base de criterios de mercado y la liberalización energética. El nuevo marco legal entró en funciones en 2004 y define los principios de regulación energética y las competencias administrativas, e introduce medidas ambientales definidas de acuerdo con el Protocolo de Kyoto, promocionando el uso del gas natural y las energías renovables. También el nuevo marco legal regula aspectos relacionados con la seguridad de suministro, la simplificación de trámites administrativos para concesión de autorizaciones, la calidad del servicio y la gestión de los residuos radiactivos.

Asimismo, en Portugal, el organismo regulador de la actividad eléctrica (ERSE) hizo pública en 2002 su propuesta de apertura del mercado para 2003, la que permitiría la libre elección de suministrador en toda la media tensión. Los cambios legales producidos en ambos países, Italia<sup>8</sup> y Portugal<sup>9</sup>, generaron escenarios atractivos para los operadores españoles<sup>10</sup>, que habían acumulado

---

<sup>8</sup> En febrero de 2003 se aprobó el Decreto Ley N° 25 mediante el cual se puso término al régimen de los Costes de Transición a la Competencia a partir del 1 de enero de 2004. La Autoridad para la Energía Eléctrica y el Gas (AEEG), ente regulador italiano, redujo el límite de consumo a partir del cual los clientes calificados pueden acceder al mercado liberalizado. El 1 de enero se puso en funcionamiento un sistema para formular ofertas en el mercado eléctrico, dándose paso al funcionamiento operativo del mercado liberalizado a partir de abril de 2004. Tras una falla general de suministro ocurrida en septiembre del 2003, el Senado de Italia aprobó un Decreto que después fue transformado en la Ley 290/03, en la que se establecen diversas medidas orientadas a reformar el sistema energético en su conjunto, incrementándose la apertura de los mercados. Entre estas medidas destacaron la introducción de un sistema de pago por capacidad, la unificación de la propiedad y gestión de la red de transporte, y la obligación de reducir al 20% la participación en el capital de las empresas que gestionan la red de transporte de electricidad y gas antes de julio de 2007 (Endesa, 2004).

<sup>9</sup> El Ministerio de Economía de Portugal hizo público en junio de 2003 el anuncio de la liberalización del mercado eléctrico de este país, cuyos principales elementos son: i) liberalización de consumidores no residenciales el 1 de enero de 2004; ii) liberalización total el 1 de julio de 2004; iii) finalización de los Contratos de Adquisición de Energía; iv) Definición del mecanismo de recuperación de los Costes para el Mantenimiento del Equilibrio Contractual, equivalentes a los costes de transición a la competencia (CTC) españoles (Endesa, 2004).

<sup>10</sup> En 2003, los Gobiernos de Portugal y de España acordaron establecer el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL) en torno a un único operador con dos polos que tendrían funciones distintas; el polo portugués sería responsable de la gestión del mercado a plazo y el polo español, del mercado diario e intradiario (Endesa, 2004).

experiencia y conocimiento en el tratamiento de los desafíos que emergían en los sistemas eléctricos respectivos.

En junio de 2003, los acuerdos logrados en noviembre de 2002 se tradujeron en la nueva base jurídica comunitaria en la que se ha apoyado en los años siguientes el desarrollo de la actividad en los Estados miembros de la Unión Europea. La Directiva 2003/54/CE, publicada el 26 de junio, estableció normas comunes para el mercado interno de la electricidad y derogó la anterior Directiva 96/92/CE. Asimismo, la Directiva 2003/55/CE, publicada también el 26 de junio, estableció normas comunes para el mercado interno del gas y derogó la anterior directiva 98/30/CE. También fue puesto en vigor el Reglamento 1228/2003, de 26 de junio, sobre condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos de electricidad.

Como se explicó más arriba, en el análisis de los acuerdos suscritos en el seno del Consejo de la Unión Europea, los elementos más relevantes de la nueva normativa fueron: i) la apertura de los mercados para los clientes no residenciales el 1 de julio de 2004 y para todos los clientes a partir del 2007; ii) la separación jurídica y funcional de las actividades relacionadas con los negocios de redes; iii) el acceso regulado de terceros a las redes; iv) el refuerzo de las obligaciones de servicio público; v) el establecimiento de autoridades de regulación independientes en los Estados miembros; y vi) la inserción, en el proceso de facturación, de información relacionada con la contribución de cada fuente de energía a la producción de electricidad y referencias con respecto al impacto ambiental de cada una de ellas.

## **D. 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).

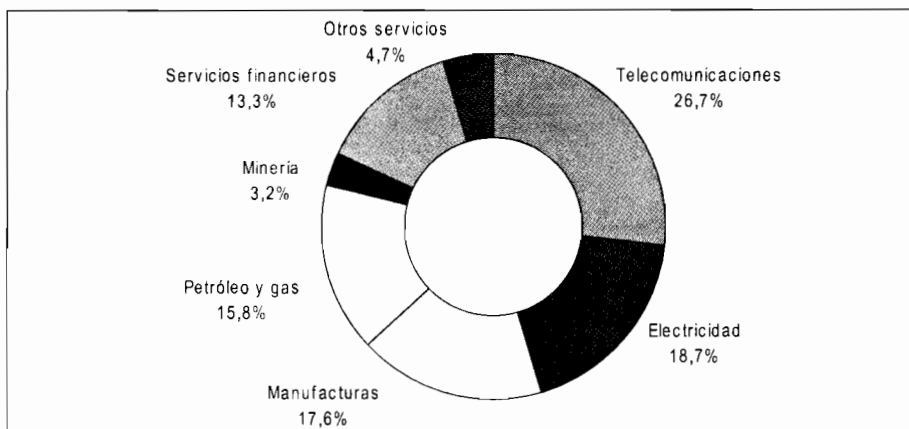
Además, a comienzos de la década de 1990, en los países miembros de la Unión Europea había empezado la apertura y desregulación de los sectores electricidad y gas, como consecuencia de los procesos de integración económica y comercial de los países miembros, y de la instauración de un mercado energético 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 1.8  
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 1.1**  
**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
<b>Total</b>	<b>10.915</b>	<b>33.897</b>	<b>37.685</b>	<b>23.614</b>	<b>177.839</b>	<b>100,00</b>

**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 accionarias 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 de 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 solo 13 de éstos<sup>11</sup>. 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).

Esto significó que las empresas extranjeras que buscaban internacionalizarse en América Latina solo 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.

---

<sup>11</sup> 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

**Cuadro 1.2**  
**América 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 - 1000		Honduras Jamaica	Bolivia El Salvador
1001 - 2000		Costa Rica a/ Trinidad y Tabago	Guatemala Panamá
2001 - 5000	Cuba	Uruguay	Ecuador Perú República Dominicana
5001 - 10000	Paraguay		Chile
10001 - 20000			Colombia
Más de 20000		México Brasil	Argentina Venezuela

Fuentes: 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.

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 en 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 solo 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 solo 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 abordados 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 región<sup>12</sup>. Menos todavía los países han introducido

---

<sup>12</sup> 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).

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 regulatorias<sup>13</sup>.

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 de 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 instituían 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 economías con sistemas regulatorios menos estrictos dentro de la misma región, o definitivamente fuera de ésta, lo que comprometería no solo 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

---

<sup>13</sup> 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”.

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 infraestructura<sup>14</sup>.

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

---

<sup>14</sup> 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, 2000).

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 teórico-empíricas para los procesos de desregulación de los servicios públicos y de los mercados correspondientes en muchos de los países de la región.

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. Las estrategias de expansión de Endesa en América Latina

### A. Introducción

El grupo hispano Endesa constituye uno de los casos más emblemáticos de la expansión en el exterior realizada en los últimos años por empresas españolas en el área de servicios de utilidad pública. El nuevo escenario que se configuró en el mercado energético español en la década de los años noventa impulsó a Endesa a modificar sustancialmente su escala de operaciones, que se internacionalizó fuertemente a partir de 1992, primero en Argentina y luego en Portugal y Perú. Posteriormente el Grupo Endesa decidió incursionar adicionalmente en los mercados de otros países.

El carácter estatal de Endesa –hasta 1988 su capital estuvo completamente en manos del Estado y luego éste fue accionista dominante (75,6%) hasta 1998, cuando fue privatizada totalmente– no le impidió abordar su expansión, primeramente en el mercado español y después en el exterior. En el mercado español Endesa absorbió varias de las empresas eléctricas menores que operaban en éste, lo que contribuyó a su fortalecimiento inicial.

Las operaciones en el exterior, especialmente en algunos países de América Latina, le permitieron alcanzar a su vez una presencia relevante en los mercados energéticos internacionales aun antes de culminar su privatización, lo que contribuyó de manera decisiva a mejorar los precios de su venta a agentes privados, no solo por la inclusión en sus activos de empresas eléctricas que habían sido o estaban siendo privatizadas, sino, además, por el control monopolístico o dominante de varios de los mercados nacionales en los que se había empleado.

## Recuadro 1

### La expansión de Endesa en los mercados ibéricos

En 1972, Endesa se fusionó con Hidrogalicia.

En 1983, Endesa se constituyó como Grupo Endesa luego de adquirir las acciones del INI en ENHER, GESA, UNELCO y ENCASUR.

En 1991, Endesa adquiere el 87,6% de Electra de Riesgo, 40% de FECSA, 33,5% de Sevillana y 24,9% de Saltos del Nansa.

Un año después, Endesa adquirió el 61,9% de Carboex y elevó su participación en FECSA a 44,9% y en Saltos del Nansa a 37,5%.

En 1993, ya producida su primera incursión en América Latina, adquirió el 55% de Hidroeléctrica de Cataluña e ingresó a la propiedad de la compañía Tejo Energía (Portugal), propietaria de la central térmica Pego, siendo ésta su primera acción expansiva en Europa.

Posteriormente, entre 1994 y 1997, Endesa adquirió 11,78% de la Sociedad General de Aguas de Barcelona (AGBAR), 7,2% de Airtel –segundo operador español de telefonía móvil– y se adjudicó en conjunto con otros grupos empresariales la privatización de Retevisión, el segundo operador español de telefonía, además de elevar su participación en la propiedad de Hidroeléctrica de Cataluña, FECSA y Sevillana y participar en la privatización de empresas eléctricas en Argentina y Perú. Solo entonces Endesa fue privatizada.

**Fuente:** Endesa (2007).

Esta rápida expansión de Endesa y la creciente dimensión empresarial que derivó de esta expansión –impulsada, no por casualidad, por las autoridades españolas de ese período– se constituyeron en la más importante barrera de contención de compras hostiles que pudieran intentar algunos de los grupos empresariales europeos, al momento de entrar en vigencia la completa liberación de los mercados energéticos españoles.

La estrategia de expansión de Endesa en América Latina combinó la compra de empresas eléctricas estatales (por ejemplo, en Argentina, Brasil, Colombia y Perú) con la compra de empresas privadas fuertemente internacionalizadas en la región –en particular, la compra del *holding* eléctrico Enersis y del grupo de empresas generadoras que encabezaba su homónima chilena–, lo que contribuyó a acelerar la internacionalización de la firma hispana, pero también su endeudamiento debido a la mayor valorización que habían alcanzado estas últimas en los años precedentes.

En este punto del proceso de internacionalización de Endesa, año 1998, la empresa española dejó de ser estatal, quedando bajo el control de La Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona, “La Caixa” (5%), La Caja de Ahorros y Pensiones de Madrid (4,5%) y el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) (3%), entre otros muchos accionistas minoritarios de participación menor. A partir de

entonces, la propiedad de Endesa ha registrado una progresiva concentración. En marzo de 2006, los principales accionistas controladores del grupo eran la Caja de Ahorros y Monte Piedad de Madrid (9,9%), Chase Nominees Ltd. –filial del banco norteamericano JP Morgan Chase– (5,7%), Axa, S.A. (5,4%), y State Street Bank and Trust Co. (5%), que reunían el 25% del capital social de Endesa S.A.

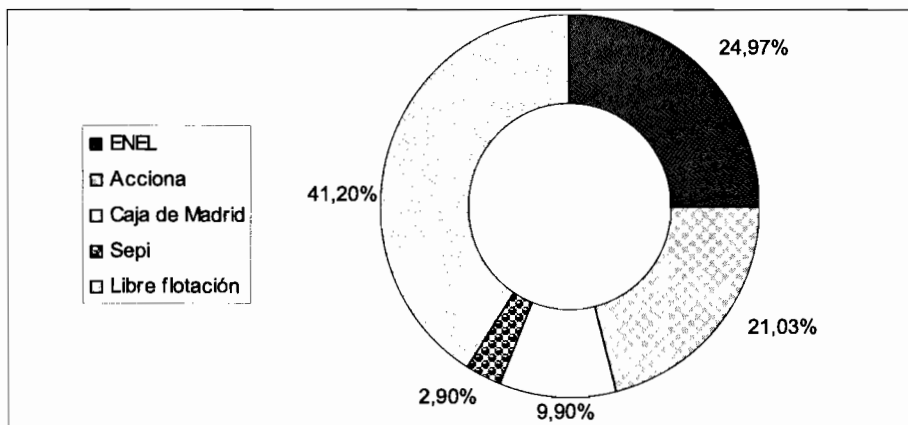
En la segunda mitad del año se suscitaron nuevas operaciones de compraventa de acciones que contribuyeron a acelerar la concentración de la propiedad de la empresa matriz del Grupo, y que se extendieron durante la primera mitad de 2007. En septiembre de 2006, la empresa constructora Acciona adquirió un 10% del capital de Endesa, porcentaje que este nuevo accionista controlador incrementó hasta situar su participación en 21% en abril de 2007. Paralelamente, el grupo italiano ENEL adquirió en febrero de 2007 un 10% del capital de Endesa S.A., porcentaje que la empresa italiana aumentó progresivamente a través de contactos financieros ("*equity swaps*"). A finales de abril de 2007, su participación directa e indirecta en el capital social de Endesa ascendió a 25%.

En este contexto, la constructora española Acciona y la eléctrica italiana ENEL anunciaron en abril de 2007 el lanzamiento conjunto de una Oferta Pública de Acciones (OPA) por el 100% del accionariado de Endesa al precio de 41,3 euros por acción, pagadero íntegramente en efectivo, fijando como condiciones que su oferta sea aceptada por al menos el 50,01% del capital. La OPA lanzada por Acciona y ENEL sobre las acciones de Endesa fue anunciada al mercado solo un día después del comunicado emitido por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), en que se consignó el fracaso de la OPA sobre Endesa lanzada previamente por el grupo alemán E.ON, al no haberse alcanzado el límite mínimo fijado para su validez (que era de 529.481.934 acciones, representativas del 50,01% del capital social de Endesa) y no haber renunciado el oferente a dicha condición. Antes había fracasado una primera OPA, formulada por Gas Natural S.A., en un proceso que significó la presentación de numerosos recursos y antecedentes ante tribunales y organismos reguladores de España y la Unión Europea, y que también involucró al Grupo Iberdrola (Endesa, 2007).

La Comisión Nacional del Mercado de Valores, de España, informó que el plazo de aceptación de la OPA formulada por ambas empresas se extendería desde el día 30 de julio de 2007 hasta el 1 de octubre de 2007, ambos días incluidos. El lanzamiento de la OPA sobre Endesa culminó exitosamente y la alianza de ENEL con Acciona logró alzarse en octubre de 2007 con el 92% de las acciones de la empresa *holding* del conglomerado, que fue valorizado en 42.000 millones de euros, es decir, alrededor de 60.000 millones de dólares (El

*Diario Financiero*, 2007). Al concretarse esta operación no solo se materializó el traspaso del control del principal grupo energético español a capitales italianos, sino, además, la destrucción de las barreras de contención que se levantaron en las últimas dos décadas para evitar justamente un traspaso del tenor que se produjo.

Gráfico 2.1  
Endesa S.A.: Principales grupos de control accionario, abril de 2007



Fuente: Endesa S.A. (2007).

En este marco de protección que intentaron las autoridades españolas, Endesa debió realizar profundos cambios en su estructura interna con el propósito de afianzar su posición internacional en una industria que se abría a la competencia en numerosos mercados locales. Para tal efecto se reorganizó la empresa matriz como una empresa *holding* –aunque mantuvo su función productiva–, que se estructuró sobre la base de las principales líneas de negocios que pretendió abordar (electricidad, telecomunicaciones y otros servicios), en su intento de transformación de empresa prestadora de múltiples servicios de utilidad pública conforme al modelo en boga a fines de los años noventa. Además, el grupo español introdujo mejoras de la productividad mediante reducciones de personal, incorporación de nuevas tecnologías y técnicas de administración. Años después, sin embargo, Endesa vendió sus activos en el área de las telecomunicaciones y de la infraestructura vial, y concentró sus operaciones en el sector energético, específicamente en la generación y distribución de electricidad y en transporte de gas natural.

En la actualidad el Grupo Endesa está presente en los mercados eléctricos de quince países en tres continentes. Su principal mercado es el de España, donde tiene una participación de mercado cercana del 38,1% en generación en régimen ordinario, del 43,1% en energía distribuida, del 55,6% en ventas a clientes del mercado liberalizado y del 43,6% en ventas totales a clientes finales, conforme a los datos correspondientes al ejercicio 2006 (Endesa, 2007). Además Endesa opera en varios otros países de Europa, en el Norte de África, y en América Latina. Endesa es la empresa operadora dominante en el sector eléctrico español, una de las cinco mayores firmas del sector en Europa y la mayor compañía eléctrica de Argentina, Colombia, Chile y Perú, y la tercera de Brasil, desarrollando indistintamente en estos países actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

La plataforma de los negocios de Endesa en América Latina obedeció a una selección de países y ciudades que se caracterizaban por disponer, en el contexto de la región, de dos características esenciales: una mayor cobertura en la provisión de los servicios de distribución de energía eléctrica y un mayor potencial de integración de las actividades principales del negocio, factores que inciden de modo determinante en la rentabilidad de la inversión. Asimismo, otros aspectos que fueron considerados por el grupo español consistieron en la estabilidad económica, social y política de cada país, el ingreso por habitante, el tamaño de mercado y las perspectivas de crecimiento de la economía en su conjunto. De esta manera, Endesa suministra electricidad en cinco países de Sudamérica, en cinco de los más importantes centros de consumo de la región –Bogotá, Buenos Aires, Lima, Río de Janeiro y Santiago– y participa en el proyecto de interconexión que unirá las redes eléctricas del istmo centroamericano.

A fines de 2006, la presencia de Endesa en Latinoamérica continuaba materializándose a través de su participación de 60,6% en el capital del grupo Enersis, y por medio de la tenencia directa de una porción o la totalidad del capital accionario de varias compañías eléctricas de la región. En particular, Enersis centralizaba a través de Endesa S.A., de Chile, la gestión de varias empresas generadoras que operan tanto en Chile como en otros países de la región y, asimismo, a través de Chilectra S.A., empresa encargada de la distribución de electricidad en la Región Metropolitana de Chile (1.371.000 clientes) y operadora de varias otras empresas distribuidoras que el grupo controla en la región: Empresa de Electricidad de la Zona Sur (EDESUR) en Argentina, EDELNOR en Perú, Companhia do Electricidade do Rio de Janeiro (CERJ) y Companhia Energética do Ceará (COELCE), en Brasil, y Distribuidora Eléctrica CODENSA en Colombia (Enersis, 2007).

El propósito principal de este capítulo es analizar el proceso de internacionalización de Endesa, la principal empresa eléctrica española en América Latina. El análisis hace especial hincapié en tres aspectos esenciales de tal proceso: i) la expansión de Endesa a fines de los años noventa; ii) las decisiones adoptadas por esta empresa para hacer frente a los críticos escenarios que se configuraron en los primeros años de la década del 2000, y iii) el perfil actual de su inserción en América Latina.

Las preguntas que este análisis ha intentado responder se refieren en primer término a la especificidad de los procesos de expansión de esta empresa en la región latinoamericana, esto es, a los mecanismos empleados y a las formas de inserción de Endesa en las economías locales, los montos de inversión involucrados, el peso relativo de las filiales latinoamericanas en las cifras agregadas de negocios del grupo, las alícuotas de participación de mercado en cada segmento o sector, la estrategia corporativa y las alianzas inter-empresariales locales e internacionales, entre otros aspectos relevantes que fueron revisados.

El segundo grupo de preguntas se refiere a la determinación del impacto, sobre la estrategia de expansión de Endesa, de las crisis energéticas, económicas y financieras que se produjeron a comienzos de la década del 2000 en varios de los países de la región, lo que incidió sobre la expansión del Grupo Endesa de modo diferenciado, debido a la especificidad de las características de su inserción en cada economía y de las crisis que en éstas se registraron.

El tercer grupo de preguntas se refiere a las respuestas esgrimidas por el Grupo Endesa a los desafíos planteados por estos escenarios de crisis y a su situación actual en la región, determinándose su contribución efectiva a la ampliación y modernización de los sectores eléctricos de cada país, elemento principal del análisis y evaluación de las reformas del sector en América Latina.

Los antecedentes compilados y respuestas obtenidas en estos tres grupos de preguntas permiten tener no solo 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. La provisión eficiente de los servicios de infraestructura es uno de los aspectos más importantes de las políticas de desarrollo, especialmente en aquellos países que han orientado su crecimiento hacia el exterior.

## **B. Importancia de empresas filiales y coligadas latinoamericanas en los negocios del Grupo**

### ***1. Cuentas de activos y de patrimonio neto***

A fines de los años noventa, el grupo Endesa se había constituido en el generador y distribuidor más importante de España y América Latina, y en el tercero de la Unión Europea en términos de capitalización bursátil (19.350 millones de dólares), detrás de EDF y ENEL, con activos valorados en casi 45 mil millones de dólares. Estas cifras aumentaron significativamente en el quinquenio siguiente. Según el Informe de Actividades 2006, los activos totales de Endesa ascendieron a fines de ese año a 71.396 millones de dólares, en tanto su patrimonio neto alcanzó a 21.035 millones de dólares. Parte importante de estos registros contables corresponde a las inversiones del Grupo en empresas de América Latina, cuyos activos totales sumaron 21.905 millones de dólares, en tanto la consolidación del patrimonio neto de estas empresas ascendió a 8.796 millones de dólares (Endesa, 2007).

En lo que va corrido de la década del 2000, no obstante los valores actuales, la importancia de las empresas filiales y coligadas latinoamericanas en las cuentas consolidadas del Grupo ha decrecido fuertemente. De hecho, los activos de Endesa en América Latina disminuyeron considerablemente su importancia relativa en los activos totales del Grupo, variando de 46,3% a 30,7% entre 2000 y 2006. Algo similar ocurrió en las cuentas consolidadas del patrimonio neto de las empresas del Grupo. En estas cuentas, las empresas latinoamericanas filiales y coligadas de Endesa disminuyeron su participación de 60,3% a 41,8% en el total general. Esta menor significación debe ser entendida como un efecto indirecto de las inversiones emprendidas por el Grupo en otros países de Europa a partir de 2001 –éstas ya representan 20,7% de las cuentas patrimoniales del Grupo a fines de 2006– y, sobre todo, de la mayor consolidación de las empresas del Grupo en España y Portugal, que registraron un fuerte incremento de sus activos (98%) y de su patrimonio (109,8%) en el período comprendido entre 2000 y 2006, muy superior al registrado en las empresas filiales y coligadas de Endesa en América Latina (5,9% y 22,1%, respectivamente).

**Cuadro 2.1**  
**Endesa: cuentas de activos y de patrimonio neto**  
**según región o país, 2000-2006**  
(En millones de dólares corrientes)

Región o país	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Activos</b>							
<b>Total Endesa</b>	44.666	44.229	50.520	58.155	64.263	65.312	71.396
Negocios eléctricos							
España y Portugal	20.719	22.186	25.047	29.358	33.885	35.631	39.935
América Latina	20.683	19.180	17.023	18.935	19.455	20.215	21.905
Resto de Europa	.-	.-	5.197	6.589	8.442	8.065	9.555
Negocios no eléctricos	3.264	2.864	3.253	3.272	2.482	1.401	...
<b>Patrimonio neto 1/</b>							
<b>Total Endesa</b>	11.936	10.944	11.764	17.360	17.106	19.260	21.036
Negocios eléctricos							
España y Portugal	3.762	3.864	4.441	8.046	6.722	7.122	7.894
América Latina	7.202	6.264	3.141	6.622	7.379	8.172	8.796
Resto de Europa	.-	.-	2.698	2.338	3.139	3.343	4.345
Otros negocios no eléctricos	981	816	435	290	-135	624	...

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa (2007), International Monetary Fund (2006) e International Financial Statistics Yearbook 2006, Washington, D.C.

1/ De sociedad dominante y accionistas minoritarios.

## 2. Inversiones

Los difíciles escenarios energéticos y económicos que se configuraron en algunos de los países latinoamericanos hacia fines de los años noventa y comienzos de la década del 2000 contribuyeron a que los directivos de Endesa desaceleraran su plan de expansión en la región y buscaran otras alternativas, más estables, que fueran capaces de garantizar tasas de retorno más sustentables de la inversión, lo que los indujo a diversificar su plataforma de inversiones *off-shore* en mercados de menor riesgo.

Sin embargo, a pesar de haber emprendido Endesa varias operaciones de inversión en mercados europeos no ibéricos a partir de 2001 –el Grupo invirtió alrededor de 3.740 millones de dólares en estos mercados entre 2001 y 2006–, los antecedentes compilados sugieren que la creciente menor importancia

de las empresas latinoamericanas en las actividades del grupo español es el resultado de la decisión de privilegiar a los mercados de España y Portugal como instancias receptoras principales de las inversiones realizadas.

Esta situación ha estado en directa relación con la transformación de la matriz energética de España, mediante la cual los diversos actores que operan en el sistema energético de este país están procurando construir un parque de generación más eficiente y competitivo, por un parte, y más acorde con los compromisos internacionales suscritos por el Gobierno español, por la otra, lo que implica la sustitución de centrales térmicas convencionales por centrales de ciclo combinado, e impulsar el desarrollo de fuentes de energía limpia y renovables, para hacer frente a los incrementos de la demanda de energía que se han suscitado y probablemente continúen suscitando en ese país. Asimismo influyen la apertura progresiva del mercado energético español –que empezó a materializarse recientemente– y la eventual incorporación de nuevos competidores internacionales que hace posible tal apertura.

En este contexto, el Grupo Endesa ha incrementado fuertemente sus inversiones en los últimos tres años, alcanzando un promedio levemente inferior a 5.000 millones de dólares anuales y que significó una inversión por encima de los 5.700 millones de dólares en el último año. De esta manera se revirtió la tendencia declinante que se venía registrando desde 2001 y que perduró hasta 2003, poniendo en evidencia las dificultades del Grupo Endesa en algunos de los principales mercados latinoamericanos y que contribuyeron a aumentar sus costos financieros y de acceso a nuevas líneas de financiamiento.

Este incremento se focalizó esencialmente en los mercados ibéricos. Como se aprecia en el cuadro 2.2, la inversión de Endesa en sus negocios eléctricos localizados en España y Portugal aumentó de 1.229 millones de dólares a 3.856 millones de dólares entre 2000 y 2006, lo que implicó que las empresas filiales y coligadas del Grupo que operan en estos países se constituyeran en los principales receptores de la inversión realizada, variando su participación en la inversión total anual de 32,1% a 67,4% durante el período.

**Cuadro 2.2**  
**Endesa: inversiones según región o país, 2000-2006**  
 (En millones de dólares corrientes)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total Endesa	3.827	4.800	3.415	3.135	4.698	4.294	5.724
Negocios eléctricos							
España y Portugal	1.229	1.639	1.570	1.815	2.765	3.138	3.856
América Latina	1.720	1.207	814	638	711	790	1.257
Resto de Europa	-.	1.279	396	482	610	363	611
Negocios no eléctricos	878	674	635	200	612	2	...

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa, Informe de Actividades 2006, International Monetary Fund (2006) e International Financial Statistics Yearbook 2006, Washington, D.C.

Consecuentemente, la participación de las empresas filiales y coligadas de América Latina en las inversiones emprendidas por el Grupo ha sido notoriamente decreciente: mientras que en el año 2000, 45% de las inversiones realizadas correspondió a operaciones emprendidas en América Latina, en el 2006 este porcentaje disminuyó a menos de la mitad (22%). En los años inmediatamente anteriores, esta participación fue todavía menos relevante: 15,1% en 2004 y 18,4% en 2005.

### **3. Resultados operacionales y de explotación**

La expansión del Grupo y su consolidación en los distintos mercados en que opera se reflejaron en un importante aumento de los resultados operacionales (EBITDA) y de explotación (EBIT). En términos consolidados, los resultados operacionales se duplicaron (103,8%) en solo seis años y pasaron de 4.624 millones de dólares a 9.424 millones de dólares entre 2000 y 2006. A la vez, los resultados de explotación se incrementaron en 142,8% en el mismo período, aumentando de 2.848 millones de dólares a 6.915 millones de dólares. La diferencia en la evolución de ambos indicadores se explica por el fuerte incremento de las amortizaciones y depreciaciones, que redujo crecientemente el margen operacional a lo largo del período.

**Cuadro 2.3**  
**Endesa: indicadores de resultados por región**  
**o grupo de países, 2000-2006**  
**(En millones de dólares corrientes)**

Región o país	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Resultado operacional (EBITDA)</b>							
Total Endesa	4.624	4.410	5.535	5.999	6.158	7.102	9.423
Negocios eléctricos							
España y Portugal	2.781	2.550	3.361	3.567	3.367	3.853	5.062
América Latina	1.826	1.838	1.819	1.874	2.073	2.215	2.888
Resto de Europa	-	-	276	485	729	1.046	1.473
Negocios no eléctricos	17	21	79	73	-11	-13	...
<b>Resultado de explotación (EBIT)</b>							
Total Endesa	2.848	2.798	3.756	3.971	3.976	5.006	6.915
Negocios eléctricos							
España y Portugal	1.663	1.585	2.235	2.248	1.950	2.671	3.571
América Latina	1.212	1.254	1.330	1.353	1.436	1.623	2.228
Resto de Europa	-	-	157	338	504	729	1.117
Negocios no eléctricos	-26	-41	35	32	-14	-17	...

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa, Informe de Actividades 2006, International Monetary Fund (2006) e International Financial Statistics Yearbook 2006, Washington, D.C.

No obstante que el peso relativo del negocio eléctrico latinoamericano en la matriz estructural del Grupo declinó ostensiblemente –como ya se observó–, las empresas filiales y coligadas de Endesa en América Latina continuaron siendo un importante origen de los resultados consolidados del Grupo, a pesar de la difícil situación que enfrentaron a comienzos del período. En efecto, los resultados operacionales (EBITDA) de las empresas filiales y coligadas localizadas en América Latina aumentaron en poco más de 1.000 millones de dólares, especialmente a partir de 2004, incrementando el aporte a los resultados operacionales consolidados del Grupo de 1.826 millones de dólares en el 2000 a 2.888 millones de dólares en 2006 (58,1% de variación).

Asimismo, el aporte de las empresas filiales y coligadas de Endesa, localizadas en América Latina, a los resultados de explotación consolidados del Grupo aumentó también en un monto levemente superior a los mil millones de dólares, creciendo de 1.212 millones de dólares a 2.228 millones

de dólares. Tales incrementos fueron el resultado del mayor ingreso generado por estas compañías y la reducción sustantiva de sus costos operacionales –en definitiva, de las ganancias de eficiencia– que el Grupo fue obteniendo en los distintos países de la región a partir del 2000 al aplicar mejoras tecnológicas y productivas a su gestión empresarial (instalación de algunas centrales de ciclo combinado, disminución de pérdidas de energía en la transmisión, reducción de la morosidad, mitigación del hurto de energía, incremento de precios de servicios no regulados, entre otros aspectos).

A pesar de tales incrementos, la participación relativa de las empresas eléctricas del Grupo localizadas en América Latina en los resultados consolidados de Endesa de 2006 disminuyó a 32,2%, tanto en el caso de los resultados operacionales como de explotación. En 2000, la participación de las empresas latinoamericanas del Grupo ascendió a 39,5% en los resultados operacionales y a 42,6% en los resultados de explotación. Esto sugiere que los principales gastos relacionados con amortización y depreciación de equipos se produjeron en las filiales del Grupo localizadas en la península ibérica.

Los resultados operacionales de las empresas eléctricas del Grupo localizadas en España y Portugal aumentaron fuertemente durante el mismo período, variando de 2.781 millones de dólares a 5.062 millones de dólares entre 2000 y 2006 (82% de incremento). A la vez, los resultados de explotación de estas mismas empresas aumentaron en el período señalado en 114,7%, lo que implicó una variación de casi dos mil millones de dólares. En este caso, el aumento de los resultados operacionales y de explotación refleja el mayor ingreso que se ha generado por la mayor escala de sus operaciones resultante de las inversiones emprendidas, por una parte, y el menor costo operacional asociado a las nuevas tecnologías de generación.

Por otra parte, los resultados operacionales y de explotación obtenidos por las empresas del Grupo han sido incrementados fuertemente en los años más recientes por las empresas filiales y coligadas de Endesa localizadas en otros países de Europa, contribuyendo en el 2006 con 15,6% y 16,2% de los totales respectivos.

De esta manera, la mayor capacidad de generación de resultados por las empresas eléctricas localizadas en la península ibérica y la notable generación de resultados producida por las empresas eléctricas localizadas en el resto de Europa, contribuyeron a que la participación de las empresas filiales y coligadas latinoamericanas disminuyera su participación en los resultados totales del Grupo, a pesar de su incremento en términos absolutos. A su vez, la participación de las empresas eléctricas localizadas en la península ibérica disminuyó de 56,6% a 51,6% durante el mismo período. De esta manera se

confirma el cumplimiento de uno de los principales objetivos corporativos del Grupo, definido al comienzo del milenio, en cuanto a diversificar territorialmente las fuentes de generación de ingresos y utilidades mediante la expansión del Grupo hacia mercados más estables y de desarrollo más sustentable.

#### **4. Utilidades y rentabilidad**

La mejoría sustantiva que se produjo en las cuentas de resultados de Endesa se tradujo en un fuerte incremento de las utilidades consolidadas del Grupo y de la rentabilidad del negocio, especialmente a partir de 2003, cuando los efectos de las crisis energéticas y económicas de los países latinoamericanos empezaron a disminuir, y sobre todo, cuando las pérdidas generadas en negocios no eléctricos empezaron a ser controladas (ver cuadro 3). Entre 2000 y 2002, las utilidades consolidadas del Grupo se mantuvieron en torno a los 1.300 millones de dólares, para incrementarse aceleradamente en los años siguientes, alcanzando un monto levemente inferior a los 4.000 millones de dólares en 2006.

La participación en las utilidades totales del Grupo de las empresas filiales y coligadas de Endesa, localizadas en América Latina, cayó notoriamente durante el período 2000-2006, muy por debajo del aporte de estas filiales a las cuentas de resultados y a su importancia en la estructura de capital del Grupo. De hecho, la participación de las empresas filiales y coligadas latinoamericanas en las utilidades totales disminuyó de niveles cercanos a un tercio –28,9% en 2000 y 33,1% en 2001– a niveles que promediaron 10% del total durante el último trienio. Esta disminución expresa las dificultades que ha enfrentado el Grupo para rentabilizar sus inversiones en los países latinoamericanos, especialmente a partir de 2002, año en que las filiales y coligadas localizadas en esta región generaron pérdidas por 295 millones de dólares. Posteriormente, estas empresas no han vuelto a generar ganancias en los niveles registrados a comienzos del período, con la excepción de 2006 (ver cuadro 2.4 en la página siguiente).

El origen de la baja rentabilidad de las inversiones del Grupo en negocios eléctricos de América Latina no radica, sin embargo, en las condiciones del entorno económico de los países de la región en donde Endesa realizó inversiones, salvo situaciones puntuales en alguno de estos países y durante períodos de excepción, sino, principalmente en la carga financiera del abultado endeudamiento que estas empresas arrastran desde su privatización, como lo demuestra el desfase que se produce entre las cuentas de resultados (EBIT) y de beneficios brutos (antes de impuestos).

**Cuadro 2.4**  
**Endesa: utilidades del ejercicio y tasas de rentabilidad**  
**por región o grupo de países, 2000-2006**  
**(En millones de dólares corrientes)**

Región o país	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Beneficios después de impuestos y minoritarios</b>							
Total Endesa	1.309	1.303	1.332	1.657	1.707	3.754	3.919
Negocios eléctricos							
España y Portugal	1.011	961	2.125	1.524	1.209	1.602	2.433
América Latina	378	431	-295	106	173	309	610
Resto de Europa	-	-	22	66	230	501	651
Negocios no eléctricos	-80	-89	-520	-39	94	1.341	226
<b>Rentabilidad (Beneficio neto/Patrimonio neto, en %)</b>							
Total Endesa	11,0	11,9	11,3	9,5	10,0	19,5	18,6
Negocios eléctricos							
España y Portugal	26,9	24,9	47,8	18,9	18,0	22,5	30,8
América Latina	5,2	6,9	-9,4	1,6	2,3	3,8	6,9
Resto de Europa	--	--	0,8	2,8	7,3	15,0	15,0
Negocios no eléctricos	-8,2	-10,9	-119,5	-13,5	-69,7	214,9	...

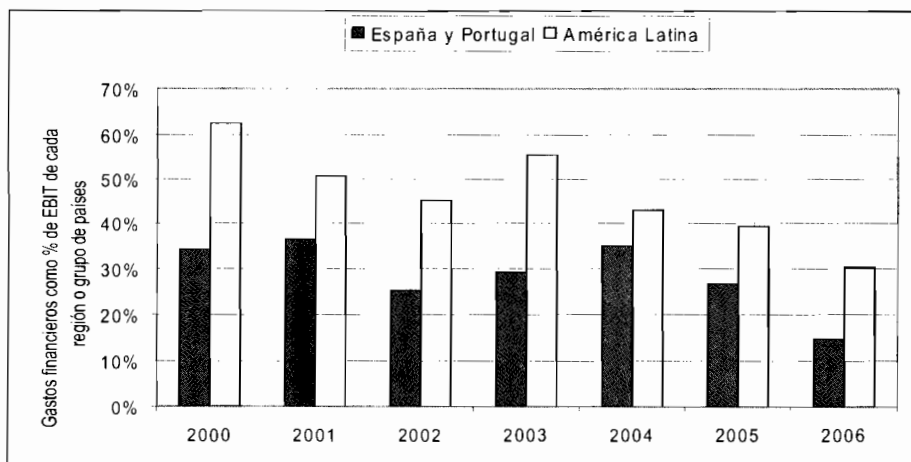
Fuente: CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa, Informe de Actividades 2006, International Monetary Fund (2006) e International Financial Statistics Yearbook 2006, Washington, D.C.

En relación con esta situación en particular, la información compilada permite inferir que el principal factor que ha incidido sobre las cuentas de resultados, en el caso de las empresas filiales y coligadas localizadas en América Latina, fueron los gastos financieros netos, muy por encima de las diferencias generadas por variaciones en el tipo de cambio, o de los resultados generados por la participación en otras sociedades, o de inversiones de otra naturaleza, u obtenidos por ventas de activos, factores que también actúan sobre las cuentas de resultados en la determinación de los beneficios brutos.

En promedio, los gastos financieros netos en este grupo de empresas fueron equivalentes a 46,7% de sus cuentas de resultados durante el período 2000-2006 y a 53,6% en el subperíodo 2000-2003, lo que indica su preponderancia respecto de los demás factores consignados. En contraste, los gastos financieros netos en las empresas filiales y coligadas del Grupo localizadas en España y Portugal, y que operan en la industria eléctrica de ambos países, representaron porcentajes bastante menores de sus respectivas cuentas de resultados, promediando 28,7% en el período 2000-2006 y 31,2% en el subperíodo 2000-2003 (ver gráfico 2.2 en la página siguiente).

De esta manera, se verifica que la incidencia de los gastos financieros netos sobre los beneficios antes de impuestos es muchísimo mayor en las empresas filiales y coligadas del Grupo localizadas en América Latina que en aquellas localizadas en la península ibérica. Esto sugiere que la decisión de haber sustentado la adquisición de buena parte de estas empresas latinoamericanas en la capacidad de endeudamiento de algunas operadoras o empresas *holding*, en algunos casos ya endeudadas, condicionó fuertemente la estructura de sus pasivos, de tal manera que ha terminado afectando su rentabilidad y mitigando incluso la eficiencia de la gestión operativa del negocio.

Gráfico 2.2  
 Endesa: peso relativo de pasivos financieros sobre cuentas de resultados de empresas eléctricas por grupos de países, 2000-2006 (Porcentaje)



**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa (2004), Endesa (2005) y Endesa (2007), International Monetary Fund (2006) e International Financial Statistics Yearbook 2006, Washington, D.C.

En los años más recientes, conforme ha disminuido el endeudamiento de las empresas del Grupo y, consecuentemente, se ha reducido el peso de los gastos financieros netos sobre las cuentas de resultados, han aumentado progresivamente los beneficios netos antes de impuestos y ha mejorado la rentabilidad, aunque todavía persisten notorias diferencias en el desempeño de ambos grupos de empresas.

## C. Estructura empresarial industrial del Grupo

Actualmente, Endesa S.A. desarrolla esencialmente actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, además de transporte de gas natural, insumo energético empleado en las centrales de ciclo combinado que el Grupo ha empezado a desarrollar en algunos de los mercados en que opera, como los de Chile y España. En general se trata de una estructura empresarial industrial que busca integrar verticalmente las principales áreas de negocios de la actividad eléctrica, procurando obtener en cada país ventajas de integración mediante la disminución de costos de transacción.

### 1. Potencia instalada

A fines de 2006, la participación de Endesa S.A. en la actividad generadora le significaba disponer de una potencia instalada total de 47.113 MW, la mayor parte localizada en los mercados de España y Portugal (48,9%). Porcentajes menores correspondían a la capacidad de generación en América Latina (30,4%) y en países ubicados en la parte no ibérica de Europa (20,7%). Entre 2000 y 2006, la potencia instalada total de Endesa S.A. aumentó en 28,1%, a una tasa promedio anual de 4,4%, debido principalmente al proceso de expansión de Endesa S.A. en la actividad generadora de países tales como Francia e Italia a partir de 2002. De manera agregada, en los países ubicados en la parte no ibérica de Europa, la potencia instalada de las empresas generadoras del Grupo aumentó en 70,9%, a una tasa promedio anual de 14,3% entre 2002 y 2006.

En contraste, la potencia instalada de las empresas generadoras del Grupo en la península ibérica y en América Latina no varió significativamente durante el período 2000-2006, en parte debido a las restricciones impuestas al Grupo en España –donde no puede incrementar su cuota de participación de mercado por efecto de una medida dispuesta por las autoridades para mantener condiciones mínimas de competencia en diversas áreas del negocio–, y en parte debido a los principios orientadores de su inserción en América Latina, que se relacionan más con objetivos de consolidación y elevación de tasas de rentabilidad, y menos con creación de capacidad productiva, tras los fuertes desembolsos que debió realizar el Grupo a fines de los años noventa al adquirir algunos de los principales activos eléctricos de la región. De hecho, la potencia instalada de las empresas generadoras del Grupo localizadas en España y Portugal disminuyó en 629 MW, en tanto en América Latina aumentó

en 1.189 MW, muy por debajo de los casi 10.000 MW adquiridos en el resto de Europa.

**Cuadro 2.5**  
**Endesa: potencia instalada según región o país, 2000-2006**  
 (Megawatts)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total Endesa	36.775	37.124	40.945	41.836	45.850	45.908	47.113
España y Portugal	23.647	23.586	21.582	22.643	22.503	22.415	23.021
Térmica convencional	13.147	12.923	11.956	12.598	12.884	12.632	13.089
Hidroeléctrica	6.125	6.180	5.368	5.367	5.368	5.379	5.362
Nuclear	3.617	3.632	3.632	3.637	3.393	3.397	3.397
Cogeneración y renovables	758	851	626	1.041	858	1.007	1.173
Resto de Europa	-	-	5.720	5.860	9.294	9.397	9.775
América Latina	13.128	13.538	13.328	13.333	14.053	14.094	14.317

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa (2004), Endesa (2005) y Endesa (2007).

Los antecedentes compilados sugieren que la política de diversificación territorial y de mercados que el Grupo Endesa ha seguido en los años más recientes, en el área de la generación eléctrica, está más vinculada a su expansión en Europa antes que en América Latina, donde, por diversas razones, las filiales y coligadas del Grupo no han emprendido hasta ahora operaciones destinadas a aumentar la potencia instalada de sus empresas generadoras, con la excepción de algunas situaciones puntuales que serán reseñadas más adelante, no obstante el fuerte incremento de la demanda por energía que tiende a caracterizar el desarrollo de los países en América Latina.

La irrupción de los mercados europeos no ibéricos como objeto específico de la política de diversificación territorial y de mercados seguida por Endesa significó que disminuyera significativamente la participación de las filiales ibéricas y latinoamericanas en la potencia instalada total de las empresas generadoras del Grupo, reduciéndose de 64,3% a 48,9% la correspondiente a las primeras, y de 35,7% a 30,4 la correspondiente a las segundas (ver gráfico 2.3).

antes de su privatización. De esta manera, la potencia instalada de centrales hidroeléctricas es predominante en Brasil, Chile y Colombia, y en menor medida, en Perú. Asimismo, la potencia instalada de centrales de fuel/gas domina el mercado argentino.

A fines de 2006, las empresas generadoras controladas por Endesa en América Latina poseían una potencia instalada de 14.317 MW, distribuida principalmente en Argentina (31%), Chile (31%), y Colombia (19%). Las filiales de generación localizadas en Brasil y Perú representan porcentajes menores de la potencia instalada del Grupo en la región (7% y 11%, respectivamente).

A pesar del débil crecimiento anual promedio de la potencia instalada de las empresas controladas por Endesa en América Latina durante el período 2000-2006 (1,46%), en la mayoría de los países de la región la potencia instalada de estas empresas aumentó, especialmente en Brasil, en donde la capacidad de generación de Endesa es menor. En Argentina, la potencia instalada de empresas generadoras controladas por Endesa aumentó fuertemente en 2001, de 3.692 MW a 4.424 MW, debido a la puesta en marcha de la central de ciclo combinado Dock Sud, que aportó 775 MW al sistema generador de ese país. En Chile, luego de varios años sucesivos de disminución de potencia instalada –ver cuadro 6 en la página siguiente–, ésta aumentó significativamente en 2004, de 3.763 MW a 4.477 MW, debido a la incorporación de la central hidroeléctrica Ralco, de 570 MW de potencia, al Sistema Interconectado Central (SIC) de la malla de generación eléctrica de este país. Asimismo, en Brasil, la capacidad de generación de Endesa registró un importante incremento en 2003, de 658 MW a 1.031 MW, al entrar en funciones la central Fortaleza (310 MW), situada en el estado de Ceará, planificada en conjunto con Enersis para satisfacer alrededor de un tercio de la demanda de electricidad en dicho Estado. En los tres casos mencionados, la incorporación de una nueva central a la infraestructura de generación de Endesa tuvo un efecto significativo en la potencia instalada del Grupo en el país respectivo, lo que no se aprecia, por cierto, en el país de origen del Grupo, donde el impacto de la incorporación de una nueva central al parque generador es menor.

Una situación especial la constituyó el incremento en Perú de la potencia instalada de empresas generadoras controladas por Endesa, que en 2001 varió de 997 MW a 1.486 MW (57,9%), debido a que en este caso la variación registrada no obedeció a la incorporación de nuevas centrales al parque generador del Grupo en este país, sino a la exclusión de los activos de generación de Etevensa y de Piura en las cuentas consolidadas del Grupo en el 2000 que Endesa gestionaba directamente en Perú, lo que fue corregido en las cuentas del 2001.

**Cuadro 2.6**  
**Endesa: capacidad instalada en América Latina por país**  
**y tipo de planta, 2000-2006**  
**(Megawatt)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>América Latina</b>	<b>13.128</b>	<b>13.538</b>	<b>13.328</b>	<b>13.333</b>	<b>14.053</b>	<b>14.094</b>	<b>14.317</b>
Hidroeléctrica	8.008	8.434	n.d.	n.d.	n.d.	8.600	n.d.
Térmica	5.120	5.104	n.d.	n.d.	n.d.	5.475	n.d.
<b>Chile</b>	<b>4.035</b>	<b>3.935</b>	<b>3.935</b>	<b>3.763</b>	<b>4.477</b>	<b>4.477</b>	<b>4.477</b>
Hidroeléctrica a/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	3.416	3.416
Fuel/gas b/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	759	759
Carbón c/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	302	302
<b>Argentina</b>	<b>3.692</b>	<b>4.424</b>	<b>4.444</b>	<b>4.492</b>	<b>4.493</b>	<b>4.493</b>	<b>4.508</b>
Fuel/gas d/	2.372	3.105	3.124	3.172	3.173	3.173	3.189
Hidroeléctrica e/	1.320	1.320	1.320	1.320	1.320	1.320	1.320
<b>Brasil</b>	<b>658</b>	<b>658</b>	<b>658</b>	<b>1.031</b>	<b>1.040</b>	<b>1.039</b>	<b>979</b>
Hidroeléctrica f/	658	658	658	721	721	720	658
Fuel/gas g/	0	0	0	310	319	319	322
<b>Colombia</b>	<b>3.035</b>	<b>3.035</b>	<b>2.754</b>	<b>2.589</b>	<b>2.609</b>	<b>2.657</b>	<b>2.779</b>
Hidroeléctrica h/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.402	n.d.
Carbón i/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	236	n.d.
<b>Perú</b>	<b>997</b>	<b>1.486</b>	<b>1.474</b>	<b>1.458</b>	<b>1.436</b>	<b>1.429</b>	<b>1.574</b>
Hidroeléctrica j/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	742	n.d.
Fuel/gas k/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	687	n.d.

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa (2004), Endesa (2005), Endesa (2006) y Endesa (2007).

**Notas:**

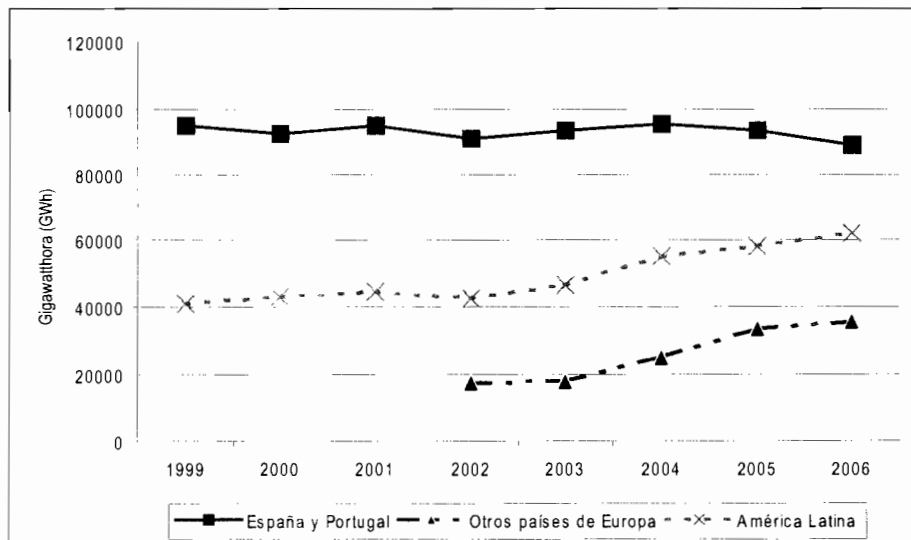
- a/ Centrales hidroeléctricas (2006): Los Molles, Rapel, Sauzal, Sauzalito, Cipreses, Isla, Pehuenche, Curillínque, Loma Alta, Abanico, El Toro, Antuco, Pangué, Ralco.
- b/ Centrales Fuel/Gas (2006): Tarapacá, Taltal, Diego de Almagro, Huasco (turbina a gas), San Isidro.
- c/ Centrales Carbón (2006): Bocamina, Huasco (turbina a vapor), Tarapacá.
- d/ Centrales Fuel/Gas (2006): Costanera, Dock Sud.
- e/ Centrales hidroeléctricas (2006): El Chocón y Arroyito.
- f/ Central hidroeléctrica (2006): Cachoeira Dourada.
- g/ Central Fuel/Gas (2006): Fortaleza.
- h/ Centrales hidroeléctricas (2005): El Guaivo, Charquito-Limonar-Tinta, San Antonio y Tequendamas, Cadena Nueva (Guaca y Paraíso), Betania.
- i/ Central Carbón (2005): Termozipa.
- j/ Centrales hidroeléctricas (2005): Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampani, Yanango, Chimay, Edelnor.
- k/ Centrales Fuel/Gas (2005): Ventanilla, Piura (Malacas), Santa Rosa.
- n.d.: no determinado.

## 2. Producción de energía

En 2006, la producción total de energía eléctrica de Endesa ascendió a 186.411 GWh, prácticamente el mismo nivel de generación del año anterior (0,6%), lo que implica que el ciclo de expansión que venía dándose desde fines de los años noventa tuvo por primera vez un punto de inflexión desde el 2000. Entre 1999, cuando se consolida la posición de Endesa en América Latina tras la compra del *holding* Enersis, y 2006, la producción total de energía eléctrica aumentó en 37,2% (4,6% de incremento promedio anual), elevándose de 135.856 GWh a la cantidad ya indicada de 186.411 GWh.

Parte fundamental de este incremento ha estado basado en el desempeño de Endesa en América Latina y en los países de Europa que no están localizados en la península ibérica, ya sea por la anexión de empresas y plantas generadoras al parque de generación eléctrica del Grupo, o por la transformación técnica de antiguas centrales mediante la incorporación de nuevas tecnologías, o por la adición de nuevas plantas de generación. En efecto, la producción de energía eléctrica en las centrales latinoamericanas de Endesa aumentó en 50,9% entre 1999 y 2006, variando de 41.095 GWh a 62.028 GWh. A la vez, la producción de energía eléctrica en las centrales europeas no ibéricas se duplicó en apenas cinco años, pasando de 17.551 GWh en 2002 –primer año de su consolidación en las cuentas de Endesa– a 35.575 GWh en 2006. En contraste, la producción de energía eléctrica en las plantas localizadas en España y Portugal se mantuvo prácticamente en los mismos niveles durante la primera mitad de la década del 2000 e incluso registró en 2006 una disminución relevante (-6,3% respecto a 1999 y -5,1% respecto a 2005). Esta disminución está dada por una menor producción de las centrales hidroeléctricas y térmicas nucleares, que no logró ser compensada mediante cogeneración y tecnologías de energía renovable, de desarrollo más reciente en la matriz energética del Grupo en la península ibérica.

Gráfico 2.5  
 Endesa: producción de energía eléctrica según región  
 o grupo de países, 1999-2006



Fuente: CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa (2004), Endesa (2005) y Endesa (2007).

La segmentación de la producción de energía eléctrica según la región y/o grupo de países donde estén localizadas las plantas generadoras tiende a ser semejante, como es de suponer, a la observada en la distribución geográfica de la potencia instalada de los activos de generación del Grupo. En el 2006, algo menos de la mitad de la producción de Endesa (47,8%) se generó en las plantas localizadas en España y Portugal, un tercio en América Latina y el resto (19,1%) en los demás países europeos donde Endesa desarrolla actividades de generación.

Sin duda alguna, el hecho más relevante de las estadísticas de producción de energía eléctrica de Endesa es el notorio incremento de la generación energética en las plantas localizadas en los países europeos no ibéricos donde el Grupo ha asentado su expansión en los años más recientes, con una tasa anual de crecimiento de 19,3% en el último quinquenio.

Menos destacado, aunque igualmente significativo, es la conservación en los totales generales de la producción de Endesa –en porcentajes que han oscilado en torno al 30%– del peso relativo de la energía producida en las

centrales emplazadas en América Latina, a pesar de no registrarse un aumento análogo de su potencia instalada durante el mismo período. Esto quiere decir que parte importante del incremento de la energía producida en estas centrales (50,1%) obedeció a mejoras tecnológicas y de gestión, y en menor medida a la ampliación de su capacidad productiva.

Esta situación difiere claramente de las observadas en las demás regiones geográficas o grupos de países donde opera también Endesa. Así, por ejemplo, en el caso de las plantas de generación localizadas en la península ibérica, la producción de energía eléctrica disminuyó en un porcentaje relevante –como fue consignado más arriba– aunque su potencia instalada tuvo una evolución similar a la de las plantas localizadas en América Latina. Asimismo, la notoria expansión de la producción de energía eléctrica en las plantas localizadas en los países europeos no ibéricos (102,7%) ha estado asociada a la expansión de la capacidad instalada (70,9%) entre 2002 y 2006.

En general, el aumento de la producción de energía eléctrica en las plantas latinoamericanas de Endesa se registró con especial fuerza en las centrales hidroeléctricas –tecnología predominante– y térmicas convencionales que emplean petróleo o gas natural, aunque también se contabilizó, pero en menor magnitud, en las centrales de ciclo combinado y térmicas convencionales que emplean carbón como insumo. Sin lugar a dudas, los incrementos anuales más importantes se produjeron hacia fines del período 1999-2006, cuando los problemas relacionados con la crisis energética de Brasil y Chile, así como con las situaciones de estancamiento o recesivas en años específicos que enfrentaron los países de la región a fines de los años noventa y a comienzos de la década del 2000, fueron superados holgadamente (ver cuadro 2.7).

**Cuadro 2.7**  
**Endesa: producción de energía eléctrica según región**  
**o grupo de países y tecnología, 1999-2006**  
**(Gigawatthora)**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Endesa total</b>	135.856	135.415	139.254	151.033	158.081	175.838	185.264	186.411
<b>España y Portugal</b>	94.760	92.540	94.807	90.785	93.734	95.679	93.625	88.808
Hidroeléctrica	10.429	9.376	12.730	7.914	11.548	10.310	7.479	7.571
Térmica clásica	54.898	54.120	52.389	53.070	52.948	58.029	61.006	54.372
Térmica Nuclear	27.726	27.961	28.405	28.391	27.697	25.567	23.020	24.389
Cogeneración y renovab.	1.707	1.084	1.283	1.410	1.541	1.773	2.120	2.476
<b>Otros países de Europa</b>	-	-	-	17.551	17.867	25.053	33.749	35.575
<b>América Latina</b>	41.095	42.875	44.447	42.697	46.480	55.106	57.890	62.028
Térmica convencional	1.860	2.490	1.664	1.455	1.439	4.563	5.974	..
Carbón	741	1.398	978	1.069	824	776	1.045	..
Fuel/Gas	1.119	1.092	686	386	615	3.787	4.929	..
CCGT	11.820	10.227	9.133	6.746	9.796	15.372	12.623	..
Hidroeléctrica	27.415	30.159	33.651	34.497	35.245	35.168	39.293	..

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base datos obtenidos de Endesa (2004), Endesa (2005) y Endesa (2007).

En este sentido, factores tales como 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 los tomadores de decisiones, contribuyeron a desarrollar algunos proyectos de infraestructura eléctrica que fueron puestos en marcha a partir de 2004 y que redundaron en los notorios aumentos de la producción hidroeléctrica (Ralco, en Chile), ciclo combinado (Ventanilla, en Perú) y térmica convencional (Fortaleza, en Brasil) en los años más recientes.

Asimismo, la información compilada permite constatar que este aumento de la producción de energía eléctrica en las plantas latinoamericanas de Endesa durante el período 1999-2006 fue bastante generalizado, registrándose en todos los países de la región donde el Grupo opera, aunque en algunos de estos, tales como Argentina, Brasil y Colombia, la producción mermó significativamente en algunos años específicos respecto de los niveles de 1999, por efecto de factores

climáticos, cambiarios y regulatorios. No obstante, apenas fueron sorteados los obstáculos, los niveles de producción recuperaron prontamente su ritmo de crecimiento (ver cuadro 2.8 en la página siguiente).

En el nuevo escenario que se configuró durante el último trienio no se han consolidado, sin embargo, cambios muy profundos en la matriz energética de los parques generadores de Endesa en cada país, con la excepción de Argentina y Perú, donde el Grupo diversificó su estructura de generación poniendo en marcha plantas de ciclo combinado que aprovechaban la disponibilidad de gas natural.

### ***3. Ventas de energía***

En 2006, las ventas totales de Endesa alcanzaron la cantidad de 220.299 GWh, en tanto sus clientes sumaron alrededor de 22,7 millones, incluyendo los segmentos regulados y liberalizados de los distintos mercados en los que el Grupo opera. Las ventas totales realizadas en 2006 representaron un aumento de 8,3% respecto del año anterior, que fue impulsado principalmente por su incremento en los mercados de clientes regulados de España y Portugal (11,7%) y de otros países europeos (11,4%). De esta manera, Endesa S.A. prolongó la fase expansiva de sus ventas, que se ha extendido con bastante fuerza desde 1999, no obstante las dificultades que las filiales latinoamericanas encontraron en algunos de sus mercados, ya sea por la contracción de la demanda interna, ya sea por los obstáculos de su parque de generación para producir la energía eléctrica que habían vendido y comprometido anticipadamente.

De todos modos, las ventas de las filiales latinoamericanas de Endesa aumentaron en 2006 en 5,5%, respecto del año anterior, alcanzando un total de 58.281 GWh (26,5% de las ventas totales), que fue adquirido por 11,6 millones de clientes (51% del total). El aumento mencionado, no obstante ser menor al incremento de las ventas totales de Endesa, ratificó la tendencia al alza que vienen registrando las ventas de las filiales latinoamericanas del Grupo desde 2002, conforme se ha producido una progresiva recuperación de las economías de la región y de la demanda interna, además de la obtención de condiciones de operación más ventajosas para las empresas eléctricas.

**Cuadro 2.8**  
**Endesa: producción de energía eléctrica en América Latina**  
**por país y tecnología, 1999-2006**  
**(Gigawatthora)**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Argentina</b>								
Térmica convencional	8.155	8.143	5.452	3.486	3.957	7.870	8.414	..
Carbón	-	-	-	-	-	-	-	..
Fuel/Gas	8.155	8.143	5.452	3.486	3.957	7.870	8.414	..
CCGT	-	-	1.916	1.432	3.213	4.582	3.809	..
Hidroeléctrica	1.424	2.327	4.496	3.682	4.038	3.432	3.931	..
Total	9.579	10.470	11.864	8.600	11.208	15.884	16.154	17.552
<b>Brasil</b>								
Térmica convencional	-	-	-	-	-	-	-	..
Carbón	-	-	-	-	-	-	-	..
Fuel/Gas	-	-	-	-	-	1.322	347	..
CCGT	-	-	-	-	-	-	-	..
Hidroeléctrica	3.222	3.406	2.256	2.709	3.271	3.566	3.866	..
Total	3.222	3.406	2.256	2.709	3.271	4.889	4.213	4.489
<b>Chile</b>								
Térmica convencional	717	1.553	916	827	645	746	874	..
Carbón	717	1.390	916	827	644	708	816	..
Fuel/Gas	-	163	-	-	1	38	58	..
CCGT	4.159	2.580	2.129	1.892	2.794	3.589	2.128	..
Hidroeléctrica	8.789	11.213	12.696	13.566	13.085	12.462	15.762	..
Total	13.665	15.346	15.741	16.285	16.524	16.797	18.764	19.973
<b>Colombia</b>								
Térmica convencional	24	8	62	243	180	68	228	..
Carbón	24	8	62	243	180	68	228	..
Fuel/Gas	-	-	-	-	-	-	-	..
CCGT	-	-	-	-	-	-	-	..
Hidroeléctrica	10.931	9.610	10.043	10.456	10.614	11.813	11.636	..
Total	10.955	9.618	10.105	10.699	10.794	11.881	11.864	12.564

*(continúa en la página siguiente)*

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Perú</b>								
Térmica convencional	625	433	322	321	446	790	933	..
Carbón	-	-	-	-	-	-	-	..
Fuel/Gas	625	433	322	321	446	790	933	..
CCGT	-	-	-	-	-	970	1.863	..
Hidroeléctrica	3.049	3.602	4.159	4.083	4.237	3.895	4.100	..
Total	3.674	4.035	4.481	4.404	4.683	5.655	6.895	7.250
<b>Total general A. Latina</b>	41.095	42.875	44.447	42.697	46.480	55.106	57.890	62.028

Fuente: CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa (2004), Endesa (2005) y Endesa (2007).

La relación entre las ventas de Endesa durante 2006, desagregadas por región y/o por grupos de países, y el número de clientes, señala promedios de 9,8 GWh por cliente en España y Portugal y 5 GWh por cliente en América Latina.

Esta diferencia se explica por las distintas pautas de consumo de la población, asociadas al ingreso per cápita de cada economía y al grado de equidad que prevalece en su distribución. La evidencia empírica muestra que, conforme una economía se desarrolla, crece el ingreso per cápita y aumenta el consumo de bienes vinculados con el uso de electricidad, como los electrodomésticos y los sistemas de aire acondicionado, especialmente cuando se reduce la desigualdad en la distribución del ingreso y se fortalece la capacidad de consumo de los segmentos más pobres de la población. En este sentido, los países de América Latina se vislumbran como importantes consumidores de energía en la medida en que las economías de la región aumenten su desarrollo y sean capaces de implementar políticas más eficientes de equidad y de inclusión social.

La evolución de las ventas de Endesa durante el período 1999-2006, desagregadas por región y/o grupos de países, no son del todo alentadoras, sin embargo.

En contraste con las ventas de energía eléctrica que el Grupo realizó en sus mercados de origen –donde obtuvo un incremento global de 36,7%– y muy especialmente en los mercados de países europeos a los que ingresó en 2001 –que registran un incremento de 208,4% entre 2001 y 2006, y un volumen actual de ventas levemente inferior al de las filiales en América Latina–, las ventas de estas últimas en 2006 (58.281 GWh) fueron inferiores a las realizadas en 1999

(-2%) y en el año 2000 (-6,4%), cuando el Grupo Endesa recién estaba asentando su posición en los principales mercados latinoamericanos.

De hecho, como se aprecia en el cuadro 2.9, las ventas de las empresas del Grupo en los países de América Latina cayeron abruptamente en 2001 (-24,9%), manteniéndose hasta 2004 en el nuevo rango, en torno a los 50.000 GWh. Esto determinó que el peso relativo de las ventas de las filiales de Endesa en América Latina disminuyera sustantivamente en las ventas totales del Grupo, de 46,5% en 1999 a 26,5% en 2006. Solo en los años más recientes, las filiales latinoamericanas de Endesa han recuperado los niveles de ventas que registraban a fines de los años noventa y comienzos de la década actual, lo que ha resultado insuficiente, en todo caso, para restablecer su importancia en la concreción de negocios del Grupo. En términos relativos, las filiales latinoamericanas de Endesa han seguido disminuyendo su peso en las ventas totales del Grupo a pesar de la recuperación de sus niveles de ventas en los años más recientes.

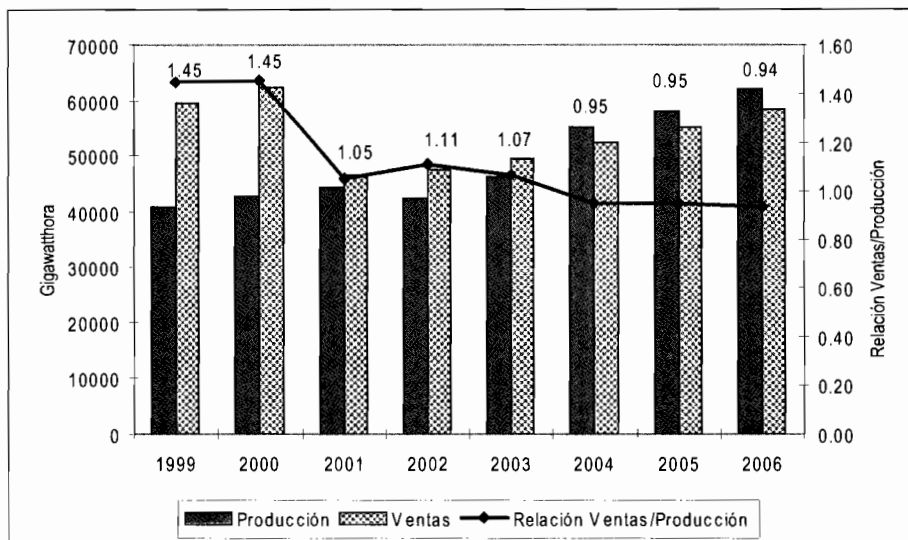
**Cuadro 2.9**  
**Endesa: ventas y número de clientes según región o país, 1999-2006**  
**(gigawatthora y miles)**

Región o países	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Ventas (GWh)</b>								
Total Endesa	139.495	145.521	149.649	152.762	163.640	181.217	203.335	220.299
España y Portugal	80.040	83.231	85.779	85.602	92.996	96.731	100.868	109.412
Mercado regulado	67.260	62.705	64.037	62.805	67.701	65.762	64.095	71.599
Mercado liberalizado	12.780	20.526	21.742	22.797	25.295	30.969	36.773	37.813
Otros países de Europa	-	-	17.060	19.666	21.118	32.172	47.221	52.606
América Latina	59.455	62.290	46.810	47.494	49.526	52.314	55.246	58.281
<b>Clientes (Miles)</b>								
Total Endesa	21.522	22.205	20.509	20.544	20.960	21.463	21.936	22.701
España y Portugal	9.857	10.242	10.504	10.252	10.478	10.577	10.714	11.120
Mercado regulado	..	10.236	10.496	10.244	10.416	10.023	9.716	10.042
Mercado liberalizado	..	6	8	8	62	554	998	1.078
Otros países de Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América Latina	11.655	11.963	10.005	10.292	10.482	10.886	11.222	11.581

Fuentes: Endesa (2004), Endesa (2005) y Endesa (2007).

Sin duda, puede parecer bastante paradójal que las filiales latinoamericanas de Endesa hayan disminuido sus ventas durante el período 1999-2006, no obstante haber aumentado levemente su potencia instalada, y fuertemente, su producción de energía eléctrica en la región, más allá de los diversos escenarios de crisis que se configuraron en algunos de los países. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que la relación de producción y ventas de estas filiales señala que en los años 1999 y 2000 estas empresas sobrevendieron su producción en porcentajes muy altos, 45% por encima de la energía eléctrica que fueron capaces de generar en ambos años (ver gráfico 2.6), lo que las obligaba a comprar en los mercados mayoristas la energía no generada, en algunos casos a precios de falla, situación que compromete la rentabilidad del negocio.

Gráfico 2.6  
Endesa: relación de producción y ventas de energía eléctrica en filiales de América Latina, 1999-2006



Fuente: CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos de Endesa (2004), Endesa (2005) y Endesa (2007).

Esta situación de sobreventa se mantuvo hasta 2004, cuando Endesa aumentó su capacidad de generación y la producción de energía eléctrica, e incluso reservó un margen de 5% para cubrir la pérdida que se produce en el transporte de la electricidad. En consecuencia, es posible que Endesa haya

debido restringir sus ventas durante gran parte del período 1999-2006 con el propósito de ajustar los niveles de comercialización con los de producción e inversiones, y responder más adecuadamente a los requerimientos de sus clientes.

Cabe preguntarse cómo se originó una situación de estas características, que compromete no solo la rentabilidad del negocio, sino también la seguridad del suministro de energía eléctrica en algunos de los principales centros urbanos de los países latinoamericanos. Una primera respuesta posible se refiere a la necesidad de Endesa, como empresa recién ingresada a los mercados de la región, de posicionarse mediante la captura de nuevos clientes, de modo de desarrollar una masa crítica de negocios que contribuyera a solventar los altos costos financieros asociados a la expansión, más allá del mayor costo marginal que puede significar comprometer el suministro adicional de energía que no se está en condiciones de generar. Una segunda respuesta –no necesariamente incompatible con la anterior– tiene que ver con las características de los contratos de suministro, que se suscriben a plazos que oscilan entre 24 y 36 meses y que suponen determinadas condiciones operativas del negocio. En consecuencia, la irrupción de cambios drásticos de estas condiciones, ocasionados por factores climáticos, técnicos, o de naturaleza fiscal, cambiaria o monetaria, determinaron que las empresas generadoras del Grupo no cumplieran los contratos de suministro que habían suscrito, ya sea por escasez de los insumos energéticos, por fallas técnicas de las plantas de generación, por incremento de los costos, o simplemente, por disminución de los ingresos que provoca la contracción de la demanda o la fijación de tarifas por debajo del costo marginal. En los escenarios que se configuraron, al parecer no previstos adecuadamente por Endesa, la energía eléctrica producida no fue suficiente para cubrir la demanda establecida en los contratos suscritos.

Los efectos sobre los sistemas energéticos de ambas situaciones, relacionadas la primera a políticas de penetración de mercado y la segunda a políticas de producción, deben ser materia de preocupación en el perfeccionamiento de los marcos regulatorios de la actividad.

## **D. Internacionalización y expansión de Endesa en América Latina**

La internacionalización de Endesa está fuertemente asociada a la expansión del Grupo en América Latina, específicamente en las principales economías de América del Sur, donde se concentran la mayoría de los principales centros urbanos y de consumo energético de la región, y donde es

posible, además, obtener economías de aglomeración mediante la explotación intensiva de infraestructura en zonas territoriales que se caracterizan por una alta densidad poblacional y por la concentración de buena parte de la producción y el ingreso de cada economía nacional. De hecho, las primeras compras de participaciones en capitales accionarios que el Grupo realizó fuera de España las hizo en Argentina, en 1992, casi una década antes de iniciar sus inversiones en la Europa no ibérica y varios años antes de emprender similares actividades en el Norte de África.

La expansión de Endesa en América Latina se sustentó en la privatización de las empresas eléctricas que impulsaron los gobiernos de Argentina y Perú durante la primera mitad de los años noventa, no obstante la paradoja de ser todavía una empresa estatal en su país de origen. Posteriormente, el Grupo Endesa aprovechó los procesos de privatización de Colombia y Brasil para afianzar su posición de mercado en la región y consolidar su proceso de internacionalización. Es muy probable que este proceso no se hubiera desarrollado si los gobiernos latinoamericanos mencionados no hubiesen impulsado la privatización de las empresas eléctricas de sus respectivos países.

## ***1. Argentina***

Endesa inició su internacionalización mediante la adquisición de una participación dominante (38%) en el capital social de la Empresa de Electricidad de la Zona Norte (EDENOR), firma argentina que distribuye energía a la zona norte de Buenos Aires y que fue privatizada en 1992. Posteriormente a la compra de EDENOR, el Grupo Endesa amplió su presencia en Argentina y compró un 22% de Yacylec –empresa que transporta la energía generada por la central de Yacyretá– y un 35% de la central generadora Dock Sud. Siempre procurando tener la mayoría accionarial de las empresas a cuya propiedad ingresa, el Grupo Endesa elevó su participación en EDENOR a 47,7% y en Dock Sud a 70% a mediados de los años noventa.

La presencia de Endesa en la industria eléctrica de Argentina aumentó considerablemente en 1999 luego de tomar el control del grupo chileno Enersis y sus empresas filiales, que había desarrollado una vigorosa expansión en Argentina, al amparo de las privatizaciones impulsadas en este país. Este fue un hecho determinante de la expansión del Grupo Endesa, tanto en Argentina como en otros países de la región. Específicamente, en Argentina la compra de Enersis le reportó al grupo español adicionar las empresas generadoras El Chocón y Central Costanera, en las que tuvo una participación de 65,2% y

64,3% de los respectivos capitales sociales hasta comienzos de 2007. En febrero de este año, Endesa ejerció los derechos preferentes de adquisición del 5,5% de Central Costanera y en marzo hizo lo mismo en la generadora El Chocón (17,2%), aumentando su participación en ambas empresas en los porcentajes respectivos. Asimismo, mediante la toma del control de Enersis, Endesa obtuvo el control de EDESUR (99,45%), que distribuye energía a la zona sur de Buenos Aires.

Debido a las restricciones establecidas en el marco legal del sector eléctrico argentino, que no admite el control de las dos empresas distribuidoras de electricidad de Buenos Aires por un mismo operador, Endesa vendió a Electricité de France (EdF) la totalidad de su participación en la propiedad de EDENOR en marzo de 2001. Simultáneamente, la filial Endesa Cogeneración y Renovables firmó un acuerdo con el gobierno de Argentina para investigar el desarrollo de 3.500 MW, que podrían ser aportados por parques eólicos en este país.

A finales de 2005, Endesa participó del acuerdo de las empresas generadoras argentinas con el gobierno referido a la construcción de plantas de ciclos combinados con una capacidad total de 1.600 MW. El Gobierno a su vez, se comprometió a financiar y a recomponer gradualmente el normal funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. Está previsto que estas instalaciones comiencen a operar comercialmente en ciclo abierto en el primer semestre de 2008 y en ciclo cerrado en el primer semestre de 2009 (Endesa, 2006).

A fines de 2006, las principales filiales y coligadas del Grupo Endesa en Argentina abarcan empresas que se desempeñan en los segmentos de generación, transmisión y distribución eléctrica, conforme se detalla en el cuadro 2.10. Directamente o a través de Enersis, Endesa detenta el control de la mayoría del capital accionario de casi la totalidad de las empresas a través de las cuales opera en este país.

**Cuadro 2.10**  
**Endesa: empresas filiales y coligadas en Argentina, 2006**

<b>Actividad principal y empresa filial o coligada</b>	<b>Participación de control (%)</b>	<b>Capacidad de generación o transmisión o número de clientes</b>
<b>Generación</b>		
Central Dock Sud a/	69,99	870 MW
Endesa Costanera S.A.	64,3	2.319 MW
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	65,2	1.320 MW

*(continúa en la página siguiente)*

Actividad principal y empresa filial o coligada	Participación de control (%)	Capacidad de generación o transmisión o número de clientes
Termoeléctrica José de San Martín S.A.	20,9	..
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	20,9	..
<b>Distribución</b>		
Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR)	93,2	2,2 millones
<b>Transmisión</b>		
Yacylec c/	22,2	282 km, 507 kV
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM)	100 b/	..
Comercializadora de Energía del Mercosur S.A. (CEMSA)	45,0	..
Transportadora de Energía S.A. (TESA)	100,0	..
<b>Transporte de gas</b>		
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	100,0	..
<b>Inversiones y servicios</b>		
Compañía Americana de Multiservicios (CAM) S.R.L.	100,0	-
Distrilec Inversora S.A.	51,6	-
Endesa Argentina S.A.	100,0	-
Hidroinvest S.A.	69,9	-
Sacme S.A.	50,0	-
Synapsis Argentina S.R.L.	100,0	-

**Fuente:** Rozas Balbontín, Patricio (2001), "La inversión europea en la industria energética de América Latina", *Serie Seminarios y Conferencias*, CEPAL, junio; CEPAL (2005), *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe 2004*, Santiago de Chile, Publicación de las Naciones Unidas; Endesa, *Informe de Actividades 2006*; y, Endesa, *Evolución 1996-2005*.

Notas:

a/ Endesa creó la sociedad inversora Dock Sud, en conjunto con el grupo petrolero Astra, propiedad de Repsol YPE, para la construcción de una central de ciclo combinado de gas de 775 MW de potencia. La generadora fue puesta en operación en 2001.

b/ Por medio de la sociedad de inversiones Enersis, con sede en Chile, controlada por Endesa. En 2006, Endesa poseía el 60,62% de la propiedad de Enersis.

c/ La sociedad Yacylec opera y mantiene la línea de transmisión eléctrica de la central hidroeléctrica Yaciretá (282 kilómetros) y la estación transformadora de resistencia.

## 2. Perú

El segundo punto de desembarco de Endesa en América Latina fue Perú. El ingreso del grupo español a este país se produjo en 1994, cuando se inició la privatización de las mayores empresas distribuidoras de electricidad ubicadas en Lima, que fueron adjudicadas a los consorcios que encabezaban las empresas chilenas Enersis y Chilquinta. Endesa integró como socio minoritario el consorcio Inversiones Distrilima, que se adjudicó el 60% del capital accionario de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A. (EDELNOR) por 176 millones de dólares. Además, el grupo español procedió a constituir en ese año la Compañía Peruana de Electricidad S.A. para canalizar por su intermedio las inversiones vinculadas a la distribución y generación de la energía eléctrica en este país.

En 1995 Endesa ingresó al segmento de la generación mediante la compra del 60% de Etevensa por 120 millones de dólares. Posteriormente, el grupo español aumentó su potencia instalada en Perú mediante la adquisición del 60% del capital accionario de la empresa generadora de Piura (EEPSA), que realizó en 1996, por 20 millones de dólares.

De la misma manera que en Argentina, la presencia del Grupo Endesa en el mercado eléctrico peruano se fortaleció de manera importante al tomar el control de Enersis y de sus filiales, en la medida que le permitió aumentar su participación en el capital accionario de Inversiones Distrilima, dueña de EDELNOR. De esta manera el grupo español obtuvo una participación proporcional equivalente al 50,8% de las acciones de la distribuidora eléctrica. Asimismo, la toma de control de Enersis y sus filiales le permitió al grupo español acceder al control de EDEGEL, la mayor compañía privada de generación de electricidad del Perú, cuya mayoría accionaria (60%) había sido adjudicada en 1995 a Generandes Co., empresa de inversiones controlada por la americana Entergy y la chilena Endesa, por 424 millones de dólares. Además, Enersis había adquirido en 1995 la Empresa de Distribución Eléctrica de Chancay S.A. (Edechancay), otra de las empresas constituidas por el Estado para dar curso a la privatización de la actividad distribuidora de energía eléctrica en Perú, que absorbió a EDELNOR en 1996, adoptando posteriormente su razón social.

En Perú el Grupo Endesa también puso en práctica el mecanismo de comprar la participación de accionistas minoritarios mediante una segunda inversión, cuyo monto recupera una vez materializada la transferencia mediante una reducción del capital social de la empresa donde se ha realizado la inversión. Durante el 2000, EDEGEL adquirió al Estado peruano parte de las acciones que éste detentaba en la compañía generadora peruana, elevándose la

participación del Grupo Endesa a 61,1%. Tras la adquisición EDEGEL procedió a reducir su capital en el mismo monto que había empleado Endesa para elevar su participación, manteniendo la participación proporcional de los distintos accionistas. Esto le permitió al Grupo Endesa conservar su nueva participación (61,1%) y recuperar la inversión adicional que había realizado para elevar tal participación.

En junio de 2006, el Grupo Endesa procedió a fusionar EDEGEL con ETEVENSA, asumiendo la primera todos los derechos y obligaciones de la segunda. De esta manera, el Grupo Endesa participa actualmente en el segmento de generación eléctrica de Perú solo por intermedio de EDEGEL, con un total de nueve centrales generadoras con una capacidad instalada total de 1.426 MW, y de la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA), que dispone de una capacidad instalada de 146 MW. En 2006 las centrales de generación hidroeléctrica y térmica controladas por el Grupo Endesa constituyeron el 33% de la capacidad del sistema peruano. A la vez, la energía eléctrica producida por las empresas del Grupo sumó 6.766 GWh, lo que representó 27,3% de la generación eléctrica del Perú en el último año. La mayor parte de la energía generada por las empresas del Grupo correspondió a la producción de EDEGEL, que aportó al sistema 6.662 GWh, haciendo evidente el importante crecimiento de su producción y de la demanda de energía derivada de la actividad minera (Enersis, 2006).

En el segmento de distribución del mercado eléctrico peruano, el Grupo Endesa participa a través de EDELNOR, que tiene una participación de mercado, estimada por las ventas físicas, de 30%. EDELNOR es la empresa concesionaria del servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Huaraz, Barranca y Oyón. Esta firma atiende 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la empresa distribuidora de la zona sur, 5 distritos adicionales. En la zona metropolitana, la concesión de EDELNOR comprende principalmente una zona industrial de Lima y algunos distritos populosos de la ciudad. En 2006, las ventas físicas de energía ascendieron a 4.874 GWh, en tanto el número total de clientes fue de 951.560 unidades.

**Cuadro 2.11**  
**Endesa: principales empresas filiales y coligadas en Perú, 2006**

Actividad principal y empresa filial o coligada	Participación de control (%)	Capacidad de generación o transmisión o número de clientes	Año de ingreso
<b>Generación</b>			
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	60,00	146 MW	1996
Etevensa (fusionado con Edegel) a/	63,56		1995
Edegel S.A.A.	55,4	1,425,7 MW	1996
<b>Distribución</b>			
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte (EDELNOR)	60,00	2,3 MW, 951.000 clientes	1994
<b>Inversiones y servicios</b>			
Compañía Peruana de Electricidad S.A.C.	51,0	-	1994
Inversiones Distrilima S.A.	68,4	-	1994
Generandes Perú, S.A.	59,6	-	1999
Synapsis Perú Ltda.	100,0	-	...
Compañía Americana de Multiservicios Ltda. Perú (Cam Perú)	100,0	-	...

**Fuentes:** Rozas Balbontín Patricio (2001), "La inversión europea en la industria energética de América Latina", *Serie Seminarios y Conferencias*, CEPAL, junio; CEPAL (2005), *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe 2004*, Santiago de Chile, Publicación de las Naciones Unidas; Endesa, *Informe de Actividades 2006*; y, Endesa, *Evolución 1996-2005*.

Notas:

a/ En agosto de 2006, quedó inscrita en los Registros Públicos la fusión entre Edegel, generadora hidráulica participada por Endesa Chile, y Etevensa, empresa generadora de ciclo combinado participada directamente por Endesa Internacional.

### **3. Brasil**

La entrada del Grupo Endesa a Brasil, el mercado energético más importante de la región latinoamericana, demoró hasta fines de 1996, debido en parte al retraso relativo del programa privatizador del sector eléctrico en ese país respecto de los demás países latinoamericanos<sup>15</sup>, y en parte a la destacada participación de algunos grupos empresariales locales y de empresas eléctricas

<sup>15</sup> El traspaso de empresas eléctricas estatales al sector privado en Brasil se inició recién en 1995 con la venta del 51% de Espirito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA) a inversionistas locales, que pagaron 386 millones de dólares (Rozas, 2001).

estadounidenses y chilenas en la primera fase de la privatización del sector. Sus primeras operaciones en este país se caracterizaron por una baja participación en el capital accionario de los consorcios que debieron constituirse para postular a las licitaciones de las empresas eléctricas que se privatizaron, que fueron liderados por el grupo chileno Enersis (o algunas de sus filiales) y por Eléctrica de Portugal (EdP).

En 1996 el Grupo Endesa integró el consorcio encabezado por Enersis al que le fue adjudicado el 70% de la Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro (CERJ) por 587 millones de dólares. En la distribución de la propiedad del capital social de la distribuidora, el grupo español quedó con un 7% de las acciones, en tanto las empresas chilenas Enersis y Chilectra –relacionadas en su propiedad– obtuvieron un 45% y EdP un 21% del total accionario (Rozas, 2001). CERJ –hoy denominada AMPLA Energia e Serviços– era una compañía de distribución de energía eléctrica que abarcaba el 73,3% del territorio del estado de Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.054 km<sup>2</sup>. Actualmente la población del área es de aproximadamente ocho millones de habitantes repartidos en 66 municipios, y el número de clientes atendido por la empresa sobrepasa los 2,3 millones (Enersis, 2006).

En 1998, el Grupo Endesa participó en una nueva operación de compra de una empresa eléctrica que se transfería al sector privado en Brasil, conservando su condición de socio minoritario en el consorcio a través del cual se realizaba la adquisición. A través de Distriluz Energía Eléctrica S.A. –empresa constituida por CERJ (36,4%), Enersis (15,6%), Chilectra S.A. (10,4%) y Endesa Internacional (36,4%)– los grupos Enersis y Endesa compraron en abril de 1988 el 51% de la Companhia Energética do Ceará (COELCE) por 868 millones de dólares (Enersis, 2000)<sup>16</sup>. COELCE es la compañía de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Fortaleza, del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.825 km<sup>2</sup>. Actualmente la compañía atiende a una población de más de siete millones de habitantes, en tanto el número de clientes supera los 2,5 millones (Enersis, 2006).

Como ocurrió en todos los países donde el grupo Enersis había asentado posiciones, la toma de control de Enersis por parte del Grupo Endesa en 1999 también le significó una mejor posición de mercado en la industria eléctrica de

---

<sup>16</sup> En septiembre de 1999, COELCE modificó su estructura de propiedad al incorporar su sociedad controladora (Distriluz Energía Eléctrica S.A.), con el propósito de optimizar los flujos de caja tributarios e incorporar una reserva de menor valor, cuya amortización generó importantes beneficios económicos para sus accionistas. Como consecuencia de la incorporación, fue extinguida Distriluz Energía Eléctrica S.A., procediéndose a la creación de una nueva sociedad controladora, Investluz S.A., la que pasó a ocupar el lugar de la primera (Enersis, 2000).

Brasil, no solo porque incrementó fuertemente su participación en el control accionario de empresas tales como CERJ y COELCE, sino también, por acceder, a la propiedad de la empresa generadora Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.

En septiembre de 1997, un consorcio compuesto por las filiales de Enersis, Endesa-Chile y EDEGEL, con 81,9 y 18,1% de participación, se adjudicó la licitación del 79,36% de las acciones de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. por 714 millones de dólares. En diciembre de 1997, las acciones que no fueron tomadas por los empleados de la empresa privatizada (0,47%) fueron adquiridas por Endesa (de Chile), elevándose la participación del consorcio a 80,8%. En 1998, Endesa (de Chile), a través de su subsidiaria Lajas Holding Inc., aumentó su participación indirecta en Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. a 91,2%. Cachoeira Dourada fue la primera empresa generadora privatizada en Brasil y corresponde a una central hidroeléctrica de paso ubicada en el río Paranaíba, a 240 km de Goiana y a 450 kilómetros de Brasilia. Posee diez unidades generadoras con una capacidad de 658 MW, que representaba el 1% de la potencia instalada del país en 1998 y el 0,7% en 2006 (Endesa, 2000; Enersis, 2006). Así, la toma de control de Enersis le permitió al Grupo Endesa ingresar al segmento de generación de la industria eléctrica de Brasil, no obstante que la participación de mercado obtenida es notoriamente inferior a la alcanzada en otros países latinoamericanos.

También en Brasil, siguiendo el patrón adoptado en otros países de la región latinoamericana, el Grupo Endesa procedió a incrementar su posición en la propiedad del capital accionario de las empresas que participaba y a concentrar la propiedad y el control de su gestión, adquiriendo progresivamente las acciones que pertenecían a pequeños accionistas, inversionistas institucionales o, incluso, al Estado, que en algunos casos retiene algún porcentaje del capital social de la empresa privatizada. Así, por ejemplo, en septiembre de 1999, el Grupo Endesa aumentó su participación indirecta en la propiedad de COELCE en 6% al adquirir el consorcio adjudicatario las acciones en poder de los clubes de inversión, formados por los trabajadores al momento de la privatización de la empresa. Con esto, Endesa (de España), Enersis, Chilectra y CERJ pasaron a controlar el 92% del capital con derecho a voto de la empresa y 57% del capital total. A mediados de 2000, el Grupo Endesa incrementó a su participación a 58,9%, porcentaje que conserva actualmente.

Adicionalmente, en mayo del 2000, el Grupo Endesa presentó una Oferta Pública de Acciones (OPA) para adquirir la totalidad de las acciones de CERJ que estaban en poder de accionistas minoritarios. En el momento de lanzar esta operación, el grupo español controlaba el 54,8% de esta sociedad. En agosto del

mismo año, el Grupo Endesa concluye con éxito su OPA sobre CERJ, lo que le permite elevar su participación en el capital social de la distribuidora a 80%.

Por otra parte, la participación de 91,2% en el capital de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. que el Grupo Endesa obtuvo en 1999 mediante la toma de control de Enersis en 1999, en diciembre de 2006 asciende a 99,6%.

En Brasil, el Grupo Endesa aplicó también la capitalización de deudas entre empresas relacionadas para incrementar su participación en la propiedad de sus empresas filiales, mecanismo que se puso en ejecución en el marco de decisiones relacionadas al aumento del capital social de tales empresas y de fortalecimiento de sus respectivas posiciones financieras. A mediados del 2000, CERJ aumentó su capital social en 105 millones de dólares mediante la emisión de 770,8 millones de nuevas acciones ordinarias. Enersis –ya controlada por el Grupo Endesa– suscribió directa e indirectamente la totalidad de la ampliación a través de la capitalización de la deuda que CERJ mantenía con Enersis. Como consecuencia de esta operación, el Grupo Endesa empezó a detentar, directa e indirectamente, 88,2% de las acciones del capital social de CERJ.

Este mecanismo nuevamente su usó en enero de 2004, cuando el directorio de CERJ aprobó una segunda ampliación de capital por 250 millones de dólares con la finalidad de sanear sus estados financieros mediante la capitalización de parte de la deuda que CERJ mantenía con Enersis. Tras esta ampliación, la participación del Grupo Endesa en CERJ se elevó a 91,9%. Actualmente, la participación del Grupo Endesa en la propiedad de Ampla Energia e Serviços S.A. –nueva razón social de CERJ– se conserva en ese porcentaje.

Del mismo modo que en otros países de la región, en algunas de las empresas controladas en Brasil el Grupo Endesa procedió a reducir el capital de las empresas filiales para recuperar la inversión adicional que había realizado con el propósito de comprar la participación de accionistas minoritarios en las empresas respectivas. De esta manera, el grupo español lograba aumentar su participación en la propiedad de la empresa filial sin desembolsos adicionales, o inferiores al valor de mercado de las acciones transadas. Así, por ejemplo, en junio de 2003, se acordó reducir el capital social de COELCE en 13,2 millones de dólares, sin que variara el porcentaje de participación del Grupo Endesa en esta empresa.

La presencia del Grupo Endesa en el mercado eléctrico de Brasil fue incrementada mediante la instalación de una central de ciclo combinado en Fortaleza, en el estado de Ceará, y la creación de una empresa transmisora orientada a participar en el proceso de integración energética entre Argentina y Brasil. A comienzos de 2002, el Grupo Endesa decidió construir una central térmica de ciclo combinado que utiliza gas natural y diesel-oil para generar y cuya producción fuera consumida por COELCE, la empresa distribuidora del mismo estado que debió hacer frente a las dificultades de suministro de electricidad por efecto de la sequía que afectó a Brasil. La nueva central entró en operaciones en diciembre de 2003 y aporta actualmente al sistema eléctrico una potencia instalada de 321,5 MW, esto es, 0,3% del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

También el Grupo Endesa impulsó la creación de la Companhia de Interconexão Energética (CIEN) para impulsar proyectos de transmisión de energía eléctrica desde Argentina hacia Brasil. Este proyecto entró en la etapa de operación comercial a principios del año 2000, con una capacidad de 1.000 MW. A finales del año 2002, se duplicó su capacidad alcanzando los 2.100 MW de capacidad, que cubren una distancia de aproximadamente 500 km. desde Rincón Santa María, en Argentina, hasta Itá, en el estado de Santa Catarina en Brasil. Durante 2006, las ventas de energía de CIEN fueron de 6.394 GWh. Actualmente, el Grupo Endesa controla directa e indirectamente el 100% del capital de CIEN. La inversión total del proyecto ascendió a alrededor de 700 millones de dólares.

**Cuadro 2.12**  
**Endesa: principales empresas filiales y coligadas en Brasil, 2006**

Actividad principal y empresa filial o coligada	Participación de control (%)	Capacidad de generación o transmisión o número de clientes	Año de ingreso
<b>Generación</b>			
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	99,6	658 MW	1997
CGTF Central Termelétrica Fortaleza S.A.	100,0	321,6 MW	2003
<b>Distribución</b>			
AMPLA Energia e Serviços S.A. (ex CERJ) a/	91,9	2,3 millones	1996
Companhia Energética do Ceará (COELCE)	58,9	2,5 millones	1998
<b>Transmisión</b>			
Companhia de Interconexão Energética, S.A. (CIEN)	100	1 000 km, 2 100 MW	1997
<b>Inversiones y Servicios</b>			
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	91,9	-	
Cam Brasil Multiserviços Limitada	100,0	-	
Endesa Brasil S.A.	71,5	-	
Endesa Brasil Participações Limitada	100,0	-	
Ingendesa do Brasil Ltda.	100,0	-	
Investluz S.A.	100,0	-	
Luz de Río Limitada	99,9	-	
Synapsis Brasil Limitada	100,0	-	

**Fuentes:** Rozas Balbontín Patricio (2001), "La inversión europea en la industria energética de América Latina", *Serie Seminarios y Conferencias*, CEPAL, junio; CEPAL (2005), *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe 2004*, Santiago de Chile, Publicación de las Naciones Unidas; Endesa, *Informe de Actividades 2006*; y, Endesa, *Evolución 1996-2005*.

**Notas:**

a/ En septiembre de 2004, CERJ cambió de nombre y pasó a llamarse AMPLA, como una medida de cambio de imagen corporativa, dentro del Plan de Transformación de Ampla.

En octubre de 2005, se creó Endesa Brasil, empresa *holding* que administra a partir de entonces las inversiones del Grupo Endesa que mantiene en este país. La creación de este *holding* presenta tanto ventajas estratégicas como financieras. Entre las ventajas estratégicas destacan la mayor visibilidad de los activos, con el correspondiente efecto en el valor de la acción, el mejor acceso a oportunidades de crecimiento y un mayor incremento del poder

de negociación. Entre las ventajas financieras destacan los flujos de caja más estables, la diversificación del riesgo comercial y un mejor acceso a los mercados financieros. Para tales efectos, el Grupo Endesa traspasó a Endesa Brasil en octubre de 2005 la mayoría de los activos operativos que poseía Endesa en este país (Ampla Energia e Serviços S.A., Cachoeira Dourada S.A., C.G.T. Fortaleza S.A., CIEN S.A., COELCE S.A. e Investluz S.A.).

En definitiva, el Grupo Endesa está presente en todas las áreas de negocios de la industria eléctrica de Brasil, destacando su participación en los segmentos de distribución y de transmisión. Aunque presente también en los segmentos de generación y de negocios relacionados, la participación del grupo español en estos últimos no alcanza la dimensión o magnitud que registra en otros países, tanto en América Latina como en su mercado de origen.

#### **4. Colombia**

De manera semejante a la expansión del Grupo Endesa en Brasil, el ingreso de la firma Endesa Internacional a Colombia se produjo en 1997, en alianza con ENERSIS, empresa que empezó a ser participada por el grupo español en ese mismo año. En septiembre de 1997, ambas empresas se adjudicaron por 1.085 millones de dólares el 48,5% de la Comercializadora y Distribuidora de Energía de Bogotá (CODENSA), por intermedio de Luz de Bogotá S.A., un consorcio que constituyeron Endesa (55%), Enersis Investment S.A. (26%) y Chilectra Panamá (19%) para los efectos de participar en la privatización de CODENSA y otras empresas del sector eléctrico colombiano. CODENSA presta sus servicios en Santa Fé de Bogotá y 96 municipios más, en un área aproximada de 14.000 km<sup>2</sup>. El resto de la propiedad de CODENSA (51,5%) quedó en poder de la Empresa de Energía de Bogotá S.A., empresa pública que hasta entonces había detentado el control del 100% de la distribución eléctrica en la región consignada<sup>17</sup>.

A Luz de Bogotá S.A. también le fue adjudicado en septiembre de 1997 el 48,5% de EMGESA, la mayor empresa generadora de Colombia, a cambio de 951 millones de dólares. Emgesa es la mayor empresa de generación de Colombia, situada en el entorno de la ciudad de Bogotá. La conforman diez centrales que totalizan una potencia de 2.238 MW entre las cuales se encuentra El Guavio, de 1.163 MW, la mayor central hidroeléctrica de dicho país. Actualmente, la capacidad instalada de Emgesa representa cerca del 17% de la potencia total del sistema colombiano (Enersis, 2006).

---

<sup>17</sup> CODENSA se constituyó como empresa sólo en octubre de 1997.

En el marco de la privatización parcial de algunas de las principales empresas eléctricas de Colombia, también se transfirió en septiembre de 1997 a Luz de Bogotá el 5,5% de la Empresa de Energía de Bogotá, propietaria del 51,5% de Emgesa.

La toma de control de Enersis por parte de Endesa en 1999 no solo implicó la consolidación de la posición del grupo español en CODENSA y en EMGESA, sino, además, acceder al control de la Central Hidroeléctrica de Betania, S.A., empresa que la filial de Enersis, Endesa Chile, se había adjudicado (99,9%) en diciembre de 1996 en sociedad con la Corporación Financiera del Valle. Esta central de 541 MW está situada en la intersección de los ríos Magdalena y Yaguará en el suroeste de Colombia, a 380 kilómetros de Bogotá, y representaba cerca del 4% de la capacidad instalada total del sistema colombiano.

A fines de 2006, Endesa conservaba con su participación del 48,5% en CODENSA y en EMGESA y el 99,9% de la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. Además, ese año el grupo español adquirió la central de fuel-gas Termocartagena de 142 MW, en Cartagena de Indias, que está en proceso de repotenciación y conversión a ciclo combinado. De todos modos, la generación hidroeléctrica sigue predominando en la producción de energía desarrollada por las empresas del Grupo en este país (97%), que en su conjunto constituye alrededor de 24% de la generación eléctrica total de Colombia. A la vez, la participación de mercado de Codensa en la distribución de energía eléctrica, estimada por sus ventas físicas, fue de 23%.

**Cuadro 2.13**  
**Endesa: empresas filiales y coligadas en Colombia, 2006**

Actividad principal y empresa filial o coligada	Participación de control (%)	Capacidad de generación o transmisión o número de clientes	Año de ingreso
<b>Generación</b>			
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. a/ b/	100,0	541 MW	1999
Emgesa S.A. E.S.P. b/	48,5	2.238 MW	1997
<b>Distribución</b>			
Codensa S.A. E.S.P.	48,5	2,1 millones de clientes, 10.755 GWh	1997
<b>Inversiones y servicios</b>			
Luz de Bogotá S.A.	100,0	-	
Synapsis Colombia Limitada	100,0	-	
Compañía Americana de Multiservicios Ltda. Colombia	100,0	-	

**Fuentes:** Rozas Balbontín Patricio (2001), "La inversión europea en la industria energética de América Latina", *Serie Seminarios y Conferencias*, CEPAL, junio; CEPAL (2005), *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe 2004*, Santiago de Chile, Publicación de las Naciones Unidas; Endesa, *Informe de Actividades 2006*; y, Endesa, *Evolución 1996-2005*.

**Notas:**

- a/ En noviembre de 2006, la Superintendencia de Sociedades autorizó la escisión de C. H. Betania, en virtud de la cual se logró que esta sociedad se convirtiese en un 99,99% propiedad de Endesa a través de Endesa Chile.
- b/ En diciembre de 2006, se firmó un Acuerdo de Principios entre el Grupo Endesa y la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) para iniciar el proceso de integración de Emgesa y Central Betania, que quedará perfeccionado a lo largo del segundo semestre del año 2007.

## **E. El ingreso de Endesa al sector eléctrico de Chile**

El ingreso del Grupo Endesa al sector eléctrico de Chile revistió características notoriamente distintas a las registradas en las diversas experiencias de su expansión en los demás países de América Latina, especialmente en relación con la oportunidad, los objetivos de la inversión, los montos involucrados en la toma de control de las empresas eléctricas de Chile y las implicancias de las operaciones emprendidas.

Cuando las empresas eléctricas chilenas fueron privatizadas durante la segunda mitad de la década de 1980, a diferencia de lo que acontecería más adelante en otros países de la región, dicho proceso no despertó el interés

de las empresas españolas del sector<sup>18</sup>. Por otra parte, Endesa aún no había tomado la decisión de internacionalizarse y sus primeras operaciones no fueron emprendidas hasta 1992, en Argentina.

Así, el ingreso de Endesa al sector eléctrico de Chile se produjo cuando la privatización de las principales empresas del sector no solo había culminado en lo medular, sino, además, cuando este proceso se había legitimado y consolidado, no obstante las críticas recibidas durante su implementación. Por ello, en el caso de Chile, las operaciones emprendidas por Endesa no se relacionaron con la adquisición de activos públicos que las autoridades chilenas decidieron privatizar, sino, principalmente, con la toma de control de grupos de empresas privadas organizadas conglomeradamente, que dependían de sociedades del tipo *holding*, y cuya propiedad se caracterizaba, además, por una alta dispersión entre muchos accionistas, la activa participación de inversionistas institucionales (administradoras de fondos de pensiones y tenedores de ADRs) y una participación relativamente débil de sus principales grupos de control.

En este sentido, el *ethos* de las operaciones emprendidas por Endesa en Chile estuvo dado por la alta diversificación de los activos que ya había desarrollado el grupo Enersis, lo que estaba asociado a un alto grado de internacionalización en la región y a un posicionamiento muy relevante en varios de los mercados más grandes y de mayor densidad poblacional de América Latina. De hecho, la expansión internacional alcanzada por Enersis en los principales mercados eléctricos de América Latina, la posición de mercado obtenida en éstos y los resultados producidos en la administración de las empresas adquiridas (v.gr., disminución de morosidad y de pérdida de energía por conexiones no autorizadas, entre otros aspectos), despertaron el interés de varias empresas europeas y estadounidenses por el control del principal *holding* eléctrico chileno, además del expresado por Endesa.

A mediados de la década de 1990, el Grupo Endesa ya sabía que su expansión en América Latina dependía de la toma de control de Enersis y de sus filiales Endesa y Chilectra, que constituían el principal conglomerado energético chileno y uno de los mayores de América Latina. Según notas de prensa, el Grupo Endesa sondeó en 1995 –entonces sin éxito– la posibilidad

---

<sup>18</sup> Es posible que esta falta de interés inicial haya obedecido a la estrechez del mercado interno y a la gran cuota de incertidumbre que les significaba a los inversionistas internacionales la inexistencia de mecanismos institucionales de resolución de conflictos en el plano político, factores que fueron determinantes para mitigar la afluencia de inversión extranjera directa a la economía chilena durante los años ochenta a pesar de su evidente recuperación en los últimos años de esa década (Rozas, 1992).

de suscribir una alianza estratégica con Enersis. Esta empresa había adquirido una importante presencia en los mercados de la electricidad de Argentina y Perú, además de Chile, lo que la había transformado en uno de los grupos energéticos de crecimiento más dinámico de América Latina. Ese dinamismo se sustentaba principalmente en la experiencia adquirida en rentabilizar empresas originariamente estatales, la mayoría deficitarias –a pesar de su condición monopólica u oligopólica en su mercado respectivo– debido al papel subsidiario que se asignaba al precio de la electricidad en sus economías de origen a favor de las demás actividades productivas. Aparte de operar con precios reales de la energía, la creciente competitividad de las empresas controladas por Enersis, luego de su privatización, se basaba también en una notoria disminución de las pérdidas de energía, una mayor racionalidad administrativa de su dotación de personal y de la estructura organizacional, el desarrollo de políticas comerciales antes inexistentes y una mejoría sustancial en la política de cobranza con grandes clientes, factores que contribuyeron a disminuir los costos de operación y a aumentar los ingresos operacionales de cada compañía.

### ***1. La toma de control de Enersis y Endesa S.A.***

La toma de control de Enersis por parte del Grupo Endesa se llevó a cabo en etapas sucesivas entre mediados de 1997 y mayo de 1999. En agosto de 1997, después de participar conjuntamente con Enersis y algunas de sus filiales en las privatizaciones realizadas en Perú y Brasil, el Grupo Endesa insistió en su propuesta inicial de suscribir una alianza estratégica con Enersis y actuar conjuntamente ante nuevas oportunidades de negocios en la región. La aceptación de la propuesta por parte de Enersis llevó a Endesa a tomar una participación importante en la propiedad de la empresa *holding* del grupo energético chileno. A finales de 1997, Endesa adquirió el 29% del capital social de Enersis en 1.179 millones de dólares, que luego elevó a 32% tras un desembolso total cercano a los 1.300 millones de dólares. De esta manera la empresa española obtuvo una participación importante en el directorio de Enersis (tres de siete directores), aunque todavía insuficiente para ejercer el control de su gestión y sobre las empresas que constituían el conglomerado.

El origen de esta operación radicó en las dificultades del grupo Enersis para mantener su estrategia de expansión en América Latina. En el último año, el endeudamiento de Enersis había aumentado en 20% tras la adquisición de la mayoría accionaria de CERJ en Brasil. Aunque se estimaba que el grupo chileno todavía podía incrementar su nivel de deuda en otros 1.000 millones

de dólares, esta cantidad resultaba insuficiente para participar con éxito en las privatizaciones de las empresas del sector que estaban por realizarse en algunos de los países de América Latina, tales como Brasil, Colombia y algunos países centroamericanos.

En febrero de 1999 el directorio de Enersis –todavía controlado por los representantes de las administradoras de fondos de pensiones y de otros inversionistas institucionales– propuso a la junta de accionistas la venta del paquete de acciones de Endesa (de Chile) que el *holding* tenía en su poder (32%), aduciendo que la generación no le agregaba valor al negocio de la distribución, actividad principal de Enersis.

La proposición del directorio de Enersis tenía por telón de fondo el cambio del escenario energético que venía produciéndose en América Latina en los últimos años a raíz de la privatización de las principales empresas del sector y la desregulación de la actividad en los países que habían puesto en marcha las políticas de ajuste estructural recomendadas por los organismos de crédito multilateral. La mayor competencia en generación, el desarrollo de nuevas tecnologías y las crecientes exigencias sobre la distribución inducen no solo a propiciar una mayor especialización de las empresas en los segmentos respectivos, sino, además, a modificar los parámetros de organización industrial de la actividad eléctrica. Teniendo en cuenta esta situación, era razonable esperar que la sinergia de la integración vertical entre empresas generadoras y de distribución se debilitara, lo que hace entendible la decisión del directorio de Enersis, más aún si se considera que las mayores tasas de rentabilidad tienden a obtenerse en estas últimas debido a las debilidades de los distintos marcos regulatorios, a la vez que dichas tasas tendieron a disminuir en la actividad generadora en virtud de la mayor competencia y por los efectos de la sequía en el caso de la generación hidroeléctrica.

La proposición del directorio de Enersis contradujo los intereses estratégicos del Grupo Endesa en relación con el objetivo de su expansión en América Latina. Para el grupo español el control de Endesa, de Chile, le resultaba vital –según explicó su presidente– porque las personas, las habilidades, el conocimiento práctico del negocio y los recursos físicos estaban localizados en la empresa generadora y en sus filiales, así como en Chilectra, y no tanto en Enersis, que era solo la empresa que administraba el grupo de empresas que constituía el principal conglomerado eléctrico de Chile y de América Latina. En esa medida, la enajenación de Endesa, de Chile, propuesta por el directorio de Enersis dejaba al Grupo Endesa fuera del mercado chileno de la generación y de una buena parte de la producción de energía en el continente, efecto que

anulaba el sentido de la compra del 32% de Enersis en 1997 por parte del grupo español.

Así, frente a la proposición del directorio de Enersis de enajenar su participación en la propiedad de Endesa, de Chile, el grupo español decidió duplicar su participación en el capital accionario de Enersis, obteniendo por esta vía el control de su directorio. El Grupo Endesa lanzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) sobre otro 32% de las acciones de Enersis, operación que en su conjunto le significó desembolsar alrededor de 1.450 millones de dólares, que se agregaron a los cerca de 1.300 millones de dólares que ya había invertido en 1997. Al materializarse con éxito esta segunda operación, el Grupo Endesa pasó a ser dueño de 63,9% del principal conglomerado eléctrico chileno.

## Recuadro 2

### Fallo de la Corte Suprema de Justicia sobre la toma de control de Enersis por Endesa España

Asimismo, la SVS estableció que tanto el Contrato de Gestión con cláusula de confidencialidad, como el de promesa de compraventa de acciones y los demás contratos, fueron una operación única e indivisible efectuada dos meses antes de la toma de conocimiento de los demás directores de Enersis. Esto implicó que los ejecutivos multados utilizaran sus cargos en beneficio propio y de terceros relacionados –infracción del inciso 6 del artículo 42 de la Ley de Sociedades Anónimas–, ya que fueron precisamente los cargos que detentaban los que les permitieron conocer el interés de Endesa España por Enersis, a la que luego se le transfirió dicho control, por la vía de vender sus propias acciones en las sociedades “Chispas”, “incorporándose en el precio de venta de las acciones serie B una clara retribución por las prestaciones, compromisos de colaboración y lealtad con Endesa, incurriendo en las demás infracciones anotadas”.

La SVS confirmó que los ejecutivos ocultaron información a los restantes directores y accionistas de las citadas compañías respecto del interés de Endesa España por la propiedad de Enersis y respecto de sus intenciones de venderle sus acciones, infraccionándose los números 1, 3 y 4 del artículo 42 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Además, la SVS determinó que los ejecutivos ocultaron su compromiso de ejercer influencia decisiva en la administración de Enersis en beneficio del nuevo accionista controlador y que hicieron prevalecer su interés personal por sobre sus deberes y obligaciones como presidente del directorio, directores y gerente de Enersis y de las sociedades “Chispas”, resolviendo el conflicto de intereses que enfrentaban en forma que contravenía disposiciones legales vigentes.

*(continúa en la página siguiente)*

Los ejecutivos multados recurrieron a la justicia alegando que la multa de la SVS era improporcionada y se inició un largo camino en los tribunales que culminó con el fallo de la Corte Suprema de Justicia. En éste, el máximo tribunal rechazó los recursos interpuestos en contra de la sentencia de la Corte de Apelaciones de Santiago, que había confirmado la resolución de la SVS, señalando “que los jueces del fondo no erraron en derecho al aplicar la citada norma –artículo 42 N° 6 de la Ley N° 18.046– a la conducta de los reclamantes, determinada como hecho de la causa, ni incurrieron en trasgresión a las reglas de interpretación de los contratos que se denuncian, al encuadrarla en dicha normativa, en atención al claro tenor de las cláusulas del contrato de promesa de compraventa del 49% de las acciones serie B de las CHISPAS, descrito en el considerando 25° letra c) del fallo impugnado”.

Asimismo, el fallo del máximo tribunal resolvió “que tampoco se ha incurrido en errada interpretación de los contratos, ni en falsa aplicación de los artículos 41 inciso 1° y 42 en sus numerales 1, 4 y 7 de la Ley N°18.046, en los que se describen diversas conductas que les quedan prohibidas a los directores de sociedades anónimas, prohibiciones tendientes a proteger el interés social; a evitar el ocultamiento de información, y a impedir que el cargo de director se use para obtener ventajas individuales para sí o para terceros”, explicando a continuación que: “en efecto, las conductas que fueron materia del reproche de la Superintendencia, se consignaron en síntesis en el considerando 48 letras a), c) y d) de la sentencia, que no es del caso reproducir, pero que encuadran en la nomenclatura legal citada, a saber, preferir el propio interés del director, al interés social; ocultar información, y usar el cargo para obtener ventajas indebidas; conductas todas que corresponden a hechos establecidos o aparecen claramente de los contratos que se tuvieron a la vista, en términos tales que los jueces tampoco desconocieron las normas de interpretación legal, ni las de los contratos que se han denunciado como quebrantadas, aun en el caso de que alguna de ellas no se haya citado expresamente por la Superintendencia al formular los cargos; y sin que la referencia que hace el fallo al numeral 3 del citado artículo 42 de la Ley N°18.046 que describe una conducta no fijada como hecho en la causa, tenga influencia en lo dispositivo, en atención a las restantes conductas infractoras de las demás disposiciones que se han tenido por acreditadas”.

**Fuente:** Elaboración propia sobre la base de la sentencia de la Corte Suprema, dictada en el Recurso 4261/2004 - Resolución: 13925.

Finalmente, en mayo de 1999 la empresa española consolidó el control del principal conglomerado eléctrico chileno mediante la compra del 30% de las acciones de Endesa, de Chile, en la Bolsa de Comercio de Santiago por 1.859 millones de dólares, luego de una ardua competencia con la empresa estadounidense Duke Energy. Esta participación se sumó a la obtenida cuando el Grupo Endesa se transformó en el accionista dominante de Enersis, lo que le permitió controlar por su intermedio el 55,28% del capital accionario de la empresa generadora y de su participación proporcional en el capital de sus respectivas filiales, tanto aquellas que están localizadas en Chile como aquellas asentadas en otros países de la región latinoamericana. Simultáneamente el Grupo Endesa adquirió, de tenedores de ADR, acciones de su homónima

chilena por el 4,7% de su capital, elevando su participación total a 60%. Ambas operaciones involucraron un desembolso total del orden de 2.155 millones de dólares.

En definitiva, la toma de control de Enersis y sus filiales y coligadas (52 empresas en total) involucró transferencias de acciones por cerca de 5 mil millones de dólares. Una parte de este monto fue asumido directamente por Enersis, específicamente el desembolso relacionado con la compra de las acciones de Endesa, de Chile, y de aquéllas que representaban la participación proporcional de esta última en otras empresas generadoras, en Chile y en otros países de la región. Esto significó no solo que la empresa matriz del Grupo y sus operadoras internacionales no asumieran directamente el monto total de los compromisos financieros relacionados con la toma de control de Enersis y de sus filiales en Chile y demás países latinoamericanos, sino, además, que fuese Enersis la que aumentara notoriamente sus pasivos.

## ***2. Efectos de la toma de control de Enersis en la posición internacional de Endesa***

La principal implicancia de la toma de control de Enersis y de sus filiales por el Grupo Endesa, en mayo de 1997, fue la consolidación de su posición internacional en América Latina. Mediante dicha toma de control, el Grupo Endesa adquirió una presencia importante en los mercados eléctricos de Argentina, Brasil, Colombia y Perú, además de Chile (ver cuadro 2.14 en la página siguiente). Los activos de Enersis se sumaron a las empresas ya adquiridas por el Grupo Endesa en Argentina, Perú, Venezuela y República Dominicana, lo que terminó validando su nueva posición internacional en el contexto regional.

Adicionalmente a las operaciones emprendidas en Argentina, Brasil y Perú, ya consignadas, el Grupo Endesa había adquirido en los años noventa algunas participaciones en el capital accionario de algunas empresas de Venezuela y de República Dominicana, que habían contribuido a ampliar su inserción inicial en América Latina. Sin embargo, luego de la toma de control del grupo Enersis y su asentamiento en algunos de los principales mercados eléctricos de la región, Endesa procedió a vender en junio del 2000 su participación en el capital de Electricidad de Caracas (ELACAR), que ascendía a 7,86%, lo que le permitió no solo salir de un mercado en el que no tenía mayor posibilidad de consolidar una mejor posición, sino, además, obtener una ganancia de 51,5 millones de dólares respecto de su inversión inicial.

Asimismo, el Grupo Endesa vendió en diciembre de 2005 por 23,6 millones de dólares el 40% del capital social del Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM), empresa de República Dominicana que opera en los segmentos de generación -72,3 MW de potencia instalada- y de distribución, que opera en la zona hotelera de este país. Ambas operaciones formaron parte de un plan general de racionalización de la tenencia de activos en la región que el Grupo aplicó a partir del 2000 con el propósito de rentabilizar mejor sus inversiones en América Latina, reducir sus pasivos, y concentrarse en aquellos mercados que permitieran la obtención de ganancias de aglomeración, de alcance y de escala.

**Cuadro 2.14**  
**Empresas participadas por el grupo enersis por actividad**  
**y país, diciembre de 1999**  
**(Porcentaje)**

País / Empresa		%	Actividad
<b>Argentina</b>			
1	Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR)	51,00	Distribución
2	Central Costanera S.A. *	51,67	Generación
3	Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A., CBA *	53,15	Generación
4	Hidroeléctrica El Chocón S.A. *	47,45	Generación
5	Comercial de Energía del MERCOSUR S.A. (CEMSA)	45,00	Comercialización
6	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	45,00	Transmisión
7	Endesa Argentina S.A. *	99,99	Inversiones
8	Hidroelectricidad S.A. *	99,99	Inversiones
9	Energía Hidráulica S.A *	99,99	Inversiones
10	Hidroinvest S.A. *	69,93	Inversiones
11	Distrilec Inversora S.A.	47,00	Inversiones
12	Enersis de Argentina S.A.	100,00	Inversiones
13	Enersis Buenos Aires S.A.	100,00	Inversiones
<b>Brasil</b>			
14	CERJ Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro	37,00	Distribución
15	Compañía Energética do Ceará (COELCE)	21,00	Distribución
16	Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. *	91,19	Generación
17	Compañía de Interconexión Eléctrica S.A. (CIEN) *	45,00	Transmisión
18	Investluz S.A.	37,00	Inversiones
19	Endesa Brasil Participacoes Ltda. *	100,00	Inversiones

*(continúa en la página siguiente)*

País / Empresa		%	Actividad
<b>Chile</b>			
20	Chilectra S.A.	73,0	Distribución
21	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	84,0	Distribución
22	Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) *	60,0	Generación
23	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. *	92,55	Generación
24	Empresa Eléctrica Pangue S.A. *	92,48	Generación
25	Compañía Eléctrica San Isidro S.A. *	75,00	Generación
26	Compañía Eléctrica Tal Tal Ltda. *	100,00	Generación
27	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (CELTA) *	100,00	Generación
28	Nor Oeste Pacífico Generación de Energía Ltda. (NOPEL)	50,0	Generación
29	Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., TRANSELEC *	100,0	Transmisión
30	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	37,50	Transmisión
31	Compañía Americana de Multiservicios S.A. (CAM)	100,0	Servicios masivos
32	Distribuidora de Productos Eléctricos (DIPREL)	100,0	Logística y aprovision.
33	Synapsis S.A.	100,0	Informática
34	Empresa de Ingeniería INGENDESA S.A. *	91,66	Ingeniería
35	Consortio de Ingeniería B y R - INGENDESA Ltda. *	48,04	Ingeniería
36	Empresa Sanitaria de Valparaíso (ESVAL)	29,0	Saneamiento
37	Aguas Cordillera S.A..	100,0	Saneamiento
38	Villa Los Domínicos S.A.	100,0	Saneamiento
39	Inmobiliaria Manso Velasco S.A.	100,0	Inmobiliaria
40	Infraestructura 2000 S.A. *	60,00	Vialidad
41	Autopista del Sol S.A. *	60,04	Vialidad
42	Autopista Los Libertadores S.A.	58,36	Vialidad
43	Túnel El Melón S.A. *	96,0	Vialidad
44	Gasoducto Atacama Cía. Ltda. GasAtacama *	50,0	Gas
45	Gasoducto Tal Tal Ltda. *	50,0	Gas
46	Electrogas S.A. *	42,50	Gas
47	Gasoducto Cuenca Noroeste Ltda. *	50,00	Gas
48	Aguas Puerto S.A.	72,0	Inversiones
49	Endesa Inversiones Generales S.A. ENIGESA *	100,00	Inversiones
50	Inversiones Endesa Norte S.A. *	100,00	Inversiones
51	Inversiones Eléctricas Quillota S.A. *	50,00	Inversiones

(continúa en la página siguiente)

País / Empresa		%	Actividad
52	Inversiones Electrogas S.A. *	42,50	Inversiones
53	INECSA Dos Mil S.A. *	58,39	Inversiones
54	Administradora Proyecto Atacama S.A. *	40,00	...
<b>Colombia</b>			
55	CODENSA S.A. ESP	22,0	Distribución
56	Enersis Energía de Colombia	100,0	Comercialización
57	Central Hidroeléctrica de Betania, S.A. *	85,62	Generación
58	EMGESA S.A. *	22,41	Generación
59	Luz de Bogotá S.A.	40,0	Inversiones
60	Endesa de Colombia S.A. *	100,0	Inversiones
61	Capital Energía S.A. *	38,2	...
<b>Islas Caimán y Bahamas</b>			
62	Enersis International Limited	100,0	Inversiones
63	Energex Co. *	40,00	Inversiones
64	Lajas Holding Inc. *	92,26	Inversiones
65	Central Betania Overseas Corp. *	74,75	Inversiones
66	Crawford Management Inc. *	92,26	Inversiones
67	Endesa Chile Overseas Co. *	100,00	Inversiones
68	Atacama Finance Co. *	40,0	Inversiones
<b>Panamá</b>			
69	Electric Investment S.A.	100,0	Inversiones
70	Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. *	100,0	Inversiones
71	Empresa Eléctrica de Panamá S.A.	95,00	Inversiones
72	Enersis Investment S.A.	100,0	Inversiones
73	Interocean Development Inc.	100,0	Inversiones
74	Panasuide Corporation Inc.	100,0	Inversiones
<b>Perú</b>			
75	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. (EDELNOR)	29,00	Distribución
76	EDEGEL S.A. *	32,56	Generación
77	Generandes Perú S.A. *	54,26	Inversiones
78	Inversiones Distrilima S.A.	48,00	Inversiones

**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos obtenidos en Enersis, 2000; y Endesa, 2000.

Nota:

\* Por intermedio de Endesa S.A. o alguna de sus filiales.

### *3. Las áreas de negocio de Endesa en Chile después de la toma de control de Enersis*

En Chile, al producirse su traspaso a manos del Grupo Endesa en 1999, el conglomerado de empresas que encabezaba Enersis estaba constituido por 35 empresas, excluyendo las varias sociedades de inversiones a través de las cuales se había estructurado su control desde la privatización del sector eléctrico. Al producirse la toma de control de Enersis, el conglomerado chileno controlaba buena parte de la generación a través de Endesa S.A. y algunas de sus filiales. Además, Enersis controlaba la mayor parte de la transmisión de los dos principales sistemas eléctricos del país y la distribución eléctrica en la ciudad de Santiago y alrededores.

Asimismo, Enersis contaba con el respaldo de varias otras empresas relacionadas en su propiedad que operaban en actividades complementarias en áreas como servicios masivos, logística y aprovisionamiento, informática e ingeniería. Posteriormente, varias de estas empresas se internacionalizaron, creando filiales en los demás países latinoamericanos donde el Grupo Endesa también opera.

Por otra parte, el grupo Enersis había emprendido una fuerte diversificación de sus inversiones en otras áreas de negocios, lo que significó que Enersis participara directamente, o a través de filiales que operaban como sociedades de inversión, en la propiedad de empresas de servicios de saneamiento (suministro de agua potable, servicios de alcantarillado y de aguas lluvia), vialidad interurbana, transporte y distribución de gas natural, y actividades inmobiliarias.

Específicamente, el subgrupo compuesto por Endesa S.A. y otras seis empresas generadoras –Pehuenche, Pangué, San Isidro, Tal Tal, CELTA y NOPEL– que operaban un total de 23 centrales a fines de 1999, constituían el principal grupo generador y transmisor del país, con una potencia instalada de 4.130 MW, lo que representaba el 43,5% del total nacional. Un 70,2% de la capacidad instalada de Endesa y filiales en Chile correspondía a centrales hidráulicas y el resto a plantas térmicas de diversas tecnologías. Ese año, Endesa y sus filiales generadoras produjeron 13.672 GWh y realizaron ventas por 15.949 GWh (Endesa, 2000).

Especialmente importante era la participación de Endesa S.A., de Chile, en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país, que se extiende por donde reside aproximadamente el 93% de la población. En este sistema, Endesa y sus filiales tenían una potencia instalada de 3.948 MW, lo que representaba aproximadamente el 56,6% de la capacidad del sistema,

brindando a estas filiales de Enersis una posición dominante en el segmento de generación en el Sistema Interconectado Central.

Endesa también participaba en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a través de CELTA, empresa que tenía una potencia instalada de 181,8 MW, equivalente al 7,2% de la capacidad de generación de este sistema. Sin embargo, la participación de Endesa en el SING alcanzaba a 36,2% al considerarse la capacidad de generación de las empresas Gasatacama y NOPEL (555 MW), ambas participadas por Endesa en un 50% de su capital social, pero no consolidadas en sus cuentas debido a la participación igualmente relevante de otros accionistas en la propiedad accionaria de ambas empresas. Las tres firmas mencionadas participaban en el suministro de energía a diversas empresas mineras y en el mercado spot correspondiente a este sistema (Endesa, 2000).

En el segmento de distribución, la toma de control de Enersis por el Grupo Endesa significó, como ya se indicó, el ingreso del grupo español a la distribución de energía en Santiago y alrededores mediante el control indirecto de Chilectra S.A. (73%) y de la Compañía Eléctrica Río Maipo S.A. (84%). En 1999 ambas empresas alcanzaron ventas por 9.475 GWh y sus clientes sumaron poco más de 1,5 millones (Enersis, 2000).

Por otra parte, el control de Endesa Chile dio al grupo español el control del 100% de Transelec, la compañía de transmisión eléctrica que manejaba prácticamente todas las redes troncales que conducen la energía en el Sistema Interconectado Central. Transelec constituía un sistema de transmisión que incluía líneas de transmisión y subestaciones en una extensión de más de 1.700 km entre la subestación Diego de Almagro en la III Región, por el norte, y la subestación Chomeco en la isla de Chiloé, por el sur (Endesa, 2000).

#### ***4. El Plan Génesis y las desinversiones en las industrias de servicios de saneamiento y de vialidad***

Inmediatamente después de la toma de control de Enersis y sus filiales, localizadas en Chile y en los demás países de la región, el Grupo Endesa elaboró un programa de racionalización de activos y de refinanciación de pasivos de Enersis y de su filial Endesa, que fue conocido con el nombre de "Proyecto Génesis". En lo medular, el plan consistió en vender la participación de Enersis o de Endesa en el capital accionario de varias de las empresas que constituían el conglomerado energético chileno, algunas por efecto de las disposiciones contenidas en el marco legal regulatorio del sector eléctrico de Chile, otras por

no adecuarse a los lineamientos estratégicos de desarrollo corporativo de los nuevos controladores del conglomerado, y otras por razones de productividad y rentabilidad esperada<sup>19</sup>. Esto significó la salida del Grupo Endesa del segmento de la transmisión en el mercado eléctrico y de algunas de las áreas de negocios, como concesiones viales, inversiones inmobiliarias y suministro de servicios sanitarios y de agua potable, que Enersis había empezado a desarrollar antes de su toma de control por el grupo español.

A mediados del 2000, el Grupo Endesa vendió en 189 millones de dólares la participación que Enersis tenía, a través de Aguas Puerto S.A., en Aguas Cordillera S.A., empresa que controlaba a su vez el 100% de Agua Potable Villa Los Domínicos S.A. Ambas firmas fueron transferidas a Aguas Andinas S.A. Además, el Grupo Endesa vendió a Anglian Water en 137 millones de dólares su participación de 29% en el capital social de la Empresa de Obras Sanitarias de Valparaíso, S.A. (ESVAL), confirmándose el retiro casi total del Grupo Endesa de la industria de servicios de saneamiento en la economía chilena<sup>20</sup>. La enajenación de estas participaciones fue justificada por la imposibilidad de conseguir sinergias operativas entre el negocio eléctrico y sanitario, dadas las limitaciones a la superposición de concesiones que impone la legislación chilena (Enersis, 2000).

Sin duda, la desinversión más importante que el Grupo Endesa hizo al amparo del Plan Génesis fue la venta de la participación que Endesa S.A. tenía en el capital accionario de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (Transec), de 100%, que fue transferida en octubre del 2000 en 1.076 millones de dólares a la empresa canadiense Hydro Québec. El monto de la operación, al decir de los directivos de Enersis, representó una ganancia de 225 millones de dólares para Endesa S.A. (Enersis, 2000).

---

<sup>19</sup> Además, el "Proyecto Génesis" contemplaba la renegociación de los pasivos de corto plazo y un aumento sustantivo del capital de Enersis, de modo de hacer posible la continuidad de giro de la empresa *holding* del conglomerado, amenazada por la crisis energética de Chile durante el bienio 1998-1999, la aguda recesión económica sufrida por la región a fines de los años noventa y, principalmente, por el fuerte endeudamiento ocasionado por su expansión en la región, en particular el endeudamiento generado por el aumento de la participación de Enersis en la propiedad del capital accionario de Endesa S.A.

<sup>20</sup> El Grupo Endesa incursionaba en el sector de servicios de saneamiento y distribución de agua potable, en ese entonces, tanto por la vía del control minoritario de Aguas de Barcelona S.A. –socio controlador de Aguas Andina S.A.– como por intermedio de su filial Unelco, empresa que encabeza un consorcio que se adjudicó un contrato para el diseño, construcción y operación de una planta desalinizadora en Arica. El consorcio Desalari (Desalinizadora Arica) está compuesto por Unelco, e Inima, esta última de propiedad del Gobierno hispano. Junto a ellas participaba la constructora Ovalle Moore, filial chilena del grupo mexicano Bufete Industrial (Rozas, 2001).

Adicionalmente, el Grupo Endesa obtuvo en el 2000 otros 50 millones de dólares por la venta de sitios unifamiliares y macrolotes del Proyecto Santuario del Valle, y sitios industriales y macrolotes del Proyecto Enea (Enersis, 2000).

El "Plan Génesis" contemplaba asimismo la venta de su participación de 60% en el capital social de Infraestructura 2000 S.A., lo que determinaba transferir también sus filiales Autopista del Sol S.A., INECSA 2000 S.A. y Autopista Los Libertadores S.A., y la salida casi total del Grupo Endesa del área de infraestructura vial, con la excepción de Túnel El Melón S.A. No obstante que en diciembre del 2000 se logró un acuerdo con el grupo constructor español Obrascón Huarte Lain (OHL) por un monto total de 2.253.000 unidades de fomento, convertible a dólares conforme a la tasa de cambio que existiese el día que se firmase la transferencia (Enersis, 2001), ésta solo se concretó a mediados de 2003. De esa manera, lo recaudado por el grupo español por concepto de desinversiones en el marco del "Proyecto Génesis", a desarrollarse durante el 2000, ascendió a 1.452 millones de dólares, esto es, poco más de la mitad de la inversión que el Grupo realizó para tomar el control de Enersis.

Aun cuando el "Proyecto Génesis" tuvo su origen en la necesidad de racionalizar la tenencia de activos luego de producirse la transformación de Enersis en socio controlador y accionista mayoritario de Endesa S.A., asociada a la toma de control de Enersis por el Grupo Endesa, y rebajar de esta forma el alto endeudamiento que estas empresas habían adquirido en dichas operaciones, la implementación de esa plan determinó cambios sustantivos en el perfil productivo del conglomerado de empresas que el Grupo Endesa mantuvo en su poder en la economía chilena, concentrándose principalmente en el sector energético y la producción de servicios relacionados.

El objetivo de reforzar el carácter energético del conglomerado encabezado por Enersis no solo se hizo evidente con las sucesivas ventas de activos físicos y mobiliarios que el Grupo realizó en 2000, sino además, por las inversiones emprendidas en el sector eléctrico de Chile, que apuntaron a aumentar la participación de Enersis en el capital accionario de Chilectra S.A. y de Compañía Eléctrica Río Maipo S.A. En noviembre del 2000, el Grupo Endesa lanza una OPA sobre la totalidad de las acciones de ambas compañías que permanecían en poder de accionistas minoritarios. En Chilectra el control detentado por el Grupo aumentó de 72,6% a 98% del capital social, con una inversión de 364 millones de dólares, mientras que en Río Maipo, el Grupo adquirió un 14,7% adicional de las acciones mediante una inversión de 23 millones de dólares, lo que elevó su participación a 98,4% del total (Enersis, 2000).

La acentuación de las dificultades energéticas, económicas y políticas en varios países de la región impactaron negativamente sobre el conglomerado de

empresas encabezadas por Enersis y Endesa S.A., debido a los malos resultados obtenidos por sus principales filiales localizadas en Argentina y Brasil. En dicho contexto, se produjo una fuerte corriente vendedora sobre las acciones de Enersis, lo cual explicó, en gran medida, la aguda caída en la valorización bursátil de sus títulos. A lo anterior, se agregó la sostenida desaceleración de la economía estadounidense, las bajas expectativas de recuperación de los mercados bursátiles de algunos actores asiáticos relevantes, y las amenazas de guerra en el Medio Oriente. El conjunto de estos factores contribuyó a acentuar los problemas derivados del alto endeudamiento de Enersis y de Endesa S.A., que impactaban negativamente sobre su desempeño y resultados.

Para compensar los efectos anteriormente mencionados, el Grupo debió implementar un segundo plan de fortalecimiento financiero, complementario al Proyecto Génesis, que implicó un nuevo programa de desinversión selectiva y de liquidación de activos, que focalizó mayoritariamente en Chile 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. En este entonces, el grupo español comunicó su propósito de obtener alrededor de 900 millones de dólares por la venta de activos que fueron declarados prescindibles.

En conformidad a los lineamientos definidos, en abril de 2003 el Grupo Endesa procedió a vender por 174 millones de dólares a Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., del Grupo CGE, la recién creada Central Hidroeléctrica Canutillar S.A. (100%), empresa que se constituyó a partir de la planta generadora del mismo nombre que formaba parte de los activos de Endesa S.A. Esta planta disponía de una potencia instalada de 172 MW (4,4% de la capacidad de Endesa en Chile) y una producción media de 950 GWh (Endesa, 2002; Endesa, 2003).

Asimismo, transfirió en la misma fecha el 98,7% de las acciones de Compañía Eléctrica Río Maipo S.A. al Grupo CGE, también por 174 millones de dólares, operación que además le permitió disminuir en 33 millones de dólares los pasivos de Enersis, la empresa *holding* del grupo español en Chile, que consolidaba el endeudamiento de Compañía Eléctrica Río Maipo.

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.

En junio del mismo año, el grupo español procedió a vender su participación en el capital accionario de Infraestructura 2000 y sus filiales a Obrascón Huarte Lain (OHL), que pagó 275 millones de dólares. La transferencia de estos activos solo se materializó luego que Infraestructura 2000 hiciera una colocación de bonos por 86 millones de dólares en el mercado chileno con el propósito de mejorar el estado financiero de la compañía. Endesa S.A., propietaria de los títulos de Infraestructura 2000 S.A., recibió solo cerca de 55 millones de dólares por la transacción. El resto (220 millones de dólares) correspondió a la deuda de la concesionaria que fue traspasada a OHL (*AméricaEconomía*, 2003b; Endesa, 2003).

La implementación de este segundo plan de desinversiones permitió al Grupo Endesa recaudar en 2003 poco más de 500 millones dólares por concepto de transferencias de activos y disminuir sus pasivos mediante el traspaso de deudas alrededor de 220 millones de dólares, montos inferiores a los programados, pero que se suman a los 1.450 millones de dólares obtenidos en el 2000 con el programa de desinversiones contemplado en el Proyecto Génesis. Al igual que las transferencias realizadas en el 2000, los traspasos efectuados en la segunda fase buscaron acentuar el carácter energético del perfil del conglomerado, aunque más focalizado en las unidades de negocios más importantes y de mayor dimensión.

## ***5. El ingreso de Endesa al mercado de telecomunicaciones***

La acentuación del carácter energético del conglomerado de empresas controladas por el Grupo Endesa en Chile, que se produjo por efecto tanto de las desinversiones en las industrias de vialidad y de servicios de saneamiento y provisión de agua potable, como de las inversiones en participaciones adicionales en el capital accionario de las empresas distribuidoras de electricidad, no implicó, sin embargo, la renuncia del grupo español al objetivo estratégico de constituir en cada mercado local un conglomerado de empresas de servicios domiciliarios, que incluyera e integrara los servicios de suministro de energía y telecomunicaciones.

En el segundo semestre del año 2000, el Grupo Endesa ingresó 433 millones de dólares como inversión directa, transformándose en el principal inversionista hispano en el subsector comunicaciones de la economía chilena, incluso superando a Telefónica S.A. Tales recursos fueron destinados a la compra –en 300 millones de dólares– y desarrollo de la empresa operadora de telefonía móvil Smartcom, que se constituyó a partir de los activos del consorcio

Chilesat. Los recursos de inversión fueron aportados en su mayor parte por la empresa matriz del Grupo (326 millones de dólares) y por la filial Endesa Telecomunicaciones S.A.

La fuerte inversión del Grupo Endesa en la industria de telecomunicaciones de Chile se inscribió en la vigorosa expansión hacia este sector en que se empeñó el Grupo, especialmente en España. En abril de 2000, Endesa acordó la creación de AUNA, Operadores de Telecomunicaciones, en conjunto con Unión Fenosa y Telecom Italia. AUNA emergió como un *holding* de empresas del sector comunicaciones que reunió las participaciones de los socios principales en compañías de telefonía fija, telefonía móvil, servicios de Internet, telecomunicaciones por cable y televisión digital terrestre. Estas aportaciones convirtieron a Endesa en el principal accionista del *holding* (27,8% de su capital social), que, a su vez, se transformó en el segundo grupo de telecomunicaciones de España según orden de importancia. En diciembre de 2000, Auna controlaba Retevisión (telefonía fija), Amena (telefonía móvil), eresMas (servicios de Internet), Quiero TV (televisión digital), y varias operadoras de cable (Madritel, Menta, Supercable Andalucía, Able, Supercable Sevilla, Supercable Almería y Canarias Telecom, entre otras empresas). Además, Endesa poseía el 30,3% de la empresa de señales por satélite Hispasat y el 3% del operador de telecomunicaciones Euskaltel (Endesa, 2001).

La decisión de diversificar las líneas de negocios, ingresando al sector de las telecomunicaciones, fue anunciada por el Grupo Endesa en marzo de 2000, cuando presentó ante la comunidad financiera su plan de inversiones para el 2000-2004. El objetivo perseguido por el grupo español era aprovechar la sinergia entre sus instalaciones y su base de clientes, que ya superaban los 27 millones en el mundo, para alcanzar un rápido desarrollo en el negocio de las telecomunicaciones, que tiene un mayor potencial de crecimiento y expansión debido a su menor densidad, especialmente en América Latina.

En el marco de este giro estratégico, el Grupo Endesa se asoció con Ascom, una compañía helvética que desarrolló con éxito el primer proyecto a gran escala para transmitir datos y voz sobre líneas eléctricas de bajo voltaje. Empleando la tecnología denominada Power Line Communications (PLC), Ascom suministraría servicios de Internet y de transmisión de voz sobre plataformas IP a una velocidad de 1,3 megabites (10 veces más rápido que una línea dedicada común de 128 Kbps que predominaba entonces). Paralelamente, el Grupo Endesa ingresó a la propiedad de DS2 (15%), una compañía española que trabajaba en el desarrollo de sistemas para transmitir voz y datos sobre las redes eléctricas a velocidades que pueden llegar hasta 50 megabites. Asimismo, el Grupo Endesa creó conjuntamente con CommerceOne

y PricewaterhouseCoopers, la empresa Endesa Marketplace, con el propósito de establecer un canal comercial entre las empresas del Grupo Endesa y sus proveedores europeos y latinoamericanos, a través de un modelo de comercio electrónico B2B (negocio a negocio, por sus siglas en inglés) que le permitiría reducir costos por 120 millones de dólares anuales (Vera, 2000).

El ingreso de Endesa al sector telecomunicaciones obedeció al deseo de rentabilizar la infraestructura de redes de distribución en un número importante de mercados de la península ibérica y de América Latina, lo que podría concretar mediante la generación de economías de alcance si acaso el Grupo lograba poner en marcha la aplicación de la tecnología PLC en los principales mercados en que opera. Este opción surge, además, en un contexto que se caracteriza por la disminución de las tasas de rentabilidad que se han suscitado en algunos de los mercados latinoamericanos, debido a los altos costos financieros que han derivado de la expansión y del endeudamiento en que el Grupo contrajo para solventar la incorporación de nuevas tecnologías que emplean el gas natural como combustible. En algunos casos, la rentabilidad de las inversiones pudo verse afectada también por efectos de la fijación de las tarifas a los consumidores residenciales (v.gr., Argentina) o por la mayor competencia entre las generadoras, que bajaron progresivamente sus precios en las negociaciones con los grandes consumidores (v. gr., Chile).

En Chile, el objetivo inicial del Grupo Endesa fue ingresar específicamente al mercado chileno de telefonía móvil, que ha destacado en la región por su continua expansión. No obstante, estaba también en los planes del grupo español consolidar la presencia de su filial Smartcom en el segmento de la transmisión de datos y mejorar la calidad de la cobertura.

Smartcom inició sus operaciones en el 2001 con una participación de mercado en telefonía móvil cercana a 7,5%, que se elevó a 14% a fines de ese año al aumentar de 250.000 abonados a 610 mil clientes, lo que constituyó un crecimiento absoluto de su cobertura de clientes cercano a 130%. Durante 2001 Smartcom triplicó asimismo su cartera de clientes WAP e hizo las pruebas necesarias para lanzar la llamada Tercera Generación Móvil (G3). Por otra parte, la empresa concluyó su plan de modernización de la red, lo que implicó una inversión cercana a 270 millones de dólares.

A pesar de los esfuerzos realizados en España y en Chile, las empresas de telecomunicaciones del Grupo demoraron demasiado tiempo en rentabilizar las inversiones y no lograron alcanzar los niveles de desarrollo esperados inicialmente, teniendo grandes dificultades para aumentar sus cuotas de participación de mercado. Tampoco las empresas del Grupo pudieron implementar la tecnología PLC ni obtener las economías de alcance que se habían

propuesto obtener a partir de la explotación de una misma infraestructura de redes de distribución, a pesar de las experiencias de prueba que realizaron en Barcelona y en Santiago de Chile.

En 2005 el Grupo Endesa puso término a su participación en el sector de telecomunicaciones, primero en Chile, después en España. En agosto de ese año, 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 ganancias extraordinarias por 1.286 millones de euros, lo que contribuyó a mejorar los resultados globales de Endesa, tanto por su aporte a los ingresos del conglomerado en ese año, como por su impacto en los resultados agregados del Grupo (Endesa, 2006).

## **F. Nuevas inversiones y situación actual de Endesa en Chile**

Conforme a los principios orientadores de la inserción del Grupo Endesa en América Latina, que se relacionan más con objetivos de consolidación de las posiciones alcanzadas y con la elevación de tasas de rentabilidad de las filiales, y menos con la creación de capacidad productiva, sus inversiones en el sistema eléctrico chileno se han limitado a la continuación de los proyectos programados por Endesa S.A., de Chile, y/o por Enersis durante los años noventa, cuando el grupo español no tomaba todavía el control del conglomerado eléctrico chileno.

En los últimos años, el único proyecto emprendido en Chile por el Grupo Endesa fue el proyecto hidroeléctrico conformado por las centrales de embalse Ralco y Palmucho, planificado en los años noventa y puesto en ejecución en la década del 2000. La central Ralco fue programada con una potencia instalada de 570 MW, con el propósito de aportar anualmente al sistema una generación promedio de 3.100 GWh, en tanto la central Palmucho –30 MW de potencia instalada– aportaría otros 245 GWh (Enersis, 2000).

La incorporación de Ralco al Sistema Interconectado Central en septiembre de 2004, tras una inversión de 570 millones de dólares, puso término al ciclo declinante de la potencia instalada de las empresas del Grupo

Endesa en Chile y dio lugar a un significativo, pero único, aumento de 3.763 MW a 4.477 MW, como se mostró más arriba, en el cuadro 6. La construcción de la central Palmucho, sin embargo, fue pospuesta varios años y solo se inició en abril de 2005 (Enersis, 2006). De todos modos, en diciembre de 2004 fue autorizado por las autoridades medioambientales chilenas el incremento de la potencia instalada de Ralco a 690 MW, consolidándose como la principal central hidroeléctrica de Chile (Enersis, 2005).

Hacia fines de los años noventa, tanto Enersis como Endesa S.A. culminaron varios de los proyectos de desarrollo e inversión emprendidos en la segunda mitad de la década de 1990, iniciándose sus actividades productivas en 1999, cuando recién se producía la toma de control de las principales empresas del conglomerado energético chileno por parte del Grupo Endesa. La característica principal del esfuerzo inversor desarrollado era su orientación a la construcción de centrales termoeléctricas de ciclo combinado a gas natural y a gasoductos que prestan servicios de abastecimiento de gas natural a dichas centrales, que fueron iniciados en su mayoría en los últimos tres años de la década de 1990. El objetivo de estos proyectos fue atender mayoritariamente la demanda creciente de energía que generó el desarrollo minero en la parte norte del país, no obstante la fuerte competencia que el Grupo Endesa ha debido librar con otros proveedores de energía por este segmento del mercado, lo que produjo sobreinversión por efecto de visiones de escenarios futuros que desbordaron optimismo (Rozas, 2001).

En este contexto, destaca la implementación del proyecto de Central Atacama, que corresponde a una central de ciclo combinado a gas natural, cuya potencia total es de 781 MW, ubicada en el barrio industrial de Mejillones, al norte de la ciudad de Antofagasta. El suministro de gas proviene del noreste argentino y es transportado hasta la central por la empresa relacionada Gasoducto Atacama Compañía Ltda<sup>21</sup>.

Otro de los proyectos emprendidos en este período fue el de la central Taltal, que también corresponde a una central de ciclo combinado a gas natural ubicada en la localidad de Paposo, al norte de la ciudad de Taltal, con una potencia máxima de 360 MW y cuya producción es destinada al Sistema Interconectado Central. Su combustible es gas natural proveniente de Argentina, el cual es transportado a través de los gasoductos pertenecientes a las empresas GasAtacama y Gasoducto Taltal Ltda. (Enersis, 2000).

---

<sup>21</sup> Esta empresa no se consolida en las cuentas económicas, financieras ni productivas totales de Endesa S.A., debido a un norma contable que excluye las partidas que corresponden a empresas controladas paritariamente por otros accionistas. En ese caso, Endesa tiene el 50% de la Central Atacama y CMS Energy tiene la otra mitad.

De esta manera, el Grupo Endesa opera en Chile desde 2004 con 21 centrales de generación eléctrica con una potencia instalada de 4.477 MW (ver cuadro 15 en la página siguiente), algunas de ellas organizadas como sociedades filiales de Endesa S.A., empresa que opera directamente el resto de las plantas generadoras. Catorce de estas centrales son hidroeléctricas y abastecen de electricidad al Sistema Interconectado Central con una participación de mercado de 86% sobre la producción hidroeléctrica total. Las otras siete centrales son térmicas a carbón, petróleo o gas natural y abastecen de electricidad tanto al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) como al Sistema Interconectado Central (SIC). En 2006, la participación del Grupo Endesa en la potencia instalada fue de 25,8% en el SING –considerando su participación en la propiedad de la Central Atacama– y de 50,2% en el SIC.

Otra de las áreas de negocios que el Grupo Endesa desarrolló con fuerza fue la construcción de gasoductos que prestan servicios de abastecimiento de gas natural a las centrales de ciclo combinado que se construyeron en el Norte Grande y la zona central del país. Como se explicó más arriba, estos proyectos fueron iniciados a fines de los años noventa, cuando el Grupo Endesa todavía no tomaba el control del grupo de empresas que encabezaba Enersis. El origen de estos proyectos había sido responder tanto al incremento de la demanda de energía que estaba significando la maduración de importantes proyectos de inversión en la gran minería del cobre, usuarios intensivos de energía, como a la necesidad de diversificar las fuentes de energía, entonces demasiado concentradas en la producción hídrica, lo que determinaba que el suministro eléctrico fuese muy dependiente de los niveles pluviométricos de cada año.

En esta área de negocios destaca la construcción del Gasoducto Taltal (229 km. de longitud), cuyo objetivo es permitir el suministro de gas natural a la Central Taltal y a clientes industriales, mineros y distribuidoras de gas localizadas entre las localidades de Mejillones, Antofagasta y Paposo. Asimismo destaca la construcción del gasoducto Atacama, a cargo de la empresa filial Gasoducto Atacama Compañía Ltda. (925 km. de longitud), que presta servicios de transporte de gas natural a generadores que operan en el SING y a clientes industriales y mineros del norte de Argentina y Chile. También es relevante la construcción del gasoducto que administra Electrogas S.A., que consta de una línea central que va desde San Bernardo a Quillota (121 km. de longitud), y de una lateral, que va desde El Maqui a Con Con (16 km. de longitud) (Enersis, 2000).

Cuadro 2.15

Endesa: centrales de generación eléctrica en Chile, diciembre de 2006

	Central	Tipo	Potencia instalada (Megawatts)
1	Ralco	Hidroeléctrica	690
2	Pehuenche	Hidroeléctrica	566
3	Pangue	Hidroeléctrica	467
4	Rapel	Hidroeléctrica	377
5	El Toro	Hidroeléctrica	450
6	Antuco	Hidroeléctrica	320
7	Abanico	Hidroeléctrica	136
8	Cipreses	Hidroeléctrica	106
9	Curillinque	Hidroeléctrica	89
10	Sauzal	Hidroeléctrica	77
11	Isla	Hidroeléctrica	68
12	Loma Alta	Hidroeléctrica	40
13	Los Molles	Hidroeléctrica	18
14	Sauzalito	Hidroeléctrica	12
15	Atacama	Termoeléctrica	781 a/
16	San Isidro	Termoeléctrica	379
17	Tal-Tal	Termoeléctrica	245
18	Tarapacá	Termoeléctrica	182
19	Bocamina	Termoeléctrica	128
20	Huayco	Termoeléctrica	80
21	Diego de Almagro	Termoeléctrica	47
	Total		4.477

**Fuente:** Elaboración propia a partir de información extraída de Endesa (2007), Enersis (2007).

Notas:

a/ No se consolida.

En definitiva, puede sostenerse que solo en los últimos dos años, el Grupo Endesa ha emprendido nuevos proyectos e iniciativas que contribuyan a ampliar la capacidad de producción eléctrica del conglomerado en Chile, advirtiéndose una disposición distinta luego de los cambios introducidos al marco legal del sector en 2004, que permiten un mayor retorno a la inversión.

El principal proyecto en curso es la construcción de la central de ciclo combinado San Isidro II, que se está llevando a cabo en tres etapas, la primera

de las cuales culmina a fines de 2007. Entre abril y octubre de 2007, la central ha operado como una central con turbina de gas en ciclo abierto, con una potencia máxima de 209 MW, empleándose fuel-oil como combustible. Entre febrero de 2008 y marzo de 2009, la planta operará en ciclo combinado con fuel-oil y con una potencia de 310 MW. A partir de abril de 2009, la planta funcionará en ciclo combinado con gas natural, llegando a una potencia de 377 MW. La inversión total del proyecto ha sido estimada en 200 millones de dólares (Endesa, 2007).

En el marco de los nuevos lineamientos estratégicos que el Grupo Endesa ha definido en los últimos años, luego de fracasar su proyecto de crear conglomerados proveedores de servicios domiciliarios, en 2005 se creó Endesa Eco, filial en un 100% de Endesa Chile, con la finalidad de administrar y gestionar proyectos de energías renovables en América Latina. Entre los proyectos que esta empresa desarrolla en Chile destacan: la minicentral hidráulica Ojos de Agua, con 9 MW de potencia instalada y una inversión de 15 millones de dólares; el Parque Eólico Canela, con una potencia de 18 MW y una inversión de 28 millones de dólares. Además se encuentra en fase de estudio la minicentral Piruquina, en la Isla de Chiloé, con una potencia de 6,1 MW (Endesa, 2006).

Asimismo, el Grupo Endesa, a través de Endesa S.A., participa en la construcción de una planta regasificadora en la Bahía de Quintero, en conjunto con las firmas Metrogas y Enap, con la finalidad de suministrar gas a la zona central del país y a la central de ciclo combinado San Isidro II. Se espera que esta planta entre en operaciones en el año 2010.

Al finalizar 2006, el Grupo Endesa en Chile está conformado por 37 sociedades, que son controladas principalmente a través de Enersis y Endesa S.A., en cuya propiedad el grupo español participa directa e indirectamente en porcentajes del orden de 60% del capital social (ver cuadro 16). Un número importante de las empresas controladas por el Grupo corresponde a empresas de generación eléctrica, las que tienen –de acuerdo a los antecedentes ya expuestos– un nivel de participación de 50% de la potencia instalada del SIC, el principal sistema eléctrico del país, y de 25% en el sistema eléctrico del Norte Grande, donde están instaladas la mayorías de las empresas mineras que constituyen la Gran Minería.

Una de las principales empresas del Grupo es Chilectra S.A., que opera monopolícamente en el segmento de la distribución eléctrica en la Región Metropolitana, la mayor del país. En este segmento también operan las filiales Empresa Eléctrica de Colina S.A. y Luz Andes Ltda., que suministran electricidad a comunas rurales cercanas a Santiago. Chilectra S.A. suministra

electricidad a 1,44 millones de clientes distribuidos en 33 comunas de la Región Metropolitana, la mayoría residenciales (89,6%), a los que vendió en el 2006 un total de 12.377 GWh. Su principal abastecedor de energía es Endesa S.A., aunque, de acuerdo con la normativa existente, también es abastecida por empresas generadoras que compiten con Endesa, tales como AES Gener (31,8%) y Colbún (31,1%), entre otras. Producto de la Ley Corta II, Chilectra S.A. realiza periódicamente licitaciones abiertas por compras de energía con el objeto de cubrir la demanda de energía de sus zonas de concesión (Enersis, 2006).

**Cuadro 2.16**  
**Endesa: empresas filiales y coligadas en Chile, 2006**

Actividad	Empresa	Control (%)	Año de ingreso
Generación	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	60,0	1997
	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	100,0	1997
	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	51,0	2006
	Endesa Eco S.A.	100,0	2005
	Gasatacama Generación S.A.	100,0	1999
	Empresa Eléctrica Pangué S.A.	95,0	1997
	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	92,7	1997
	Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	100,0	1999
Distribución	Chilectra S.A.	99,1	1997
	Empresa Eléctrica de Colina S.A.	100,0	...
	Luz Andes Ltda.	100,0	...
Transmisión	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,0	1999
Transporte de gas	Gasoducto Atacama Chile S.A.	100,0	1999
	Gasoducto Taltal S.A.	100,0	1999
	Electrogas S.A.	100,0	1999
	Progas S.A.	100,0	...
Otras áreas de infraestructura y servicios relacionados	Aguas Santiago Poniente S.A.	78,9	1999
	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón	100,0	1999

*(continúa en la página siguiente)*

Actividad	Empresa	Control (%)	Año de ingreso
Agrícolas, constructoras e inmobiliarias	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	57,5	...
	Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes	55,0	...
	Construcciones y Proy. Los Maitenes	55,0	...
	Inmobiliaria Manso de Velasco Limitada.	100,0	1999
Inversiones y servicios	Enersis S.A.	60,6	1997
	Consorcio Ara – Ingendesa Ltda.	50,0	...
	Compañía Americana de Multiservicios	100,0	...
	Chilectra Inversud S.A.	100,0	...
	Endesa Inversiones Generales S.A.	100,0	...
	GasAtacama S.A.	100,0	...
	GNL Chile S.A.	33,3	...
	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	100,0	...
	Sociedad Consorcio Ingendesa – Ara	50,0	...
	Consorcio Ingendesa – Minmetal Ltda.	50,0	...
	Inversiones Electrogas S.A.	42,5	...
	Inversiones Endesa Norte S.A.	100,0	...
	Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	50,0	...
	Sistemas SEC S.A.	49,0	...
	Synapsis Soluciones y Servicios IT	100,0	...

**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos obtenidos en Endesa (2007), Enersis (2007).

Asimismo, como se enunció más arriba, el Grupo Endesa ha consolidado una importante presencia en el transporte de gas, actividad en la que está presente a través de Gasoducto Atacama Chile S.A., Gasoducto Taltal S.A., Electrogas S.A. y Progas S.A. El sentido que tiene esta participación se relaciona con el abastecimiento de las centrales de ciclo combinado que las empresas generadoras han ido construyendo desde fines de los años noventa, con el objetivo de responder más eficientemente –esto es, a un costo menor– a la mayor demanda de energía asociada a la expansión del producto interno de la economía chilena, por una parte, y a la necesidad de diversificar la matriz energética de la economía chilena, estructurada principalmente en torno a la producción hídrica y respaldada por plantas térmicas que emplean insumos

energéticos no renovables, altamente contaminantes y de alto costo. En este contexto, la presencia de Endesa en el transporte de gas está estrechamente relacionada con su posicionamiento en la industria eléctrica de Chile en el mediano y largo plazo, y no constituye, por lo tanto, una expresión de políticas de diversificación sustantiva de sus áreas de negocios, como antes ocurrió con su participación en la industria de servicios de saneamiento y distribución de agua potable, y en la industria de telecomunicaciones.

Como se puede apreciar en el cuadro 2.16, la estructura actual del Grupo Endesa en Chile contempla también su participación en la industria de provisión de servicios relacionados con la actividad energética y en numerosas sociedades de inversiones. Desde una perspectiva de diversificación sectorial de los activos controlados, el Grupo Endesa es claramente un conglomerado de empresas más especializado en la actividad energética respecto de su perfil de comienzos de la presente década, cuando recién había tomado el control de Enersis y sus filiales.

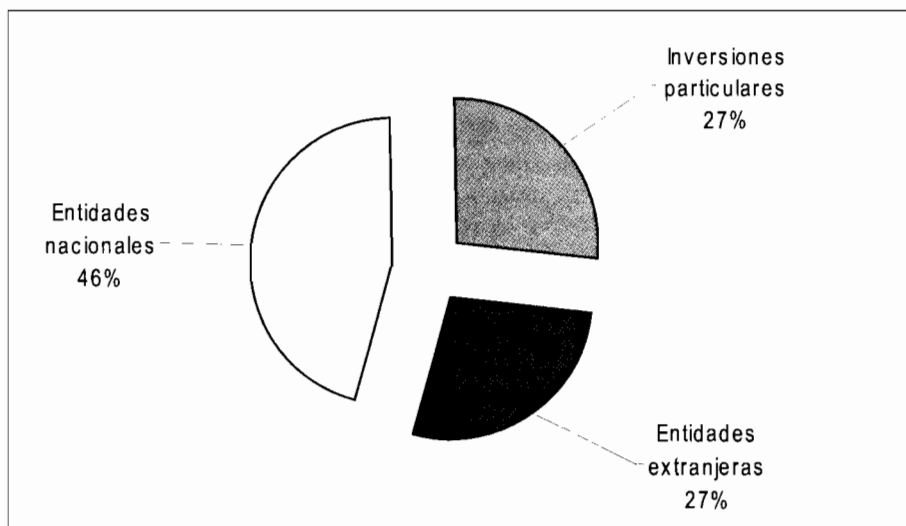
### III. Las estrategias de expansión de Iberdrola en América Latina

Iberdrola es la segunda mayor empresa eléctrica de España y registra una importante expansión internacional, especialmente en Brasil y México, los dos mercados más relevantes de la región latinoamericana. En su país de origen, Iberdrola es la más importante productora hidroeléctrica, teniendo bajo su control alrededor de un tercio del mercado español de generación. Su origen se produjo en 1993 como resultado de la fusión de las empresas eléctricas IBV-Iberduero e Hidrola, en el marco de un ascendente proceso de concentración de mercado y de capitales que se produjo en la economía española a fines de los años ochenta y comienzos de los noventa.

En diciembre de 2006, el capital social de Iberdrola S.A. –la empresa matriz del Grupo– ascendía a 3.570 millones de dólares y se distribuía en 901 millones de acciones. En términos generales, la mayor participación relativa en el capital por tipo de accionista correspondía a empresas e inversionistas institucionales españoles (46%), en tanto que la participación de empresas e inversionistas extranjeros y de personas naturales españolas registra niveles muy similares, en torno al 27% (Iberdrola, 2007).

Aunque no es posible conocer con exactitud la participación de cada accionista en el capital social de la empresa matriz del Grupo, debido a que las acciones están representadas por anotaciones en cuenta, se sabe que el principal accionista de Iberdrola S.A. es ACS, Actividades de Construcción y Servicios, S.A., poseedor del 10% de Iberdrola S.A. y también accionista controlador de Unión Fenosa S.A., de la que detenta 40,5% de su capital social. Otros accionistas relevantes son Bilbao Bizkaia Kutxa (BBK), que aumentó su participación de 7,5% a 10% durante 2006, y el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. (BBVA), que aumentó la suya de 5,4% a 7,5% en el mismo período.

Gráfico 3.1  
Participación en el capital de Iberdrola por tipo  
de accionista, diciembre de 2006  
(Porcentajes)



Fuente: Iberdrola (2007).

En diciembre de 2006, los activos consolidados totales de Iberdrola S.A. y sus filiales ascendían a 43.641 millones de dólares, en tanto que el patrimonio neto consolidado del Grupo era levemente inferior a los 14 mil millones de dólares. Como se puede observar en el cuadro 3.1, la evolución de ambos indicadores contables, en lo que va corrido de la década del 2000, expresa un crecimiento sostenido de este conglomerado de empresas, registrándose solo una pequeña declinación del patrimonio neto consolidado durante el bienio 2000-2001. Los activos netos totales del Grupo aumentaron progresivamente a partir del 2000, especialmente durante el bienio 2002-2003 y durante el 2006; a la vez, el patrimonio neto consolidado empezó a aumentar sólidamente a partir del 2002, también con particular énfasis en los años indicados (bienio 2002-2003 y 2006).

**Cuadro 3.1**  
**Iberdrola: cifras agregadas de negocios, 2000-2006**  
(Millones de dólares estadounidenses a precios corrientes)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Activos	18.491	20.427	24.813	31.020	32.474	35.965	43.641
Patrimonio neto	7.279	7.026	8.448	10.364	10.564	11.110	13.948
Cifra de negocios	6.625	7.140	10.057	12.371	11.243	14.437	15.082
Resultados Brutos de Explotación	1.889	2.117	2.531	3.311	3.611	3.986	5.135
Resultados Netos de Explotación	1.151	1.389	1.643	2.298	2.466	2.669	3.505
Utilidad neta	801	797	1.011	1.336	1.483	1.631	2.191

**Fuente:** Elaborado por el autor a partir de información publicada en los Informes Anuales de Iberdrola.

En términos globales, los activos totales del Grupo crecieron en 136% entre 2000 y 2006, y el patrimonio neto en 92% durante el mismo período. Esto sugiere que parte del crecimiento del Grupo ha estado sustentado en un mayor endeudamiento, lo que se verifica en el aumento de la relación entre deuda y recursos propios durante el período, que varía de 2,54 veces en el año 2000 a 3,13 veces en 2006<sup>22</sup>.

No obstante el mayor endeudamiento relativo del Grupo, las cifras consolidadas de negocios expresan no solo un incremento significativo y persistente de sus operaciones totales –que se refleja en el incremento de sus ventas (138,9%), resultados brutos y netos de explotación (164,7% y 194,8%) y utilidades netas (196,7%)– sino, además, las ganancias de eficiencia que fueron obteniéndose a lo largo del período: cada punto porcentual de crecimiento de los activos totales controlados por las empresas del Grupo significó que las cifras de negocios crecieran en un porcentaje mayor, especialmente los resultados netos de explotación (EBIT) y las utilidades netas. En el caso de las cuentas consolidadas de Iberdrola, el mayor peso de los costos financieros no tuvo una incidencia notoria en las utilidades netas del Grupo, a diferencia de Endesa, donde fue determinante. Es posible que esta diferencia se explique por las formas de inserción en la región que cada grupo decidió como estrategia de internacionalización.

Las operaciones del Grupo Iberdrola en América Latina constituyen actualmente una de sus principales plataformas de crecimiento. Según se declara

<sup>22</sup> Los pasivos exigibles de Iberdrola S.A. aumentaron en 18.481 millones de dólares entre 2000 y 2006, lo que implicó un incremento de 164,8 %.

en el último informe anual de la empresa matriz del Grupo, los resultados obtenidos en 2006 por las 62 filiales que Iberdrola registra en los seis países latinoamericanos en que opera (Bolivia, Brasil, Chile, Guatemala, México y Venezuela), contribuyeron con 18,2% del beneficio bruto de explotación (EBITDA) y 19,4% del beneficio neto de la empresa matriz. El valor patrimonial –participación atribuible a Iberdrola– de las 62 sociedades controladas en la región llegaba a 2.376 millones de dólares (17% del patrimonio neto consolidado de la empresa matriz), en tanto que sus activos en la región ascendían a 5.042 millones de dólares (11,6% de los activos totales) (Iberdrola, 2007)<sup>23</sup>.

### Cuadro 3.2

#### Iberdrola: cifras agregadas de negocios en América Latina, 2000-2006 (Millones de dólares estadounidenses a precios corrientes)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Activos	2.085	3.724	3.567	4.379	4.485	4.599	5.042
Cifra de negocios	49	771	905	1.228	1.683	2.397	3.034
Resultado Bruto de Explotación	9	219	200	310	416	656	937
Resultado Neto de Explotación	-2	137	79	226	286	438	740
Utilidad neta	35	29	-26	101	145	227	424

**Fuente:** Elaborado por el autor a partir de información publicada en los Informes Anuales de Iberdrola.

Las cifras agregadas de negocios de los activos latinoamericanos del Grupo durante el período 2000-2006 expresan una creciente consolidación, lo que se relaciona –como se apreciará más adelante– con la mayor cantidad de unidades de negocios que el grupo dispone, la puesta en marcha y consolidación de plantas y centrales de generación eléctrica que el Grupo ha instalado, el afianzamiento de posiciones de mercado y la recuperación de las principales economías de la región en los años más recientes. Estos factores contribuyeron a que los ingresos totales del Grupo en América Latina variaran de 49 millones de dólares en 2000 a 3.034 millones en 2006 y que la utilidad neta aumentara de 35 millones de dólares a 424 millones entre los mismos años.

<sup>23</sup> Información disponible en el Informe Anual 2006 de Iberdrola (Iberdrola, 2007) menciona una cifra equivalente a 6.368 millones de dólares como valor de los activos del Grupo en la región latinoamericana, pero este monto no pudo ser refrendado en las notas del balance general y estado de situación correspondiente al ejercicio 2006. De acuerdo con esta cifra, el peso de los activos latinoamericanos en el total general sería de 14,5 %.

De acuerdo con las cifras presentadas en el cuadro 3.2, las crisis energéticas, económicas y financieras que afectaron a algunas de las economías de la región incidieron solo parcialmente sobre los resultados de las filiales latinoamericanas de Iberdrola S.A., especialmente en 2002, cuando el mayor endeudamiento de corto plazo redujo considerablemente los resultados netos de explotación, lo que derivó en un beneficio neto negativo de -26 millones de dólares. Esta situación fue revertida en 2003, año en el que se registró un mejoramiento sustantivo de las cifras de negocios, los resultados brutos y netos de explotación, y de las utilidades.

El análisis que sigue intenta develar los distintos procesos que subyacen en el comportamiento de los indicadores revisados.

## **A. La internacionalización de Iberdrola en la década de 1990**

Los cambios producidos en el escenario energético español durante los años noventa obligaron a Iberdrola S.A., lo mismo que a Endesa S.A., a introducir modificaciones en su estrategia de desarrollo empresarial, emprendiendo una activa expansión en el exterior con el propósito de convertirse en un operador global de servicios de utilidad pública. Al igual que la mayoría de las grandes empresas españolas que lideraron la internacionalización de la economía de ese país, Iberdrola concentró su esfuerzo de expansión en América Latina, diversificándose tanto en los mercados territoriales de la región como en las áreas de actividades en los que incursiona.

Durante los años noventa, el Grupo Iberdrola desarrolló los lineamientos básicos de su estrategia de posicionamiento en la industria energética internacional, especialmente en América Latina y El Caribe, con presencia en más de 20 países de Europa, América y Asia. Inicialmente su objetivo estratégico principal fue transformarse en un operador global de servicios en electricidad, gas, agua y telecomunicaciones, lo que implicaba emprender un conjunto de operaciones que hiciera posible alcanzar tanto una fuerte expansión geográfica, como la diversificación de su oferta de servicios, hasta entonces acotados a la industria eléctrica.

Las actividades de internacionalización y diversificación de Iberdrola fueron desarrolladas por intermedio de cuatro empresas, que actuaron como cabeceras del Grupo o *holdings* "cabeza de fila", según el término acuñado por Bertrand Bellon (1980), a saber: Iberdrola Energía (Iberener), Iberdrola Diversificación, Iberdrola Ingeniería y Consultoría (Iberinco) e Iberdrola

Sistemas (Iberdrola, 2000). El principal *holding* del Grupo en la región es Iberener, empresa que participaba en el control accionario de 34 firmas de servicios de infraestructura básica ya a fines de 1999<sup>24</sup>.

## 1. La fase exploratoria (1992-1996)

Iberdrola inició su expansión en América Latina en 1992, primero en el negocio de la electricidad, su actividad principal en España, y luego se diversificó hacia la distribución de gas, el tratamiento de aguas servidas, la prestación de servicios de ingeniería y las telecomunicaciones. Hacia finales de los años noventa había invertido cerca de 2.440 millones de dólares en América Latina y estaba presente en seis países de la región: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Guatemala y México.

**Argentina** fue el país latinoamericano donde Iberdrola realizó su primera inversión en la región. En 1992 Iberdrola adquirió el 60% de la Central Térmica de Güemes, que desempeña un importante papel en la generación y abastecimiento de energía eléctrica en el territorio noroeste de este país. Debido a la escasez de líneas, la energía es un bien escaso y de gran valor en esa zona. Simultáneamente, Iberdrola empezó a incursionar en el negocio de distribución de gas mediante la compra de la empresa Litoral Gas. Sin embargo, ambas participaciones societarias fueron liquidadas en el año 1999, en lo que constituyó el primer anuncio de la reestructuración de la tenencia de activos en la región que el Grupo impulsaría en 2001, cuando concentró sus inversiones en los dos mercados más importantes y levantó posiciones de aquellos donde las perspectivas de crecimiento y expansión eran más débiles, inseguras o menos rentables.

En 1995, el Grupo Iberdrola extendió sus operaciones a **Bolivia** mediante la adjudicación de las mayorías accionariales de las distribuidoras Electricidad de La Paz, S.A. (90%) y Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro, S.A. (95%). Ambas empresas controlaban el 45% del mercado de distribución eléctrica de Bolivia y fueron transferidas al sector privado en el marco de la privatización del sector que las autoridades de este país llevaron a cabo a mediados de los años noventa. Posteriormente, el Grupo constituyó las empresas Cadeb S.A. y Edeser S.A., que operan en el sector servicios, y redujo a 56,8% su participación societaria en Electropaz y a 59,9% en Elfeo.

La expansión del Grupo Iberdrola en América Latina se extendió luego a **Chile**, donde desarrolló inversiones en los sectores de energía y de servicios

---

<sup>24</sup> Ver listado de empresas en el cuadro 3.3 al final de esta sección.

de saneamiento. En 1996, por intermedio de la filial IBERGENER, el Grupo ingresó el segmento de generación eléctrica mediante dos operaciones que incluyeron la participación de la empresa belga Tractebel –filial de la empresa transnacional francesa Suez Lyonnaise des Eaux–, y los grupos empresariales locales Matte y Yaconi-Santa Cruz.

La primera operación consistió en la compra del 51% de la unidad generadora Tocopilla, licitada por la Corporación Nacional del Cobre (Codelco) en el marco de un programa de desinversiones de activos prescindibles que implementó la empresa estatal chilena en 1996, y que fue adjudicada por 178 millones de dólares al consorcio Inversora Eléctrica Andina S.A., constituido para tal efecto por Tractebel, Ibergener y el grupo local Yaconi-Santa Cruz. Sobre la base de esta central, el consorcio adjudicatario constituyó la empresa termoeléctrica Electroandina S.A., ubicada en la zona norte del país, con una potencia instalada de 628,7 MW. La participación del Grupo Iberdrola fue de 16,27% en el capital de Inversora Eléctrica Andina S.A., lo que determinó una participación indirecta de 8,3% en el capital de Electroandina S.A. Posteriormente la participación societaria del Grupo Iberdrola aumentó a 25% en Inversora Eléctrica Andina S.A. (Rozas, 2001).

La segunda operación consistió en la toma de control de la Empresa Hidroeléctrica Colbún S.A., la única empresa generadora que había permanecido en poder del Estado después de implementarse la privatización de la industria eléctrica, dispuesta por el programa de reformas que el gobierno chileno aplicó en el sector eléctrico durante la segunda mitad de los años ochenta<sup>25</sup>. En 1996 fue adjudicada en 341 millones de dólares la licitación del 37,5% del capital accionario de la empresa hidroeléctrica al consorcio Electropacífico, formado por Tractebel, Ibergener y los grupos locales Matte y Yaconi-Santa Cruz. Estos se transformaron en los accionistas controladores de la compañía debido a la gran dispersión de la propiedad accionarial que había sido cedida previamente a inversionistas bursátiles (22,5%) y al carácter pasivo de la participación del Estado, que éste todavía conservaba. La Empresa Hidroeléctrica Colbún S.A. es una empresa generadora mayoritariamente hídrica que opera en la zona central del país –tercera en orden de importancia del parque generador chileno– y contaba con una potencia instalada de 585 MW. También en este caso

---

<sup>25</sup> Este antecedente no tiene una importancia menor, en la medida que el control estatal de esta empresa había permitido hasta entonces la participación de representantes del gobierno chileno en la Central de Despacho Económica de Carga, del Sistema Interconectado Central, el mayor del país. La privatización de Colbún implicó que las autoridades de gobierno perdieran esta importante fuente de información sobre el comportamiento efectivo de la industria eléctrica, lo que fue considerado uno de los aspectos relevantes de la crisis eléctrica de 1998-1999 al determinar una de las debilidades del marco regulatorio (asimetrías de información). (Rozas, 1999).

la participación de Iberdrola en la propiedad del consorcio adjudicatario fue minoritaria (17%), lo que determinó una participación indirecta en la propiedad de Colbún de 6,37% (Rozas, 2001).

Además de las operaciones descritas, el Grupo Iberdrola participó en el consorcio que desarrolló la construcción de la central hidráulica de Pauchén (75 MW) y Manpil (49 MW) sobre el Río Duqueco, en la zona sur del país, que se inició en 1999 (Iberdrola, 2000). Para este efecto el Grupo asignó una inversión total de 69 millones de dólares que ingresó a la economía de Chile por intermedio de la filial Iberoamérica de Energía (Ibener) (Comité de Inversiones Extranjeras, 2000; Rozas, 2001). Inicialmente, la participación de Iberdrola en la propiedad de Iberoamérica de Energía Ibener S.A. fue de 25%, pero tras la reorganización de la tenencia de los activos eléctricos del Grupo en Chile, dicha participación se elevó a 95%.

En este mismo país, el Grupo Iberdrola también desarrolló importantes operaciones en la industria de servicios de saneamiento y de distribución de agua potable, que a la postre se transformaron en la actividad principal del Grupo en Chile. En 1998, en el marco de la privatización de las empresas sanitarias que las autoridades chilenas emprendieron durante el gobierno del presidente Frei Ruiz-Tagle, el grupo español se asoció con la empresa chilena Gener –ahora redenominada Aes-Gener y en poder de la estadounidense Aes– para participar infructuosamente en la privatización de una participación accionarial determinante de Esva, la primera empresa sanitaria que el gobierno de Chile transfirió al sector privado.

En julio de 1999, Iberdrola tuvo más éxito en su incursión al proceso privatizador del sector de servicios de saneamiento de Chile, adjudicándose la licitación del 51% de las acciones de la Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos (Essal), en la X Región, por 94 millones de dólares. En 2006 esta compañía suministró 31.238 m<sup>3</sup> de agua potable a más de 166.000 usuarios y facturó 50,2 millones de dólares, lo que representó un incremento de 12% respecto del año anterior.

## ***2. La fase de consolidación (1997-2001)***

La expansión de Iberdrola en América Latina empezó a consolidarse en 1997, cuando las inversiones del Grupo se diversificaron hacia otros países de la región y aumentaron considerablemente sus montos. Ese año Iberdrola dispuso invertir anualmente 400 millones de dólares en su expansión internacional, que fueron destinados a solventar la participación del Grupo en la privatización de

empresas y la creación de nuevos activos en diversos países de América Latina, especialmente en **Brasil** y **México**, en las áreas de energía y gas natural, servicios de saneamiento y telecomunicaciones. Durante ese año, Iberdrola ingresó también a las economías de **Colombia** y de **Guatemala**, que completaron los objetivos de diversificación territorial que persiguió el Grupo aprovechando las oportunidades de negocios que se generaron en América Latina sobre la base de la apertura de la industria de provisión de servicios básicos de infraestructura a la inversión extranjera, que incluyó la privatización de empresas y activos.

En **Brasil**, Iberdrola ingresó casi simultáneamente a los sectores de producción y distribución de electricidad, distribución de gas natural y telecomunicaciones. En 1997 el Grupo formó parte del consorcio que se adjudicó en 1997 la Companhia Estadual de Gas do Rio de Janeiro (CEG) y de CegRio, empresas concesionarias exclusivas de distribución de gas canalizado en el área metropolitana de Rio de Janeiro que atendían, en conjunto, más de 500.000 clientes.

En julio del mismo año, el consorcio Guaraniana –formado por Iberdrola, Banco do Brasil y Previ– compró una participación accionarial de 65,6% del capital social de la Companhia de Electricidade do Estado da Bahia (Coelba), la distribuidora del Estado de Bahía, por la que pagó 1.598 millones de dólares (esto es, 77% por sobre el valor fijado en las bases). Poco tiempo después, mediante una Oferta Pública de Adquisición de Acciones lanzada sobre Coelba, el consorcio elevó su participación en el capital de esta empresa al 98,6%, lo que implicó que IBREROLA alcanzara una participación proporcional de 42,8% en la distribuidora. Mediante la toma de control de Coelba, Iberdrola logró una posición de mercado equivalente al 57% de las ventas de electricidad en el territorio donde opera la distribuidora.

Posteriormente, el consorcio Guaraniana obtuvo el control de la Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern), cuya mayoría accionarial le fue adjudicada por intermedio de Coelba en 606 millones de dólares. La toma de control de ambas distribuidoras de energía eléctrica le significó a Iberdrola una base de clientes en Brasil de 3,3 millones y la condición de exclusividad en los respectivos estados.

La toma de posición del Grupo Iberdrola en el mercado eléctrico de Brasil empezó a consolidarse a fines de 1998, cuando se adjudicó, por intermedio del consorcio Guaraniana, la concesión para la construcción y explotación por 35 años de la central hidroeléctrica de Itapebí en el Estado de Bahía, con una potencia instalada de 450 MW y una energía asegurada de 1.800 GWh/año. La explotación de esta central le permitiría al Grupo, en el mediano plazo,

asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a su distribuidora COELBA (Iberdrola, 1999).

El Grupo Iberdrola tuvo también una destacada participación en la privatización de la telefonía en Brasil, participando en un consorcio que materializó la alianza estratégica de este grupo con las empresas Telefónica, Banco Bilbao Vizcaya (BBV) y la portuguesa Portugal Telecom, que mantienen vínculos directos e indirectos en su estructura de propiedad<sup>26</sup>. Esta decisión fue consistente con el esfuerzo desplegado por el Grupo para asentar posiciones en la industria de telecomunicaciones que, hasta entonces, estaba acotado al desarrollo del proyecto Internet-Telecom, que el Grupo impulsó a través de Iberdrola Diversificación, otra de sus empresas *holding* "cabeza de fila". Este proyecto constituía un grupo de nueve empresas dedicadas al *marketing one to one*, *e-business*, *web call centers* y prestación de servicios profesionales de Internet. Además, sobre la base de la alianza suscrita con la empresa Proxicam, de Estados Unidos, el Grupo Iberdrola creó la sociedad Kristina Business Solutions (Iberdrola, 2000).

La primera operación emprendida por el Grupo Iberdrola en el sector de telecomunicaciones de Brasil fue su participación en la toma de control de la Companhia Riograndense de Telecomunicações (CRT), empresa de telefonía fija y de telefonía móvil del Estado Rio Grande do Sul, vendida a un consorcio encabezado por Telefónica de España e integrado por Iberdrola, Banco Bilbao Vizcaya (BBV) y Portugal Telecom. CRT fue privatizada a mediados de 1998, con el propósito de captar la reacción de los inversores privados a la privatización de Telebras, el conglomerado estatal de telecomunicaciones de Brasil, que se llevaría a cabo durante el segundo semestre de ese año.

Al producirse la privatización de Telebras, escindida en 12 empresas organizadas por áreas de negocios según tipo de telefonía y territorios, el consorcio SP Telecomunicações S.A., encabezado por Telefónica de España e integrado por el mismo grupo de empresas que se había adjudicado CRT, ganó la licitación de la mayoría accionarial de Telesp, la principal compañía del *holding* Telebras. El monto ofertado por el consorcio fue de 4.960 millones de dólares, que superó en un 64% el precio mínimo fijado por el Gobierno (3.029 millones de dólares). Telesp cubría la red de telefonía fija del Estado de Sao Paulo con –en ese entonces– 5,6 millones de terminales, lo que equivalía a un tercio de los terminales fijos instalados en todo el país (*Estrategia*, julio 30 de 1998).

---

<sup>26</sup> El Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) es uno de los principales accionistas de Iberdrola (7,5%) y de Telefónica (9,8%). A la vez, Telefónica y Portugal Telecom mantienen participaciones societarias cruzadas (Rozas, 2003).

En el mismo proceso de privatización de Telebras, Iberdrola participó en el consorcio que se adjudicó la mayoría accionarial del *holding* Tele Sudeste Celular de telefonía móvil (banda A) por 1.167 millones de dólares, que lideró Telefónica de España e integraban también las japonesas NTT e Itochu Corporation. Las operadoras telefónicas controladas por Tele Sudeste Celular (Telerj Celular S.A. y Telest Celular S.A.) prestan servicios de telefonía móvil en los estados de Río de Janeiro y Espirito Santo, y eran consideradas uno de los segmentos más atractivos del mercado brasileño de telecomunicaciones (*Estrategia*, julio 30 de 1998; Iberdrola, 2000).

Además, el Grupo Iberdrola encabezó el consorcio que se adjudicó por 367,3 millones de dólares la mayoría accionarial de la empresa holding Tele Leste Celular, que gestionaba las operadoras telefónicas Telebahía Celular S.A. y Telesergipe Celular S.A. Este monto superó notoriamente el valor base de 107 millones de dólares fijado por las autoridades de Brasil para la adjudicación del 51% del capital social de la empresa (*Estrategia*, julio 30 de 1998). Posteriormente, el Grupo Iberdrola lanzó sendas Ofertas Públicas de Adquisición de Acciones sobre ambas operadoras de telefonía móvil, lo que permitió que la participación directa del Grupo aumentara a 15,3% en el capital de Telebahía y a 13,79% en el capital de Telesergipe.

El mercado conjunto de las empresas de telecomunicaciones participadas por Iberdrola, a cuya propiedad el Grupo accedió en la privatización de Telebras, estaba constituido por 7 millones de clientes, estimándose que podría duplicarse al 2002. La adquisición de las respectivas participaciones societarias consolidaban la posición del Grupo en el área de telecomunicaciones y le permitía, además, poner en práctica las sinergias propias de los negocios de distribución eléctrica y telecomunicaciones (Iberdrola, 1999).

En **Colombia**, el Grupo Iberdrola ingresó principalmente a la industria gasífera. En el marco de la alianza estratégica celebrada con Repsol y Gas Natural, Iberdrola participó en la toma de control de varias empresas que operan en la distribución y el transporte de gas natural, que lo llevó a controlar el 35% del mercado colombiano hacia fines de los años noventa. Estas operaciones se iniciaron en 1997, junto con Repsol y Gas Natural, cuando el consorcio conformado por estas tres compañías se adjudicó el 53,71% de Gas Natural de Bogotá y posteriormente el control de Gas Oriente S.A. Otras empresas controladas en este país, en conjunto con los socios reseñados, eran Gases de Barrancabermeja S.A. y Metrogas S.A.. Además, siempre en conjunto con Repsol y Gas Natural, el Grupo creó la Sociedad Transportadora Colombiana de Gas (Transcogas S.A.), operadora de los gasoductos que abastecen la zona Cundi-Boyacense de gas natural, del que tiene la distribución exclusiva. Asimismo,

durante 1999, el Grupo Iberdrola fundó la empresa Serviconfort Colombia, S.A., aportando el 27% del capital social (Iberdrola, 2000).

En **Guatemala**, el Grupo Iberdrola ingresó en 1998 a la industria eléctrica, luego de adjudicarse la privatización del 80% de las acciones de la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) –empresa que controlaba más del 65% del mercado de distribución eléctrica del país–, por 520 millones de dólares, en conjunto con Teco Power Services (TPS), de Estados Unidos, y, en ese entonces, Electricidade de Portugal<sup>27</sup>. Esta operación concretó la alianza estratégica suscrita con la empresa eléctrica de Portugal<sup>28</sup> y constituyó lo que se estimó que sería el primer paso de la expansión de Iberdrola hacia América Central (*Diario Estrategia*, julio 31 de 1998). Durante 1999, el Grupo constituyó en este país varias empresas con el propósito de complementar las actividades de EEGSA. Entre estas empresas destaca la comercializadora de energía eléctrica COMEGSA, que se fundó con el propósito de asegurar la continuidad de los clientes del mercado mayorista. Otras empresas constituidas en 1999 fueron: CREDIEGSA, para facilitar el acceso de los clientes al servicio eléctrico, y Enérgica S.A., de servicios e ingeniería (Iberdrola, 2000).

En 1999 el Grupo Iberdrola consiguió ingresar al hasta entonces impenetrable sector eléctrico de **México**, país que había decidido no sumarse a la corriente privatizadora de las empresas de servicios de infraestructura básica que predominaba en ese entonces en la región latinoamericana, no obstante estar dispuesto a abrir este sector a la inversión extranjera y a estimular la llegada e instalación de operadores internacionales, siempre y cuando las actividades emprendidas se relacionaran con la creación de capital físico y el aumento del *stock* de capital invertido en infraestructura básica. Para estos efectos, las autoridades de México pusieron en práctica la aplicación del mecanismo conocido con la sigla BOT (*Building, Operate and Transfer*), mediante el cual el

---

<sup>27</sup> Posteriormente, Electricidade de Portugal cambió de nombre a Energía de Portugal. Cabe destacar que en la privatización de EEGSA también participó el consorcio formado por la estadounidense Enron y la española Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior, lo que pone en evidencia el esfuerzo desplegado incluso por las empresas eléctricas españolas más pequeñas para insertarse en el mercado energético latinoamericano sobre la base de alianzas estratégicas con empresas competidoras no europeas. Este consorcio ofreció 475,4 millones de dólares por la empresa que se licitaba, monto inferior al ofertado por la alianza ganadora pero muy superior al esperado por las autoridades de Guatemala.

<sup>28</sup> Iberdrola adquirió a fines de los años noventa una participación de 3,5% en el capital social de Electricidade de Portugal, en el marco de la alianza estratégica que suscribieron ambas empresas. Posteriormente, Iberdrola aumentó su porcentaje de participación a 5% a comienzos de la década del 2000 y a 5,7% en 2005, transformándose en uno de los accionistas principales de la empresa eléctrica portuguesa.

inversionista construye y opera la obra de infraestructura durante un período determinado, en el que éste recupera la inversión y obtiene una rentabilidad predeterminada, para luego transferirla al Estado.

Las operaciones de Iberdrola en México se iniciaron en 1999, cuando el grupo español se adjudicó la licitación de la construcción y explotación de una central térmica de ciclo combinado, en Monterrey, con una potencia instalada que fue proyectada inicialmente de 489 MW. La instalación exigió una inversión total de 270 millones de dólares y entró en funcionamiento en 2002, transformándose en la primera central de varias que este grupo ha incorporado al parque generador de México en los últimos años. De acuerdo con las bases de la licitación, la producción de esta central será adquirida por la Comisión Federal de Electricidad por un período de 25 años.

Un aspecto clave del éxito de las operaciones de inversión emprendidas por Iberdrola en México parece radicar en el hecho de que la producción de las plantas generadoras construidas y explotadas bajo esta modalidad está siendo adquirida por el ente estatal del sector –la Comisión Federal de Electricidad–, por el periodo que dura la concesión, lo que asegura la recuperación de la inversión en un plazo cierto, además de la obtención de una determinada rentabilidad.

En definitiva, durante los años noventa el Grupo Iberdrola avanzó fuertemente en la consecución de su internacionalización, lo mismo que Endesa, logrando expandirse con celeridad en un significativo número de países de América Latina: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Guatemala y México. Posteriormente, antes de dar el golpe de timón que redefiniría su inserción en la región, el Grupo extendió su presencia a Uruguay.

Este proceso se desarrolló principalmente, según los antecedentes compilados, en la segunda mitad de los años noventa, cuando el proceso de reformas a la industria de servicios de infraestructura empezó a ser implementado en varios de los países que habían retardado su aplicación respecto de aquellos que fueron pioneros (Argentina, Chile y Perú). Esto determinó, en consecuencia, que el perfil de la diversificación territorial que el Grupo intentó en la región durante esta primera parte de su expansión internacional estuviera notoriamente condicionado por las opciones de negocios que se generaron en estos países mediante la privatización de empresas públicas y activos estatales, y paralelamente, por la escasez de oportunidades en los países que aplicaron estas reformas a fines de los años ochenta y comienzos de los noventa.

**Cuadro 3.3**  
**Empresas latinoamericanas participadas por Iberdrola, diciembre de 1999**  
**(porcentaje)**

<b>Empresa participada y actividad principal</b>	<b>Participación societaria</b>	<b>País</b>
<b>Generación eléctrica</b>		
Central Hidroeléctrica de Itapeví, S.A.	40,56	Brasil
Electroandina S.A.	12,50	Chile
Empresa Hidroeléctrica Colbún S.A.	6,37	Chile
Iberdrola Energía Monterrey S.A.	100,00	México
Iberoamérica de Energía Ibener S.A.	26,29	Chile
<b>Distribución eléctrica</b>		
Companhia de Electricidade do Estado da Bahia	42,77	Brasil
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	39,95	Brasil
Electricidad de La Paz S.A.	56,65	Bolivia
Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.	92,00	Bolivia
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.	39,96	Guatemala
<b>Distribución de gas</b>		
Companhia Estadual de Gas do Rio de Janeiro	9,87	Brasil
Gas del Oriente S.A. ESP	8,00	Colombia
Gas Natural Cundi-Boyacense S.A. ESP	11,37	Colombia
Gas Natural S.A. ESP	15,78	Colombia
Gases de Barrancabermeja S.A. ESP	7,99	Colombia
Riogas, S.A.	13,12	Brasil
Transportadora Colombiana de Gas S.A. ESP	23,11	Colombia
<b>Telecomunicaciones</b>		
Companhia Riograndense de Telecomunicações	2,21	Brasil
Telebahía Celular S.A.	15,30	Brasil
Telergipe Celular S.A.	13,79	Brasil
Telerj Celular S.A.	...	Brasil
TELESP	0,75	Brasil
Telest Celular S.A.	...	Brasil
<b>Aguas</b>		
Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos S.A.	51,00	Chile
<b>Servicios</b>		
Cadeb S.A.	100,00	Bolivia
Comegsa S.A.	39,36	Guatemala

*(continúa en la página siguiente)*

<b>Empresa participada y actividad principal</b>	<b>Participación societaria</b>	<b>País</b>
Crediegse S.A.	39,36	Guatemala
EDESER	87,48	Bolivia
Enérgica S.A.	33,49	Guatemala
Iberbrasil, S.A.	100,00	Brasil
Serviconfort S.A.	27,00	Colombia
<b>Sociedades de inversiones y empresas holding</b>		
Ementhal	49,00	Brasil
Borgogna	3,50	Brasil
DECA	49,00	Guatemala
Guaraniana	39,00	Brasil
Iberaguas, S.A.	100,00	Chile
Iberdrola Energía Chile, S.A.	100,00	Chile
Iberdrola Energía do Brasil, S.L.	100,00	Brasil
Iberinco Chile, S.A.	99,99	Chile
Iberoleste Participações	62,00	Brasil
Inversora Eléctrica Andina S.A.	25,00	Chile
Inversora Electropacífico S.A.	17,00	Chile
Lauroste 98, S.L.	100,00	Colombia
SP Telecomunicações Holding	7,00	Brasil
Sudestecel Participações	7,25	Brasil
TBS Celular Participações	7,00	Brasil
TBS Participações	7,00	Brasil
Telebrasil, S.U.L. Participações	7,00	Brasil
Teleleste Celular Participações S.A.	11,94	Brasil
Telesudeste Celular Participações S.A.	1,35	Brasil

**Fuente:** Elaboración propia a partir de Iberdrola, 2001.

De esta manera, la expansión del Grupo Iberdrola en la región latinoamericana no expresa, en esta primera fase, objetivos estratégicos de posicionamiento territorial y sectorial claramente definidos, incluso desde la perspectiva de sentar las bases para el desarrollo de un operador global de servicios. A diferencia de Endesa, que intentó posicionarse en los mercados sudamericanos que se caracterizaban por una mayor densidad poblacional, el Grupo Iberdrola combinó posiciones en mercados de menor importancia regional (Bolivia y Guatemala) con posiciones en mercados territoriales de mayor potencial de demanda, pero claramente acotados, como son los del noreste de Brasil y del norte de Chile.

Por otra parte, en esta primera fase del ciclo de expansión de Iberdrola en la región, el Grupo no logró posicionarse multisectorialmente en cada país, con las excepciones de Brasil y Chile, lo que contribuyó a que la presencia lograda en la mayoría de los casos estuviera asociada a la participación en un mercado sectorial específico. Esto no solo impedía avanzar en la dirección del objetivo estratégico delineado, esto es, la transformación de Iberdrola en un operador global de servicios, sino, además, no hacía posible generar las ganancias potenciales derivadas de la integración de diferentes áreas de negocios.

Otra característica del proceso de expansión de Iberdrola en la región durante los años noventa se relaciona con los diferentes niveles de participación en la propiedad de las empresas latinoamericanas que se fueron incorporando a su esfera de control, lo que en algunos casos lo transforma en accionista dominante y en otros en partícipe minoritario del consorcio que asume el control. Así, el Grupo optó por ingresar como socio mayoritario en empresas eléctricas que operan en el segmento de distribución (Bolivia, Brasil y Guatemala) y de saneamiento (Chile) y socio minoritario en la propiedad de las empresas de distribución gasífera (Brasil y Colombia), de telecomunicaciones (Brasil) y de generación eléctrica (Chile).

El efecto práctico de esta situación se relaciona con el carácter financiero que adquirieron las inversiones que el Grupo realizó como accionista minoritario. Esto debilitó el proceso de internacionalización de Iberdrola no solo debido a su mayor liquidez, sino, también, a su exclusión del proyecto estratégico que se intentaba desarrollar en un plano más global, lo que demanda afianzar la participación accionarial en la estructura de control de las empresas que sustentan el desarrollo internacional del Grupo, ya sea como accionista controlador dominante o como propietario de una porción determinante del capital social. Este debilitamiento se produjo, como se comprobará más adelante, a pesar de las alianzas que el Grupo Iberdrola fue constituyendo con otros grupos empresariales internacionales, tales como Telefónica, Suez Lyonnaise des Eaux, Electricidade de Portugal, Gas Natural y Repsol, y de su participación en los consorcios que se adjudicaron la licitación de un número importante de compañías que se privatizaron en América Latina.

### ***3. El Plan Estratégico 2002-2006***

En gran medida, las características del posicionamiento actual de Iberdrola en América Latina es el resultado de la ejecución del plan de desarrollo corporativo definido a comienzos de la década del 2000 y que fue dado a conocer en 2001 bajo el nombre de Plan Estratégico 2002-2006.

En 2001, Iberdrola planteó una nueva orientación estratégica muy diferente a la seguida entonces por el resto de las empresas eléctricas europeas, especialmente españolas. De acuerdo con lo explicado por directivos de esta compañía, el Plan Estratégico 2002-2006 anticipó 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. 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.

La reformulación de la estrategia de desarrollo empresarial de Iberdrola S.A. obedeció, entonces, a factores no relacionados con los escenarios de crisis que habían empezado a configurarse en algunos de los países latinoamericanos donde Iberdrola había asentado posiciones. De hecho, la venta de la participación accionarial de Iberdrola en las empresas argentinas se realizó en 1999, esto es, un par de años antes de producirse el anuncio del cambio de la estrategia corporativa. Asimismo, el traspaso de algunas de las participaciones directas e indirectas que el Grupo mantenía en Electroandina S.A., que se produjo a mediados de 2001, no se explica por la crisis eléctrica registrada durante el bienio 1998-1999, debido a que las empresas termoeléctricas resultaron notoriamente favorecidas por la situación de sequía que afectaba a las empresas de generación hídrica. Aunque sí la crisis energética pudo inducir la venta de la participación de Iberdrola en la propiedad de la Empresa Hidroeléctrica Colbún S.A., es más probable que ambas operaciones se expliquen por el reordenamiento de activos que el Grupo había dispuesto en Chile con el propósito de afianzar posiciones en las empresas en que podía tener el control mayoritario.

Es más, incluso algunas operaciones celebradas después del anuncio del Plan Estratégico 2002-2006 y de reestructuración de los activos del Grupo en la región, como la venta de la participación en las empresas gasistas localizadas en Brasil y Colombia, tampoco fueron impulsadas por las crisis energéticas, económicas y financieras que se registraron en algunos de los países de la región, sino, más bien, por la necesidad de recabar recursos de financiación para el desarrollo del programa de inversiones contemplado principalmente en España e, indirectamente, por la necesidad de asegurar el abastecimiento de gas natural a las centrales de ciclo combinado que el Grupo estaba ya instalando en México, mediante el ingreso del Grupo a la propiedad de Gas Natural de México, S.A., filial del grupo gasista español que adquirió la participación de Iberdrola en las empresas gasistas localizadas en Brasil y Colombia.

Por otra parte, en el análisis del ejercicio 2001, el directorio de la empresa matriz del Grupo sostiene que durante ese año Iberdrola desarrolló su actividad en un entorno macroeconómico difícil, pero no hace una referencia explícita a la situación de los países latinoamericanos para explicar los resultados obtenidos, pero sí a las circunstancias de la economía internacional y a dificultades derivadas del marco regulatorio español de la actividad energética.

Según la empresa, el entorno macroeconómico habría estado caracterizado por la inestabilidad de los mercados internacionales y la desaceleración del crecimiento económico a nivel mundial, acentuándose su intensidad por los acontecimientos del 11 de septiembre de 2001 en Estados Unidos y cuyos efectos se trasladaron desde ese país a la Unión Europea y al resto de las áreas económicas. Asimismo, en la opinión del Grupo, las empresas del sector venían enfrentando en España diversas dificultades de naturaleza regulatoria, que incidían negativamente sobre la rentabilidad y la gestión de los negocios (Iberdrola, 2002)<sup>29</sup>.

Luego de frustrarse la fusión con Endesa, el Grupo Iberdrola redefinió su plan de desarrollo empresarial en torno a dos ejes centrales: 1) el crecimiento de su capacidad de generación en España sobre la base de la instalación de centrales de ciclo combinado y del impulso de las energías renovables, y 2) la concentración del crecimiento internacional en la actividad generadora de México y, en menor medida, de Brasil. Uno de los objetivos perseguidos por este plan de desarrollo era aumentar la potencia instalada total de Iberdrola desde los 16.000 MW que tenía a fines de 2001 hasta los 22.000 MW proyectados a fines de 2006, los que no solo afianzarían la posición de mercado del Grupo en estos tres países, respondiendo de mejor manera a la mayor demanda por energía eléctrica, sino, además, con una estructura de costos más competitivos.

En términos agregados, el Plan Estratégico estableció un programa de inversiones para el período 2002-2006 del orden de 12.000 millones de euros, equivalentes a 10.560 millones de dólares de acuerdo con el tipo de cambio existente a fines de 2001. Mediante este programa de inversiones, Iberdrola estimaba que duplicaría sus ingresos, el beneficio neto y el beneficio bruto de explotación (EBITDA). La financiación de las inversiones procedería del *cash-flow* generado en el período por la empresa matriz del Grupo y sus filiales, de

---

<sup>29</sup> “A las referidas dificultades (del entorno macroeconómico) hay que añadir las derivadas del marco regulador del sector eléctrico español... las sistemáticas y consecutivas reducciones de la tarifa eléctrica que han conducido a la insuficiencia retributiva de la misma; la ausencia de una metodología objetiva para su cálculo; la inexistencia de unas tarifas subvencionadas que no reconocen el costo del servicio, o el tratamiento discriminatorio de la retribución regulada con respecto al sector gasista, obstaculizan la gestión de las empresas y aumentan los riesgos regulatorios” (Iberdrola, 2002).

las desinversiones en activos no estratégicos a realizar tanto en España como en América Latina, y de la capacidad de endeudamiento que el Grupo conservaba (Iberdrola, 2002).

Mediante estos mecanismos de financiación, contemplados en el Plan Estratégico, el Grupo programó un ambicioso plan de inversiones en España, estimado en 8.400 millones de euros (7.392 millones de dólares según el tipo de cambio existente a fines de 2001), que se destinaría principalmente a los segmentos de generación eléctrica –especialmente a la instalación de centrales de ciclo combinado–, desarrollo de energías renovables y distribución. Asimismo, en el quinquenio se invertirían 3.600 millones de euros (3.168 millones de dólares) en América Latina, que serían canalizados mayoritariamente al segmento de generación eléctrica en México. Este monto representaba solo el 30% de la inversión total programada y expresaba, en gran medida, la menor prioridad que el Grupo asignaba, a partir de 2002, a los objetivos de internacionalización y diversificación territorial y sectorial, que habían orientado la estrategia corporativa de Iberdrola durante los años noventa.

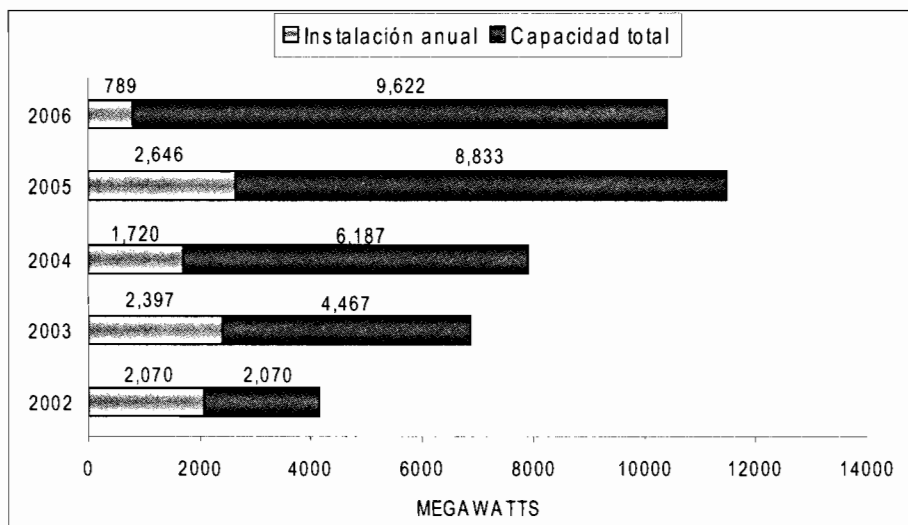
**Cuadro 3.4**  
**Iberdrola: programa de inversiones, 2002-2006**  
(Millones de euros)

	España	América Latina	Total
Generación	2.200	3.200	5.400
Renovables	2.500	-	2.500
Distribución	2.100	400	2.500
Otras	1.600	-	1.600
<b>Total</b>	<b>8.400</b>	<b>3.600</b>	<b>12.000</b>

Fuente: Iberdrola, 2002.

En lo relacionado con la generación eléctrica, el Grupo programó aumentar en el período 2002-2006 su capacidad instalada mediante la instalación de centrales de ciclo combinado, procurando incorporar a su parque total de generación alrededor de 9.622 MW, esto es, más de la mitad de la capacidad instalada disponible a fines de 2001, que apenas se empinaba por encima de los 16 mil MW.

**Gráfico 3.2**  
**Iberdrola: capacidad instalada en ciclos combinados**  
**proyectada en plan estratégico 2002-2006**



Fuente: Iberdrola, 2006.

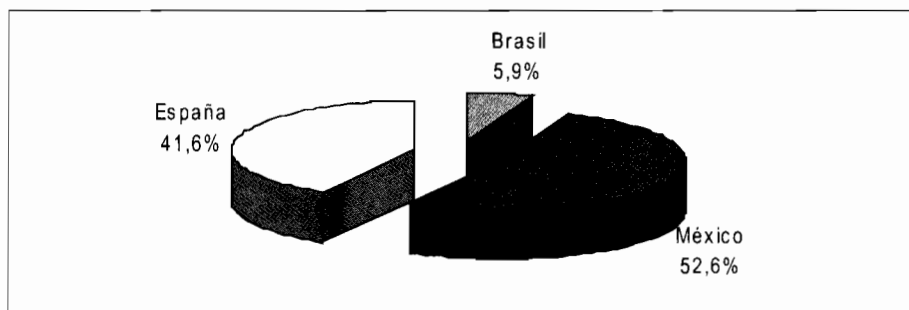
Más específicamente, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el Plan Estratégico 2002-2006, Iberdrola acordó invertir durante este período 1.900 millones de euros (1.672 millones de dólares según la paridad de fines de 2001) en la instalación en España de más de 4.000 MW de potencia en centrales de ciclo combinado. Estos proyectos empezaron a concretarse a partir de 2002, con la puesta en marcha de las dos primeras centrales de ciclos combinados, que aportaron 1.200 MW al parque generador español: Castellón (800 MW) y Castejón, en Navarra (400 MW).

Asimismo, el Grupo dispuso invertir en México durante el mismo período 2.500 millones de euros (2.200 millones de dólares), destinados principalmente a la construcción de varias centrales de ciclos combinados que aportarían alrededor de 5.000 MW al parque generador de este país.

Ambas iniciativas se corresponden con los lineamientos principales del Plan Estratégico: por una parte, responder a la mayor demanda de energía eléctrica que se había venido gestando en España en la última década y a las dificultades relacionadas con la disminución de la inversión en el sector, lo cual generaba un escenario favorable al mejoramiento de la posición de

mercado de las empresas del Grupo en la economía de origen, más aún si dicho mejoramiento se obtenía mediante la instalación de centrales de generación más competitivas y menos contaminantes. Por otra parte, la construcción de centrales de ciclos combinados en México, con una potencia instalada de 5.000 MW, consolidaba la posición del Grupo Iberdrola como el principal generador privado en este país, poseedor, además, de una relación privilegiada con el órgano estatal del sector, mediante contratos de suministro a largo plazo y precios indexados conforme a la variación del tipo de cambio, que atenuaban considerablemente los riesgos de la inversión.

**Gráfico 3.3**  
**Iberdrola: distribución por país de capacidad instalada en ciclos combinados proyectada en plan estratégico 2002-2006**



Fuente: Iberdrola (2002).

En lo relacionado con las energías limpias, el Grupo Iberdrola planificó la instalación en España de una potencia de 3.834 MW en energías renovables y de 1.200 MW en centrales de cogeneración. Para tales efectos, el Grupo asignó 2.500 millones de euros (2.200 millones de dólares) para desarrollar principalmente parques de energía eólica, de modo de elevar la capacidad instalada de energías renovables desde los 1.070 MW disponibles en 2001 hasta los casi 4.000 MW definidos como objetivo a alcanzar en 2006.

El programa de desinversiones de Iberdrola en activos no estratégicos tuvo un importante papel en la implementación del Plan Estratégico 2002-2006, contribuyendo inicialmente en 2002 con más de 2.050 millones de euros (2.155 millones de dólares conforme al tipo de cambio de fines de 2002) a la financiación del programa de inversiones que se acordó emprender.

Entre las operaciones llevadas a cabo en 2002 con este propósito destacó la venta de sus activos de transmisión en España a la firma Infraestructura de

Alta Tensión (INALTA), participada en un 75% por CVC Capital Partners y en un 25% por Red Eléctrica de España. Esta operación constituyó la principal desinversión que el Grupo concretó al ponerse en marcha el Plan Estratégico 2002-2006. El importe total de la venta ascendió a 806 millones de euros (709 millones de dólares), lo que no solo generó ganancias por 485 millones de euros (427 millones de dólares) para Iberdrola S.A., sino, además, representó casi el 10% de las inversiones programadas para su ejecución en España durante el quinquenio que se iniciaba.

**Cuadro 3.5**  
**Principales desinversiones de Iberdrola en 2002**  
 (Millones de euros)

Operaciones	Monto
Red de Alta Tensión	806
Negocios de agua	128
Inmuebles Corporativos	179
Gas en Brasil y Colombia	156
Participación en Telefónica	192
Otras operaciones	591
<b>Total</b>	<b>2.052</b>

**Fuente:** Iberdrola (2003).

En 2002 el Grupo Iberdrola también concretó la venta de sus activos de gas en Brasil y Colombia –acordada en 2001– que fueron adquiridos por Gas Natural S.A. por 156 millones de euros (164 millones de dólares); la venta de edificios corporativos por 179 millones de euros (188 millones de dólares); de Gers (residencias para la tercera edad) por 19 millones de euros (20 millones de dólares); de su participación en la propiedad accionarial de Telefónica S.A. por 192 millones de euros (202 millones de dólares); y del 75% del capital accionario de Pridesa y Ondagua por 128 millones de euros (134 millones de dólares). (Iberdrola, 2003). Algunas de estas operaciones significaron la salida de Iberdrola de determinadas economías latinoamericanas, por ejemplo, de Colombia y de Uruguay.

Asimismo, el Grupo programó ejecutar desinversiones adicionales en 2003 con el objetivo de recaudar otros 1.000 millones de euros. Entre las operaciones realizadas en ese año destacaron la venta del 7% del capital social de Red Eléctrica de España, S.A. por 102,5 millones de euros (129 millones de dólares), lo que generó ganancias por 50 millones de euros (63 millones de

dólares) (Iberdrola, 2004). En 2004, el Grupo terminó de transferir las firmas Prodesa y Ondagua y vendió a RWE Thames Water, por 31,5 millones de euros (39 millones de dólares), el 25% del capital social de ambas firmas que el Grupo había conservado en su poder (Iberdrola, 2005).

### Recuadro 3 Iberdrola y las inversiones en la industria de aguas en Uruguay

Al margen de la estrategia de desarrollo corporativo que se estaba diseñando para su implementación a partir del 2002, y un tanto a contrapelo de la misma, en el primer trimestre de 2001 el Grupo Iberdrola decidió su ingreso al mercado de servicios sanitarios de Uruguay.

Por intermedio de la empresa filial Iberdrola Energía se adjudicó en conjunto con el Consorcio de Aguas de Bilbao y la Bilbao Bizkaia Kutxa el concurso internacional para la concesión del suministro de agua potable y alcantarillado en el Departamento de Maldonado. La participación del Grupo en Aguas de Maldonado S.A., a través de URAGUA, ascendió a 49% y la concesión fue otorgada por un período de 30 años. La empresa distribuye agua a las poblaciones de Punta del Este, Pan de Azúcar, Maldonado, Piriápolis y San Carlos, con más de 260.000 habitantes y 74.000 clientes; el contrato involucró compromisos de inversión por aproximadamente 14 millones de dólares (Iberdrola, 2001; Iberdrola, 2002).

Sin embargo, la participación de Iberdrola en la industria de servicios de saneamiento de Uruguay se extendió solo hasta 2002. En el tercer trimestre de este año, Iberdrola vendió el 75% del capital de sus empresas de agua en España, Pridesa y Ondagua S.A., a la filial de RWE Thames Water, lo que implicó la salida del Grupo Iberdrola de Uruguay, no obstante que el grupo hispano acordó mantener en su poder el 25% del capital de ambas empresas de saneamiento durante algunos años, colaborando con Thames en la gestión (Iberdrola, 2003).

**Fuente:** Elaboración propia.

La ejecución del Plan Estratégico 2002-2006 determinó cambios radicales en el perfil industrial del Grupo Iberdrola, en su capacidad operacional en la industria eléctrica, en su posición de mercado y en su inserción internacional, especialmente en lo que se refiere a la diversificación sectorial y territorial en los mercados de América Latina.

En términos globales, el proyecto de transformación de Iberdrola en una empresa operadora global de servicios, asentada en algunas de las principales áreas de negocios de la industria de infraestructura, fue sustituido por un proyecto de modernización integral altamente especializado en el área energética, respecto del cual las inversiones en la industria gasífera solo serían impulsadas en la medida que afianzara el abastecimiento de gas natural a las centrales de ciclo combinado que el Grupo instalaría como parte del proceso de

modernización de su parque generador y de su matriz energética, a diferencia de la etapa previa, cuando las inversiones en la industria gasífera eran solo parte del proceso de diversificación sectorial que el Grupo había emprendido.

En el quinquenio comprendido entre 2002 y 2006, Iberdrola S.A. consiguió casi duplicar (89,8%) la potencia instalada atribuible al Grupo –elevándola de 16.088 MW a 30.400 MW–, en tanto que la producción de energía aumentó en 62,7%, variando de 58.435 GWh a 95.102 GWh. Esta mayor potencia se incrementó principalmente en España, donde aumentó algo menos de 10 mil MW (61,4%). Consecuentemente, la producción bruta de electricidad atribuida a Iberdrola aumentó en España en 23% (13.004 GWh). De todos modos, la creación de potencia instalada por parte de las filiales latinoamericanas del Grupo también fue relevante durante el período (4.418 MW), aunque concentrada mayoritariamente en México. Esto significó que la producción eléctrica de estas filiales fue aumentando su importancia en las cuentas totales del Grupo, pasando de representar 0%, a fines del 2001, a 24,9% a fines de 2006.

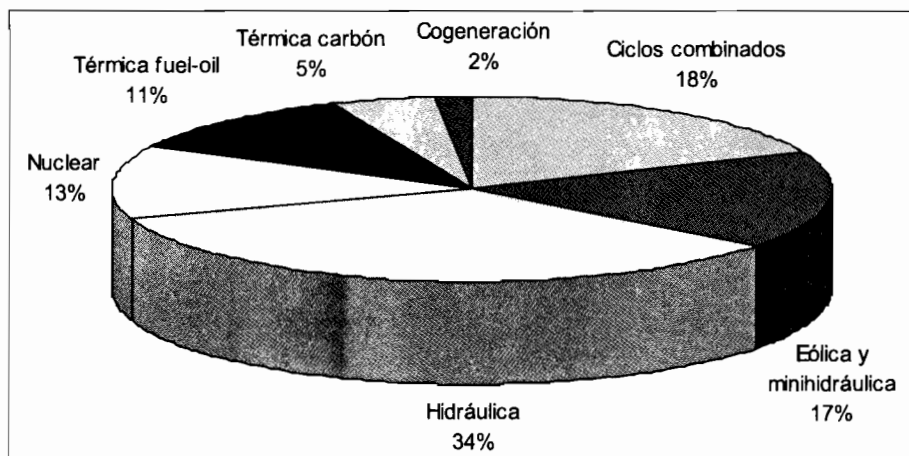
**Cuadro 3.6**  
**Iberdrola: producción bruta y capacidad instalada por región, 2000-2006**  
**(GigaWattora y Megawatt)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Producción bruta (GWh)	-	-	61.859	74.104	84.373	85.676	95.102
España	51.169	58.435	57.285	65.602	68.422	66.249	71.459
América Latina			4.574	8.506	15.951	19.427	23.643
Capacidad instalada (MW)			20.318	22.788	25.237	27.791	30.384
España	16.062	16.088	18.915	20.288	22.547	24.502	25.966
América Latina	-	-	1.403	2.500	2.690	3.289	4.418

**Fuente:** Elaboración propia a partir de Informes anuales de Iberdrola.

Las inversiones realizadas por Iberdrola en la instalación de centrales de ciclo combinado y en el desarrollo de energías limpias alteraron notoriamente la matriz energética del Grupo respecto de la existente a comienzos de la década del 2000, cuando Iberdrola basaba su producción eléctrica en la generación hidráulica (52,1%), térmica nuclear (20,3%), térmica fuel-oil (19,9%) y térmica de carbón (7,7%). A fines de 2006, la potencia instalada correspondiente a las plantas generadoras basadas en las nuevas tecnologías representaba 39% del total, lo que implicó una drástica disminución de la potencia instalada de la generación hidráulica, térmica fuel-oil y térmica nuclear.

Gráfico 3.4  
Potencia instalada de Iberdrola en España, 2006



Fuente: Iberdrola (2007).

A fines de 2006, Iberdrola consiguió alcanzar y superar la meta de potencia operativa aportada por centrales de ciclo combinado prevista en el Plan (4.000 MW), con la entrada en funcionamiento de la central Escombreras (Murcia), de 800 MW. De esta manera, el Grupo consiguió finalizar el ejercicio 2006 con nueve ciclos combinados operativos que representan una potencia instalada de 4.800 MW (Iberdrola, 2007).

Asimismo, a fines de 2006, Iberdrola S.A. tiene una potencia operativa en energías renovables de 4.434 MW, la mayor parte localizada en España (3.994 MW)<sup>30</sup>. Esta cifra implica que el Grupo debió multiplicar por cerca de nueve su capacidad instalada en energías renovables desde el inicio de la ejecución del Plan, lo que permitió que Iberdrola se convirtiera en el primer operador eólico del mundo, con 4.102 MW de potencia operativa al cierre del ejercicio 2006 (Iberdrola, 2007)

De esta manera, al cabo de la implementación del Plan Estratégico 2002-2006, la matriz energética de Iberdrola no solo había aumentado considerablemente su potencia instalada, respecto de los niveles de comienzos de la década del 2000, sino, además, registraba una mayor diversificación de

<sup>30</sup> En conformidad a los lineamientos estratégicos definidos en el Plan de Desarrollo 2002-2006, Iberdrola adquirió instalaciones de producción eólica en Italia, lo que le permite disponer una potencia instalada de 440 MW en este país relacionada con la producción de energía limpia.

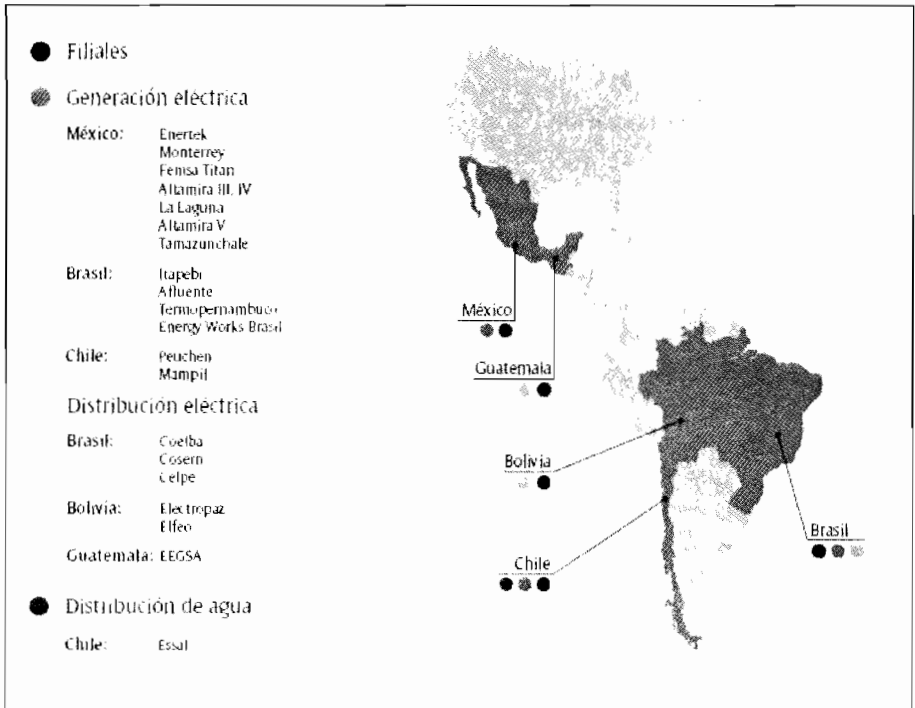
sus fuentes de energía, asignando un destacado nivel de participación a las plantas de ciclo combinado y de producción eólica.

## **B. El posicionamiento actual de Iberdrola en América Latina y el Caribe**

Actualmente, la presencia de Iberdrola en la región se centra principalmente en Brasil y México, además de Guatemala, aunque también desarrolla su actividad en países como Bolivia, Chile y Venezuela, pero en mucha menor escala. En este sentido, el patrón de inversiones y de inserción de Iberdrola en la región latinoamericana difiere notoriamente de los demás grupos eléctricos españoles que han ingresado a América Latina en la última década, como Endesa y Unión Fenosa, que tienden a dispersarse en varios mercados territoriales y áreas de negocio. En cambio, Iberdrola ha optado por concentrar sus actividades en el área de energía en los dos países que constituyen lo medular del mercado regional (Brasil y México).

La concentración de las inversiones del Grupo en América Latina en el área de energía de solo dos países, implicó que Iberdrola liquidara sus participaciones societarias y activos en países que, en algunos casos, descartó por diversas razones como plataformas de inversión, como Argentina, Colombia y Uruguay, y traspasara a terceros los activos adquiridos en la etapa inicial de su expansión en América Latina. En otros casos, el Grupo Iberdrola liquidó algunas de sus áreas de negocios y sus correspondientes activos, como Brasil (telecomunicaciones y gas) y Chile (electricidad, parcialmente), lo que significó que tales países disminuyeron su importancia relativa en el proceso de diversificación e internacionalización de Iberdrola. Finalmente, en otros casos, la posición del Grupo permaneció inalterada (Bolivia y, en alguna medida, Guatemala).

### Gráfico 3.5 Presencia de Iberdrola en América Latina, diciembre de 2006



Fuente: Iberdrola (2007).

A fines de 2006, la capacidad instalada (atribuible a Iberdrola) en América Latina alcanzaba a 4.418 MW, aportada principalmente por las centrales de ciclo combinado de gas que el Grupo ha construido en México durante el período 2002-2006 (4.018 MW). A la vez, la capacidad instalada aportada por centrales hidráulicas (307 MW) representa solo 7% de su potencia en la región, en tanto la capacidad instalada correspondiente a plantas de cogeneración (93 MW) aporta 2% del total.

Cuadro 3.7

Producción bruta de electricidad y capacidad instalada atribuible a filiales de Iberdrola en América Latina, 2002-2006

	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Producción (MWh)</b>	4.574	8.506	15.951	19.427	23.643
Ciclos combinados de gas	..	..	14.546	17.874	21.881
Hidráulica	..	..	1.405	1.159	1.279
Cogeneración	..	..	0	394	483
<b>Capacidad Instalada (MW)</b>	1.403	2.500	2.690	3.289	4.418
Ciclos combinados de gas	..	..	2.383	2.897	4.018
Hidráulica	..	..	307	299	307
Cogeneración	..	..	0	93	93
<b>Energía distribuida gestionada (GWh)</b>	21.867	23.264	24.908	26.609	27.662
<b>Usuario-puntos de suministro gestionados (millones)</b>	7,0	7,5	7,8	8,1	8,5

Fuente: Elaboración propia a partir de Informes anuales de Iberdrola.

(.): sin información.

A la misma fecha, la cantidad de usuarios de los servicios prestados por las empresas eléctricas del Grupo en América Latina –definidos como puntos de suministro eléctrico gestionados– sumaba 8,5 millones, que habían consumido 27.662 GWh de energía eléctrica. Ambos guarismos ponen de relieve la importancia de los mercados latinoamericanos en los negocios del Grupo en este sector: los usuarios latinoamericanos de los servicios prestados por las empresas eléctricas del Grupo eran equivalentes al 85,9% de la cantidad de usuarios de servicios eléctricos que el Grupo atiende en España y su consumo representaba 27,8% de la energía distribuida en este mismo país.

### ***1. México y Brasil: principales receptores de la inversión de Iberdrola en América Latina***

Brasil y México, los dos principales mercados de la región latinoamericana, son los países en los que el Grupo Iberdrola concentró su presencia en América Latina, combinando las ventajas de las economías de escala, que las empresas pueden obtener en mercados de tal magnitud, con factores asociados con las ventajas de localización y acceso a insumos energéticos, proyección de la

demanda de energía eléctrica, estabilidad del marco regulatorio y políticas tarifarias satisfactorias para los intereses de los inversionistas.

La concentración de las inversiones de Iberdrola en ambos países obedeció a un radical cambio de estrategia que el grupo español decidió a comienzos de la década de 2000 –como se analizó en la sección anterior–, cuando los planes de expansión en América Latina fueron redefinidos por la acción de factores asociados a las nuevas oportunidades de negocios que surgieron en España y por los varios obstáculos que afectaron la rentabilidad y solvencia de los negocios emprendidos en América Latina, especialmente en Argentina, Brasil, Colombia, Chile y Uruguay, donde el Grupo decidió realizar importantes desinversiones.

#### *a) México*

México constituye actualmente el principal destino de la inversión directa de Iberdrola en la región latinoamericana, la que ha estado vinculada principalmente al desarrollo de varios proyectos de generación térmica basados en tecnologías de ciclo combinado. Una parte importante de la potencia instalada del Grupo en América Latina está localizada en este país (76%)

A fines de 2006, el Grupo Iberdrola disponía de una potencia de 3.814 MW, la mayor parte asociada a centrales de ciclo combinado que fueron instaladas en lo que va corrido de la década del 2000. Alrededor de 157 MW de potencia corresponden a plantas de cogeneración.

La necesidad de controlar los riesgos asociados a proyectos de inversión de considerable cuantía y la posibilidad de asegurar contratos de venta de energía de largo plazo con la Comisión Federal de la Energía –la entidad estatal de México encargada de la industria de energía en ese país–, además de contratos del mismo carácter con empresas privadas, fueron los factores que contribuyeron decisivamente a la decisión de Iberdrola de localizar sus esfuerzos de emprendimiento en esta parte de América Latina, más aún tratándose de un país que requiere importantes inversiones en el sector.

En 2000, el mismo año en que el Grupo Iberdrola puso término a sus operaciones en varios países de la región, dio curso a varias iniciativas en el área energética de México, empleando el mecanismo que había utilizado en 1998 para ingresar al mercado eléctrico de este país. En aquel año, la operación más importante que el Grupo implementó en México fue la adjudicación de la licitación relacionada con la construcción y explotación, por 25 años, de una central de ciclo combinado en el municipio de Altamira, proyectada con una potencia de 1.036 MW para su incorporación al parque generador en 2003. La

inversión comprometida en la construcción de esta central de ciclo combinado ascendió a 590 millones de dólares (Iberdrola, 2001).

**Cuadro 3.8**  
**Iberdrola: plantas generadoras de electricidad por país**  
**y potencia instalada, 2006**  
**(Porcentajes y megawatts)**

Generadoras eléctricas por país	Tipo de instalación	Participación Iberdrola (%)	Potencia instalada (MW)	Potencia atribuible a Iberdrola (MW)
<b>México</b>				
Enertek	Cogeneración	100	120	120
Monterrey	Ciclo combinado	100	1.000	1.000
Femsa Titán	Cogeneración	100	37	37
Altamira III y IV	Ciclo combinado	100	1.036	1.036
La Laguna	Ciclo combinado	100	500	500
Altamira V	Ciclo combinado	100	1.121	1.121
Totales			3.814	3.814
<b>Brasil</b>				
Itapebí	Hidráulica	39	450	175
Afluyente	Minihidráulica	44.2	18	8
Energy Works Brasil	Cogeneración	100	93	93
Termopernanbuco	Ciclo combinado	39	520	203
Totales			1.081	479
<b>Chile</b>				
Ibener	Hidráulica	100	124	124
Totales			124	124
<b>Total general América Latina</b>			5.019	4.417

Fuente: Iberdrola (2007).

Además, el Grupo Iberdrola se adjudicó la ejecución de un proyecto de cogeneración con las empresas Femsa y Titan (37 MW) y sumó un contrato por 25 años con el grupo empresarial local Alfa-Pegi para suministrarle energía eléctrica por 390 MW y 307 TPH,<sup>31</sup> lo que le permitió elevar su potencia en

<sup>31</sup> Toneladas por hora.

la zona de Monterrey a 1.000 MW. La suscripción de este contrato aseguró la construcción de las unidades 3 y 4 de la central de Monterrey, lo que involucró una inversión adicional de 280 millones de dólares (Iberdrola, 2001).

En 2001, Iberdrola firmó un contrato de Ingeniería, Suministro y Construcción para la Central de ciclo Combinado de Altamira III y IV, por 200 millones de dólares. Asimismo, aseguró la venta de la producción de su central de Monterrey tras el contrato firmado con el Grupo Apasco. Simultáneamente adquirió el 100% de la sociedad Enertek –también localizada en el municipio de Altamira–, que cuenta con una planta de cogeneración de 120 MW de potencia instalada. Enertek, que inició sus operaciones en 1998, es el primer proyecto privado de cogeneración comercial en México (Iberdrola, 2002).

En 2002, Iberdrola empezó su consolidación como primer productor privado de electricidad en México al adjudicarse la construcción y explotación de una nueva central de ciclo combinado, La Laguna II, de 500 MW de potencia, lo que le permitió elevar su capacidad contratada a 2.700 MW. Una parte sustancial de esta capacidad (2.000 MW) estaba comprometida con la Comisión Federal de Energía, en tanto que su diferencia, 700 MW, estaba comprometida con clientes industriales privados. A fines de 2002, estaban operando las plantas de cogeneración de Enertek y Fems Titan, y las cuatro unidades de ciclo combinado de la central construida en Monterrey. A la vez, estaban en construcción las centrales de ciclo combinado Altamira III y IV, y La Laguna II, que deberían estar operando en 2003 y 2005, respectivamente (Iberdrola, 2003).

A fines de 2003, Iberdrola se adjudicó la construcción y explotación de la central de ciclo combinado Altamira V, de 1.121 MW, el mayor proyecto de generación licitado hasta entonces para ser desarrollado por operadores privados, involucrando una inversión total de 550 millones de dólares. Tal adjudicación incrementó la capacidad contratada a 3.821 MW. A la vez, la casi simultánea puesta en marcha de la central de Altamira III y IV permitió que la potencia operativa de Iberdrola en México aumentara a 2.200 MW, correspondientes a las centrales de ciclo combinado de Monterrey (1000 MW) y Altamira (1.036 MW), y a las plantas de cogeneración de Enertek (120 MW y Fems-Titan (37 MW). (Iberdrola, 2004).

Un año después, Iberdrola volvió a adjudicarse un contrato por 500 millones de dólares para desarrollar, construir, operar y mantener la central de ciclo combinado de Tamazunchale, de 1.135 MW de potencia, cuya entrada en operación comercial fue programada para 2007 (Iberdrola, 2005). Esta nueva adjudicación incrementó la capacidad contratada por encima de los 5.000 MW, superando el objetivo dispuesto en el Plan Estratégico 2002-2006.

**Cuadro 3.9**  
**Iberdrola: empresas filiales, coligadas y participadas en México, 2006**  
**(Porcentajes)**

Empresa	% de participación	Actividad principal
Iberdrola México, S.A.	99,99	Holding
Electricidad de Veracruz, S.A.	99,99	Energía
Iberdrola Energía Altamira, S.A.	99,99	Energía
Iberdrola Energía La Laguna, S.A.	99,99	Energía
Iberdrola Energía Monterrey, S.A.	99,99	Energía
Enertek, S.A.	99,99	Energía
Gas Natural México, S.A.	13,30	Energía
Sistemas de Administración y Servicios, S.A.	13,00	Energía
Iberdrola Energía del Golfo, S.A.	99,99	Energía
Parques Ecológicos de México, S.A.	99,95	Energía
Iberdrola Energía Tamazunchale, S.A.	99,99	Energía
Electricidad de Veracruz II, S.A.	99,99	Energía
Consultoría México, S.A.	99,99	Ingeniería
Sublin 2, S.A.	100,00	Ingeniería
Enermón, S.A.	99,99	Servicios
Iberdrola Energía Altamira de Servicios, S.A.	99,99	Servicios
Iberdrola Servicios Monterrey, S.A.	99,99	Servicios
Cinergy, SRL	99,99	Servicios
Servicios Industriales y Administrativos del Noroeste, SRL	51,10	Servicios
Servicios de Operación La Laguna, S.A.	99,99	Servicios
Iberdrola Servicios de Capacitación, S.A.	99,99	Servicios
Servicios de Operación Altamira, S.A.	99,99	Servicios

**Fuente:** Iberdrola, 2007.

De este nuevo total de capacidad contratada, cerca de 4.300 MW se destinarán a suministrar energía eléctrica a la CFE y aproximadamente 700 MW a un conjunto de grandes usuarios industriales. En virtud de los contratos suscritos con la Comisión Federal de Energía, las filiales de Iberdrola en México tienen asegurada la venta de toda la energía que produzcan las centrales de ciclo combinado durante los próximos 25 años (Iberdrola, 2006).

Las ventajas de localización, derivadas de la instalación de las centrales generadoras en algunas de las principales áreas de crecimiento del país; la estabilidad del marco regulatorio y el fuerte incremento de la demanda de

energía eléctrica, serían los factores que influyeron con más fuerza sobre la decisión del Grupo Iberdrola de transformar a México en el centro neurálgico de sus inversiones en el exterior.

Asimismo, la “dolarización” de los contratos de compra de combustible y venta de energía, la solvencia y calidad de los clientes de Iberdrola (CFE y empresas líderes), el carácter de largo plazo de los contratos de venta y la garantía de suministro de gas contribuyeron a reducir los riesgos de la inversión y fortalecieron las perspectivas del negocio a largo plazo.

#### *b) Brasil*

Durante los años noventa, la apuesta mayor del Grupo Iberdrola en América Latina fue Brasil, el mayor mercado de la región y que capturó parte significativa de los flujos de inversión directa de Iberdrola en América Latina. A partir del 2000, sin embargo, el Grupo decidió una significativa reestructuración de sus activos, en el marco de una crisis económica y energética que se venía incubando desde fines de los años noventa, y cuyas principales expresiones eran el estancamiento económico –la variación del PIB fue de 0,1% en 1998 y 0,8% en 1999– y la depreciación de la moneda local: en enero de 1999, el real se devaluó con respecto a la peseta en 40%. Los factores señalados afectaron el retorno de las inversiones realizadas hasta entonces en Brasil, no obstante que la indexación tarifaria dispuesta en conformidad al comportamiento del tipo de cambio contribuyó a mitigar el impacto negativo de la depreciación de la moneda local. De todos modos, en mayo de 1999, la dirección del Grupo Iberdrola señaló a sus accionistas que no le era posible evaluar el cambio que el escenario global macroeconómico de Brasil podía tener sobre la rentabilidad esperada de las inversiones realizadas por Iberdrola en este país (Iberdrola, 1999)<sup>32</sup>.

En el marco de la reestructuración dispuesta, el Grupo consolidó su posición en la industria eléctrica de Brasil y liquidó sus inversiones en los sectores gasista y de telecomunicaciones.

Por una parte, el Grupo desarrolló y fortaleció su presencia en la distribución de electricidad mediante la compra de empresas que eran privatizadas por las autoridades de Brasil y en el área de la generación mediante la construcción de centrales generadoras que aseguraran el abastecimiento energético de sus empresas de distribución. Por la otra, transfirió a Gas Natural S.A. sus participaciones accionariales en las empresas gasistas que había adquirido en Brasil e hizo lo propio con sus participaciones en las empresas de telecomunicaciones, que fueron transferidas a Telefónica S.A.

---

<sup>32</sup> Los aspectos más relevantes de esta crisis son tratados en el capítulo siguiente de este informe.

En febrero del 2000, el Grupo Iberdrola dio un importante paso orientado a consolidar su posición en el área de distribución eléctrica. Por intermedio del consorcio Guaraniense –encabezado por Iberdrola e integrado también por los grupos locales Banco do Brasil y Previ– el grupo español se adjudicó la licitación del 79,6% del capital social de la Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), por 1.017 millones de dólares, el precio mínimo establecido, que transformó a Iberdrola en el mayor distribuidor eléctrico del Nordeste de Brasil. La adquisición de CELPE le permitió a Iberdrola aumentar su base de clientes a 5,4 millones, que representaban una cuota de mercado de 57% en la región y del 11% en el conjunto del país. Desde la perspectiva de la organización de los negocios del Grupo en Brasil, la toma de control de CELPE hizo posible poner en desarrollo un plan industrial que apuntó a recoger las sinergias generadas con Coelba y Cosern (Iberdrola, 2001). A fines de 2006, las tres empresas distribuidoras suministraban electricidad a 7,7 millones de usuarios, lo que significa que su base de clientes ha experimentado un incremento de 2,8 millones desde su privatización. En este último año, las tres distribuidoras suministraron energía por 24.248 millones de kWh, cifra que representaba una participación de mercado de 58% a nivel regional y de 7% a nivel nacional (Iberdrola, 2007).

Otras acciones emprendidas por el Grupo Iberdrola, con el propósito de consolidar posiciones en el mercado de distribución eléctrica de Brasil, se relacionaron con aumentos de la participación accionarial en las empresas adquiridas en el marco del proceso de privatización del sector eléctrico. Después de la toma de control de CELPE, durante el segundo semestre del 2000, se llevaron a cabo dos Ofertas Públicas de Adquisición de Acciones (OPAs) sobre COSERN, mediante las cuales Iberdrola Energía aumentó su participación societaria del 32,7% al 39,95%.

Asimismo, el Grupo Iberdrola buscó afianzar su posición en el mercado de la generación eléctrica. En el año 2000, el Grupo emprendió dos operaciones destinadas a enfrentar la crisis de suministro energético que se agravaba progresivamente en Brasil: inició el desarrollo de una central térmica en Pernambuco, con una potencia proyectada de 520 MW, y comenzó el desarrollo de la Central de Cogeneración de Termo Açú, con una potencia de 340 MW, en la que Guaraniense participa con un 70% (Iberdrola, 2001). La central térmica de Pernambuco fue construida con el propósito de suministrar el 50% de la energía consumida en el Estado de Pernambuco a partir de 2003. A la vez, la central de Termo Açú, considerada el mayor proyecto de cogeneración de América Latina, fue planificada para satisfacer el 70% de la demanda de energía del Estado de Río Grande do Norte (Iberdrola, 2002).

Los resultados de las acciones emprendidas en el área de la generación eléctrica empezaron a vislumbrarse progresivamente. En 2002 entró en funcionamiento la central hidroeléctrica de Itapebí (450 MW de potencia), con dos de sus tres grupos de 150 MW ya operativos, lo que implicó un total de 122 MW atribuibles a Iberdrola (Iberdrola, 2003). A mediados de 2004 entró en funcionamiento la central de ciclo combinado de Pernambuco.

En 2005, el Grupo Iberdrola impulsó un nuevo ciclo inversor en el sector eléctrico de Brasil, a través de Neoenergía (ex-Guaraniana), empresa holding participada por Iberdrola en un 39% de su capital y que centraliza la propiedad y gestión de las empresas distribuidoras y generadoras del Grupo en este país. Ese año Neoenergía ganó las licitaciones para la construcción, mantenimiento y operación de la central hidráulica de Baguarí, de 140 MW, situada en el Estado de Minas Gerais y la de dos plantas minihidráulicas: Nova Aurora, de 21 MW, y Goiandira, de 27 MW, situadas en el Estado de Goias (Iberdrola, 2006). Los efectos de estos nuevos emprendimientos sobre la posición de mercado de Iberdrola en el sector eléctrico de Brasil se apreciarán más adelante, cuando se incorporen operativamente al sistema generador.

El nuevo ciclo inversor prosiguió en 2006 con la adjudicación de 389 MW adicionales entre los que destacan la central hidráulica de Corumbá III (94 MW), en el Estado de Goias, y Dardanelos (261 MW), situada en el Estado de Mato Grosso (Iberdrola, 2007).

Iberdrola finalizó 2006 con una potencia instalada atribuible de 479 MW, correspondientes a la central de ciclo combinado de Termopernambuco, de 520 MW (203 MW atribuibles); la central hidroeléctrica de Itapebí, de 450 MW (175 MW atribuibles), y las minihidráulicas de Afluyente, de 18 MW (8 MW atribuibles). Adicionalmente, la Compañía dispone de seis plantas de cogeneración que suman 93 MW de potencia operativa a través de *Energy Works Brasil*, controlada en 100% por Iberdrola (Iberdrola, 2007).

Por otra parte, el Grupo liquidó durante el bienio 2000-2001 su participación en las empresas de telecomunicaciones que había adquirido en conjunto con Telefónica y otros inversionistas, que vendió a Telefónica al retirarse de esta área de negocios.

En un comienzo, la venta de la participación societaria en empresas de telecomunicaciones obedeció a disposiciones del marco legal regulatorio de la actividad en Brasil, que impide que un mismo operador pueda controlar dos compañías de telefonía fija en distintas regiones de este país, lo que indujo la venta de la participación de Iberdrola en CRT fija, empresa que opera en el Estado Río Grande do Sul. Las ventas posteriores obedecieron a la decisión estratégica de retiro del Grupo de esta área de negocios. A mediados de 2001, Iberdrola

traspasó al Grupo Telefónica la totalidad de sus participaciones accionariales en operadoras brasileñas de telecomunicaciones, recibiendo a cambio un paquete de acciones de la empresa matriz de Telefónica. Como se señaló en la sección anterior, en 2002 el Grupo Iberdrola vendió su participación en Telefónica, en el marco del programa de desinversiones de activos prescindibles que contempló el Plan Estratégico 2002-2006.

Asimismo, el Grupo Iberdrola cedió a la española Gas Natural S.A. sus activos gasíferos de Brasil (Ceg y Geg Río) en una operación que implicó también la transferencia de los activos que Iberdrola tenía en la industria del gas en Colombia (Iberdrola, 2002). Por otra parte, el Grupo Iberdrola adquirió el 13,25 % del capital social de la filial de Gas Natural S.A. en México (Iberdrola, 2003), lo que le permitió asegurar el abastecimiento de gas natural a las centrales de ciclo combinado que el Grupo estaba construyendo y desarrollando en este país.

**Cuadro 3.10**  
**Iberdrola: empresas filiales, coligadas y participadas en Brasil, 2006**  
**(Porcentaje)**

Empresa	% de participación	Actividad principal
Iberdrola Energía do Brasil, SL	99,99	Holding
Neenergía, S.A.	39,00	Holding Energía
Energías Renováveis do Brasil, Ltda. (Enerbrasil)	100,00	Energía
Energyworks do Brasil, Ltda.	99,99	Energía
Capuava Energy, Ltda.	99,99	Energía
Companhia de Electricidade do Estado da Bahia	42,76	Energía
Garter Properties, Inc.	42,76	Energía
Itapebi Geração de Energia, S.A.	38,98	Energía
Companhia Energética Do Rio Grande Do Norte, S.A.	39,95	Energía
Termopernambuco, S.A.	39,00	Energía
Companhia de Electricidade do Pernambuco, S.A.	34,96	Energía
Termoaçu, S.A.	14,65	Energía
Afluyente Geração e Transmissão de Energia, S.A.	42,76	Energía
Geração CIII, S.A. (Corumba III)	39,04	Energía
Servicos do Brasil, Ltda.	100,00	Ingeniería
Grupo NC Energía	39,00	Servicios
Baguari-Uhe	39,00	Servicios
Goias Sul PCH	39,00	Servicios

Fuente: Iberdrola, 2007.

## 2. Las inversiones residuales: Bolivia, Chile, Guatemala y Venezuela

Al margen de Brasil y México, el Grupo Iberdrola mantiene algunas operaciones en Bolivia, Chile, Guatemala y Venezuela. Desde la perspectiva del control de mercados de servicios de infraestructura de utilidad pública, solo son relevantes la participación del Grupo en empresas distribuidoras de energía eléctrica en Bolivia y Guatemala, y de servicios de saneamiento en Chile.

### a) Bolivia

En Bolivia, el Grupo Iberdrola ha mantenido su posición en el segmento de distribución de energía eléctrica, tanto en términos de las empresas operadoras que están bajo su control como en el nivel de su participación en su propiedad accionarial. En los últimos años no se registran inversiones relevantes que hayan significado la modernización de las redes de distribución de ambas empresas, con la excepción de 4,2 millones de dólares invertidos en el 2000 en una nueva subestación de distribución de electricidad de La Paz –subestación Callampampa–, que permitió aumentar su capacidad de 20 a 40 MW. Además, con cargo a estos mismos recursos de inversión se tendió la primera línea subterránea de alta tensión del país (Iberdrola, 2001).

Actualmente, el Grupo Iberdrola está presente en la economía de Bolivia a través de seis empresas, siendo Electropaz y Elfeo las de mayor relevancia.

Cuadro 11  
Iberdrola: empresas filiales, coligadas y participadas en Bolivia, 2006  
(Porcentaje)

Empresa	% de participación	Actividad principal
Iberdrola Inversiones, SRL	99,99	Holding
Iberbolivia de Inversiones, S.A.	63,39	Holding
Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro, S.A.	58,85	Energía
Electricidad de La Paz, S.A.	56,77	Energía
Empresa de Servicios, S.A.	55,73	Energía
Compañía Administradora de Empresas – Bolivia S.A.	59,26	Servicios

Fuente: Iberdrola, 2007.

En 2006, la participación de mercado Electropaz y Elfeo llegó a 37% de la energía distribuida en el país andino, lo que constituye un notorio retroceso respecto del 45% que tenían a fines de los años noventa. De todos modos, en 2006 ambas empresas aumentaron, respecto de 1999, su cobertura de clientes en 38,3% y sus ventas en 26,5%, suministrando actualmente energía eléctrica a 429.901 usuarios por un total de 1.354 millones de kWh. En este último ejercicio ambas empresas facturaron 86 millones de dólares (Iberdrola, 2007).

#### *b) Guatemala*

Guatemala constituye uno de los países latinoamericanos donde el Grupo Iberdrola sostiene una posición relevante en los mercados de distribución y transmisión eléctrica, muy por encima de la participación de mercado que el Grupo tiene en países como Bolivia y Chile.

Actualmente, Iberdrola controla diez empresas en Guatemala, incluyendo a su *holding* local Inversiones Eléctricas Centroamericanas (Invelca) y participa principalmente en las áreas de distribución y comercialización de energía eléctrica –a través de EEGSA–, así como en las áreas de transmisión –por intermedio de Trelec– y provisión de servicios relacionados con la industria eléctrica. Durante 2006, las empresas del Grupo vendieron 3.826 millones de kWh a 809.155 usuarios, lo que implica una participación de mercado de 58% (Iberdrola, 2007).

Además de Egas (39,6%), otras empresas relevantes del Grupo son Comegsa, que comercializa energía eléctrica en el mercado mayorista, y Enérgica S.A., que provee servicios e ingeniería en el área energética. A partir del 2000, el grupo participa en el sector telecomunicaciones a través de Navega.com (26,9%), que se constituyó con el propósito de construir y explotar una red de fibra óptica de 75 km en la ciudad de Guatemala. Es esta la única empresa del sector telecomunicaciones que el grupo conserva bajo su control en la región.

### Cuadro 3.12

Iberdrola: empresas filiales, coligadas y participadas en Guatemala, 2006  
(Porcentaje)

Empresa	% de participación	Actividad principal
Inversiones Eléctricas Centroamericanas (Invelca)	39,63	Holding
Distribuidora Eléctrica Centroamericana II, S.A.	49,00	Energía
Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A.	39,60	Energía
Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.	39,60	Energía
Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.	39,60	Energía
Enérgica, S.A.	39,60	Energía
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América	39,63	Inmobiliaria
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos, S.A.	48,97	Servicios
Gestión Empresas Eléctricas, S.A.	99,99	Servicios
Grupo Navega.com	29,65	Telecomun.

Fuente: Iberdrola, 2007.

#### c) Chile

En Chile, Iberdrola redujo sustancialmente su participación en la industria eléctrica conforme a los nuevos lineamientos estratégicos que el grupo adoptó formalmente en 2001, pero que delineó antes, que determinaron la liquidación de aquellos activos y participaciones societarias que no obedecieran a los criterios de rentabilidad, solidez y control de riesgos con los que el Grupo Iberdrola abordaba su presencia en esta etapa de reestructuración y consolidación de su expansión en los países latinoamericanos.

Durante el primer semestre del 2000, el Grupo hizo un radical reordenamiento de sus participaciones societarias en el negocio de generación. Por una parte, Iberdrola Energía acordó la venta a Tractebel de la participación que el Grupo tenía en Inversora Eléctrica Andina S.A., sociedad controladora de Electroandina S.A., y en Inversora Electropacífico S.A., controladora de Empresa Hidroeléctrica Colbún S.A. Ambas operaciones se materializaron a mediados de 2001 y significaron la salida de Iberdrola de la propiedad accionarial de importantes empresas generadoras de energía de Chile. A la vez, Iberdrola Energía tomó el control de Iberoamericana de Energía Ibener S.A., pasando de una participación de 26,3% al 85,1% (Iberdrola, 2001).

Actualmente, el Grupo participa en Chile solo en las industrias de generación eléctrica y de provisión de agua potable y servicios sanitarios, luego de transferir diversos activos que el grupo español había adquirido a fines de

los años noventa y que debió liquidar en función de los nuevos lineamientos estratégicos que el grupo adoptó en 2001. En el sector eléctrico participa a través de su filial Iberoamericana de Energía Ibener, S.A., que opera dos centrales hidroeléctricas, Peuchén (75 MW) y Mampil (49 MW), construidas a fines de los años noventa en el Río Duqueco.

No obstante, la principal área de interés de Iberdrola en Chile ha sido la de servicios sanitarios y distribución de agua potable.

En el año 2000, la filial ESSAL realizó el proyecto de tratamiento de las plantas de aguas residuales de Fresia, San José de la Mariquina, Purranque, Panguipulli y Puerto Varas-Llanquihue, así como la descontaminación de Puerto Montt. La inversión total ascendió a 19,7 millones de dólares (Iberdrola, 2001).

**Cuadro 3.13**  
Iberdrola: empresas filiales, coligadas y participadas en Chile, 2006  
(Porcentaje)

Empresa	% de participación	Actividad principal
Iberdrola Energía Chile, Ltda.	99,90	Holding
Iberaguas, Ltda.	99,80	Holding
Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos, S.A.	50,90	Aguas
Iberoamericana de Energía Ibener, S.A.	94,74	Energía

Fuente: Iberdrola, 2007.

#### *d) Venezuela*

La participación del Grupo Iberdrola en la economía de Venezuela es reciente y se refiere a las operaciones desarrolladas por sus filiales Energyworks Venezuela S.A. e Iberdrola Ingeniería y Construcción Venezuela, S.A. en el área de servicios de energía.

**Cuadro 3.14**  
Iberdrola: empresas filiales, coligadas y participadas en Venezuela, 2006  
(Porcentaje)

Empresa	% de participación	Actividad principal
Energyworks Venezuela, S.A.	100,00	Energía
Iberdrola Ingeniería y Construcción Venezuela, S.A.	99,81	Ingeniería

Fuente: Iberdrola, 2007.

## IV. Internacionalización y estrategias corporativas de Unión Fenosa

Unión Fenosa S.A. nace en 1982 como consecuencia de la fusión entre Unión Eléctrica y Fuerzas Eléctricas del Noroeste. En los últimos años, Unión Fenosa se ha convertido en un amplio grupo empresarial con inversiones directas en 15 países, especialmente en la zona norte y centro del continente americano. Sus actividades principales se agrupan en el sector de la electricidad y del gas, en los servicios profesionales (Soluziona) y las telecomunicaciones. Por tanto, más que un grupo de empresas eléctricas, incluso, de empresas de energía, el conglomerado de empresas que se articula en torno a Unión Fenosa S.A. es un grupo de empresas de servicios domiciliarios de infraestructura básica que siguió el mismo derrotero de Endesa e Iberdrola, las otras empresas españolas que predominan en el sector que fue su punto de partida.

A fines de 2006, su principal accionista controlador era el grupo ACS, poseedor del 40,5% del capital social de Unión Fenosa S.A. Este mismo grupo es también uno de los principales accionistas controladores de Iberdrola. Otro accionista relevante de Unión Fenosa S.A. es la Corporación Caixa Galicia, S.A.U. –empresa participada en un 100% por la Caja de Ahorros de Galicia–, que detenta el 9% del capital social de la empresa matriz del grupo (Bolsa de Madrid, 2006).

Unión Fenosa es la tercera empresa energética de España en orden de importancia. A fines de 2006, sus activos totales ascendían a 22.127 millones de dólares, mientras que su patrimonio neto llegaba a 7.310 millones de dólares. A la fecha, su potencia instalada era de 10.289 MW, localizada principalmente en España (73%), aunque desarrolla también actividades de generación en países como Colombia, Costa Rica, México, Panamá y República Dominicana, además de Kenia (Unión Fenosa, 2007). Su capacidad de generación en la región, sin embargo, está todavía muy por debajo de los objetivos de la misma compañía, que proyectaba en el 2000 una potencia instalada de 5.500 MW hacia finales del 2005 (Unión Fenosa, 2001).

Asimismo, el grupo Unión Fenosa desarrolla actividades de distribución de electricidad y gas en España, Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá, además de Moldavia. En 2006, la energía eléctrica facturada por las empresas del grupo alcanzó a 51.102 GWh, esto es 2,3% por encima de lo facturado en 2005. A la vez, en la facturación de gas, el grupo logró un incremento de 57,5%, registrando ventas por 30.284 GWh, consecuencia de mayores ventas tanto en España (35,3%) como en los demás países en los que explota esta actividad (204,6%).

Al 31 de diciembre de 2006, Unión Fenosa S.A. alcanzó un valor bursátil de 15.082 millones de dólares, lo que representó un aumento de 19,3% respecto a la capitalización bursátil que exhibía a fines de 2005, y tenía una base de clientes que bordeaba los 8,7 millones de usuarios, la mayoría correspondiente a los servicios prestados por las empresas filiales de electricidad localizadas fuera de España (5,2 millones) (Unión Fenosa, 2007).

El grupo Unión Fenosa tiene una matriz energética ampliamente diversificada y equilibrada, especialmente en España. Su capacidad generadora está sustentada en la explotación de centrales hidráulicas, nucleares, térmicas y de ciclo combinado, con un leve predominio de la generación térmica convencional que incluso era más evidente en los primeros años del 2000. Con la incorporación sucesiva de varias centrales de ciclo combinado a partir de 2004 las nuevas tecnologías de generación han ido adquiriendo una mayor ponderación en la matriz energética del grupo, lo que ha conllevado importantes ganancias de eficiencia que se reflejan en el importante incremento de los resultados de explotación (EBIT), que prácticamente se duplicaron entre 2002 y 2006, a pesar de que los ingresos totales del grupo se incrementaron en solo 3,9%.

En términos globales, la potencia instalada de las empresas eléctricas del grupo creció en 46,6% en el último quinquenio, aumentando de 7.019 MW en 2002 a 10.289 MW en 2006. Este incremento se produjo principalmente en España y en México. En su país de origen, las empresas generadoras del grupo aumentaron su potencia instalada en 33,4% mediante la incorporación al sistema eléctrico español de siete centrales de ciclo combinado de gas natural en Cádiz<sup>33</sup>, Huelva<sup>34</sup> y Toledo<sup>35</sup>, que aportaron 2.000 MW a la potencia instalada total de las empresas eléctricas del conglomerado.

En el mismo período fueron incorporadas las centrales de ciclo combinado de Naco Nogales (300 MW) y Tuxpan (1.000 MW) al parque generador

---

<sup>33</sup> Campo de Gibraltar I y Campo de Gibraltar II.

<sup>34</sup> Palos de la Frontera I, Palos de la Frontera II, Palos de la Frontera III y Palos de la Frontera IV.

<sup>35</sup> Aceca IV.

de energía eléctrica de México, que se agregaron a la primera central de esta tecnología que desarrolló el grupo, localizada en Hermosillo (250 MW). Esto determinó que la potencia instalada de las empresas generadoras del grupo localizadas en el exterior también creciera (94,8%), aunque la potencia instalada de las demás generadoras se mantuvo en el mismo nivel. De hecho, en todos los países la potencia instalada de las empresas de generación térmica convencional del grupo no registró variación y la de las empresas de generación hídrica apenas aumentó en 5,5%.

De esta manera, se ratificó la tendencia que se hizo evidente en las empresas del grupo en España, que se caracterizó por la conservación de la potencia de las empresas de generación térmica convencional, el leve incremento de la potencia instalada de las centrales hídricas (1,3%), la menor importancia de las centrales nucleares (-21,4%) y la fuerte emergencia de las centrales de ciclo combinado, ya señalada (ver cuadro 4.1).

**Cuadro 4.1**  
**Unión Fenosa: potencia instalada en España y fuera de España**  
**por tecnología de generación, 2002-2006**  
**(Megawatts)**

	2002	2003	2004	2005	2006
<b>España</b>					
Hidráulica	1.796	1.800	1.825	1.825	1.820
Nuclear	749	739	739	739	589
Térmica	2.833	2.822	2.822	2.822	2.822
Ciclo Combinado	-	-	1.200	1.600	2.000
Total Régimen Ordinario	5.378	5.361	6.586	6.986	7.231
Total Régimen Especial *	218	326	212	243	285
<b>Total España</b>	<b>5.596</b>	<b>5.687</b>	<b>6.798</b>	<b>7.229</b>	<b>7.516</b>
<b>Fuera de España</b>					
Hidráulica y Cogeneración	917	917	917	917	967
Térmica	256	256	256	256	256
Ciclo Combinado	250	1.550	1.550	1.550	1.550
Total Fuera de España	1.423	2.723	2.723	2.723	2.773
<b>Total Potencia Instalada</b>	<b>7.019</b>	<b>8.410</b>	<b>9.521</b>	<b>9.952</b>	<b>10.289</b>

**Fuente:** Unión Fenosa (2007).

Nota: Régimen Especial con criterio de consolidación. En 2004, 2005 y 2006 incluye el 50% de EUFER consolidado y el 100% de Generación Peninsular.

La inserción de Unión Fenosa en la generación eléctrica de los países latinoamericanos y caribeños abarca también la explotación de centrales hidráulicas, térmicas y de ciclo combinado, reproduciéndose de este modo la matriz energética del grupo en su país de origen, con la sola excepción de la exclusión de centrales basadas en la energía nuclear. No obstante, el grupo tiende a explotar solo un tipo de tecnología generadora en los países de la región latinoamericana y caribeña que opera, de acuerdo con las ventajas comparativas que cada tecnología tiene en cada país: hidráulica en Colombia, Costa Rica y Panamá; ciclo combinado en México y térmica en República Dominicana (ver cuadro 4.2).

Con la excepción de las centrales de ciclo combinado recién puestas en funcionamiento en México en 2003, las centrales de mayor potencia instalada que están bajo el control del grupo en la región corresponden a las localizadas en Colombia, especialmente las de Alto Anchicayá (365 MW) y de Salvajina (285 MW). El resto de las centrales del grupo corresponde, en general, a centrales pequeñas y de baja potencia instalada.

Esto explica, por lo tanto, que Colombia sea el mercado *off shore* más importante del grupo, donde el 2006 se concretó la venta de 9.385 GWh, cantidad que superó el total facturado por las empresas del grupo en los demás países (8.423 GWh) y representó 18,2% de la facturación total en los mercados de distribución. Sin embargo, esta situación puede cambiar cuando se consolide la posición de mercado del grupo en el sistema eléctrico de México, país donde la producción de barras de central ha crecido notoriamente en los años más recientes luego de entrar en funciones las centrales de ciclo combinado.

**Cuadro 4.2**  
**Parque de generación de Unión Fenosa internacional en países**  
**de América Latina y El Caribe, 2006**  
**(Megawatts)**

País	Central	Tecnología	Potencia (MW)
<b>Colombia</b>	Alto Anchicayá	Hidráulica	365
	Salvajina	Hidráulica	285
	Calima	Hidráulica	132
	Bajo Anchicayá	Hidráulica	74
	Río Cali	Hidráulica	2
	Nima	Hidráulica	7
	Cogeneración EPSA	-	11
	Cogeneración CETSA	-	15
<b>Total</b>			891
<b>Costa Rica</b>	La Joya	Hidráulica	50
	<b>Total</b>		50
<b>México</b>	Hermosillo	Gas Natural	250
	Naco Nogales	Gas Natural	300
	Tuxpan	Gas Natural	1.000
	<b>Total</b>		1.550
<b>Panamá</b>	C.H. La Yeguada	Hidráulica	8
	C.H. Dolega	Hidráulica	4
	C.H. Maco Monte	Hidráulica	3
	Cogeneración	-	11
	<b>Total</b>		26
<b>República Dominicana</b>	Palamara	Fuelóleo	106
	La Vega	Fuelóleo	92
	<b>Total</b>		198
	<b>Total general</b>		2.715

Fuente: Unión Fenosa (2007).

Claramente la importancia de Colombia y la que tendrá prontamente México refleja el peso relativo creciente de América Latina en las actividades de Unión Fenosa. Ya en los primeros años de operación del grupo en la región, los mercados latinoamericanos y caribeños adquirieron una importancia significativa en la facturación total de las empresas del grupo. En el último quinquenio, la facturación de las filiales de Unión Fenosa en América Latina

ascendió de 34,2% de la energía eléctrica facturada en 2002, a 36,5% en 2006. Asimismo, en términos del número de clientes en los mercados de distribución, los países de América Latina y El Caribe también han tenido una importancia creciente para las actividades de Unión Fenosa, aumentando de 47,5% en 2002 a 50,7% en 2006. De hecho, más de la mitad de los clientes de Unión Fenosa en los mercados de distribución son latinoamericanos desde 2004, primer año que los clientes de las empresas filiales que operan en la región superaron la barrera del 50% (ver cuadro 4.3).

**Cuadro 4.3**  
**Unión Fenosa: facturación de energía eléctrica en los mercados de**  
**distribución y número de clientes por países, 2002-2006**  
**(GWh y miles)**

	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Ventas (GWh)</b>					
España	27.258	29.712	31.177	32.640	33.756
Colombia	7.301	7.163	7.599	8.646	9.385
Centroamérica y otros	6.815	7.138	7.496	7.885	8.423
<b>Total Energía Eléctrica Facturada</b>	<b>41.374</b>	<b>44.013</b>	<b>46.272</b>	<b>49.171</b>	<b>51.564</b>
<b>Clientes (Miles)</b>					
España	3.164	3.239	3.341	3.450	3.505
Colombia	1.643	1.812	2.016	2.056	2.077
Panamá	343	357	378	392	407
Guatemala	1.068	1.135	1.164	1.220	1.272
Nicaragua	465	515	570	605	636
Moldavia	720	754	747	762	770
<b>Total Clientes Eléctricos</b>	<b>7.403</b>	<b>7.812</b>	<b>8.216</b>	<b>8.485</b>	<b>8.667</b>

Fuente: Unión Fenosa (2007).

Unión Fenosa inició su expansión en América Latina a fines de los años noventa, cuando ya el proceso de privatizaciones había avanzado considerablemente en varios países de la región. Esto determinó que inicialmente este grupo español no mostrara una estrategia de inserción delineada y un patrón de inversiones definido, apreciándose que Unión Fenosa estructuraba una modalidad de inserción algo dispersa en términos de áreas de negocios y de mercados territoriales, probablemente tomando solo las opciones que

otras empresas internacionales descartaban por motivos de escala, ambiente de negocios o características de la demanda.

Una de las primeras operaciones desarrolladas por Unión Fenosa en América Latina fue la compra de la empresa transmisora TDE, de Bolivia, privatizada en julio de 1997, por intermedio de un consorcio en el que participaban también el grupo local Garafulic (20%), y la empresa SCH Grupo Industrial (10%). En el consorcio que se adjudicó la licitación de TDE, Unión Fenosa tenía la participación mayoritaria, que ascendía a 69% (*AméricaEconomía*, 2001c). Sin embargo, pronto el grupo español liquidó esta inversión al comprobar que esta operación estaba demasiado de contrapié en relación con las demás opciones de negocio que se le fueron presentando en la región, y que terminó por localizarlo territorialmente entre Colombia y México, ambos países inclusive, y abarcando a países caribeños como República Dominicana.

El paso siguiente de Unión Fenosa fue dado en 1998 en Panamá y consistió en la adquisición del 51% de dos de las compañías distribuidoras de electricidad existentes en este país: las empresas Distribuidora Eléctrica de Metro Oeste (Edemet) y Distribuidora Eléctrica de Chiriquí (Edemet). Mediante la toma del control de estas dos empresas, Unión Fenosa consiguió la distribución del 70% del suministro eléctrico en Panamá y alrededor de 330.000 clientes. En 2006 la base de clientes superó los 407 mil y las ventas totales ascendieron a 2.867 millones de kWh.

En 1999, Unión Fenosa ingresó al mercado de cuatro países (Guatemala, México, República Dominicana y Uruguay), adjudicándose la privatización de las empresas eléctricas que operan en el segmento de distribución de Guatemala y República Dominicana, y la licitación de contratos del tipo BOT (*Build, Operate y Transfer*) en México y Uruguay, que hizo posible la participación del grupo español en la generación eléctrica en el primero y en la distribución de gas natural en el segundo.

El ingreso de Unión Fenosa a la distribución eléctrica de Guatemala, donde ya operaba Iberdrola, se concretó mediante la compra del 80% de las compañías Distribuidora de Occidente (DEOCSA) y Distribuidora de Oriente (DEORSA), porcentaje de participación en el capital que aumentó en el 2000 a 85% en las dos compañías. Los mercados de ambas empresas cubren una extensión de 102.000 km<sup>2</sup> y gestionaban inicialmente algo menos de 800.000 clientes, facturándose en el 2000, 1.316 millones de kWh. En 2006 las dos distribuidoras facturaron en conjunto 1.535 millones de kWh, proveyendo de energía eléctrica a 1.271.735 clientes.

El Gobierno guatemalteco, a través del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), diseñó un Plan de Electrificación Rural de financiamiento

compartido, destinado a aumentar la cobertura eléctrica en el país, que debía ser implementado por las empresas adjudicatarias de la licitación de las distribuidoras, de acuerdo con las bases de tal licitación. A fines de 2006 el PER está ejecutado, aproximadamente, en un 65% del alcance inicial previsto, estimándose su finalización para enero de 2009. Mediante este Plan, más de 600.000 hogares fueron conectados a la red de suministro eléctrico, lo cual es especialmente importante en un país que registraba a comienzos de 2000 bajos niveles de cobertura en la provisión de este servicio.

En República Dominicana, Unión Fenosa aprovechó el intenso programa de reformas que las autoridades de este país estaban aplicando a fines de los años noventa y compró el 50% de las distribuidoras eléctricas Edenorte y Edesur por 212 millones de dólares. Ambas empresas contaban con más de 677.000 clientes y suministraban electricidad a una extensión aproximada de 36.000 km<sup>2</sup> (Bolsa de Madrid, 1999).

En Uruguay, Unión Fenosa concurrió ese mismo año a la formación de la Sociedad Concesionaria CONECTA, en conjunto con la empresa estatal ANCAP (45%) y la firma estadounidense Sempra (15,3%), aportando el 39,7% del capital. El propósito de la sociedad concesionaria fue construir las redes de Gas Natural (GN) y Gas Licuado del Petróleo (GLP) para todo el Uruguay, excepto Montevideo. Para tal efecto, CONECTA firmó un Contrato de Concesión con el Ministerio de Energía e Industria de este país, que tiene una extensión de 20 años y la posibilidad de su renovación (Unión Fenosa, 2001).

Asimismo, Unión Fenosa aprovechó la apertura parcial del sector eléctrico en México –país que permite a partir de 1992 la participación de inversionistas extranjeros en el segmento de generación hasta un 20% de la potencia del sistema–, y consiguió que le fuera adjudicada la construcción y posterior operación de la central termoeléctrica de Hermosillo, con capacidad de 250 MW, que fue la primera central de ciclo combinado del Grupo UNION Fenosa en México.

En el año 2000, el grupo español emprendió un conjunto de operaciones orientadas a consolidar y extender su posición en los mercados de América Latina y el Caribe, desarrollando nuevas operaciones en Colombia, Costa Rica, Nicaragua, México y República Dominicana. De esta manera, Unión Fenosa alcanzó una posición relevante en la mayoría de los países de América Central y comenzó a disputar a Iberdrola el segmento del mercado mexicano de generación que le fue asignado a empresas privadas por las autoridades de ese país.

## A. Colombia

El ingreso de Unión Fenosa al sistema eléctrico de Colombia, en noviembre del año 2000, resultó fundamental para consolidar el proceso de internacionalización del grupo español, debido al peso relativo que las empresas colombianas adquiridas empezaron a tener en los balances consolidados de Unión Fenosa S.A.

Primeramente, el grupo español tomó el control de las empresas de distribución Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. (70,3%) y Electrificadora del Caribe S.A. (69,2%), que en agosto de 1998 habían sido adjudicadas por 524 millones de dólares, mediante licitación pública, al consorcio integrado por Electricidad del Caribe y Houston Energy Industries. Tanto Electricaribe como Electrocosta operan en el norte de Colombia. El conjunto de las dos empresas cubre el 12% del territorio de Colombia, siendo las empresas de distribución eléctricas con mayor red de suministro en este país. Al gestarse su compra por parte del grupo español, el número de clientes de ambas distribuidoras superaba los 1,3 millones, equivalente al 15% del sector, en tanto su cobertura abarcaba a 8,5 millones de personas, equivalentes al 21% de la población colombiana.

Enseguida, Unión Fenosa adquirió el 64,2% de las acciones de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. (EPSA), de Colombia, al mismo consorcio que le había transferido su participación en Electricaribe y Electrocosta, formado por Houston Industries y Electricidad de Caracas.

Esta segunda operación fue fundamental para los propósitos de asentar la posición del grupo en el sistema eléctrico de Colombia. EPSA, empresa dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, había sido constituida en 1995, como resultado de la escisión de la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca, CVC, la que debió independizar la gestión ambiental del negocio eléctrico por disposiciones de la ley 99 de 1993 (EPSA, 2007).

En junio de 1997, el gobierno de Colombia había privatizado EPSA<sup>36</sup> y adjudicado en subasta pública el 56,7% de las acciones al consorcio formado por Houston Energy Industries y la Electricidad de Caracas, por 470 millones de dólares. A través de Unión Fenosa Internacional, el grupo español compró esta participación accionaria, además de otras acciones que había adquirido el consorcio a accionistas minoritarios, obteniendo un total de 58,2%, porcentaje que

---

<sup>36</sup> A fines de 1996, en el marco del proceso de descentralización y de privatización del sector eléctrico que impulsó el gobierno de Colombia, el departamento del Cauca y Valle, además de la firma Empresas Municipales de Cali (EMCALI), CVC y los empleados de EPSA, adquirieron el 37,7% de la empresa en condiciones preferenciales de precio y crédito.

aumentó en diciembre del 2003 a 64,2% mediante la compra de la participación de EDC Colombian Energy Ventures Inc. Actualmente, la participación del grupo español en la propiedad de EPSA es de 62,6% (EPSA, 2007a).

Las diversas operaciones emprendidas por el grupo español en Colombia dieron lugar, así como también ocurrió con las actividades de Endesa en varios países de la región, a la formación de un importante grupo empresarial que opera simultáneamente en varias áreas de negocios en ese país y que trascienden en algunos casos la industria eléctrica propiamente tal, aunque la mayoría de las empresas en las que el grupo tiene participación se relaciona con la actividad energética (ver cuadro 18). Esto tiende a confirmar una hipótesis que fue planteada a fines de los años ochenta, cuando se sostuvo que el proceso de globalización e internacionalización de las economías estaba modificando sustancialmente la inserción de las empresas de inversión extranjera en las economías nacionales, especialmente en relación con las estrategias corporativas y las formas de organización de los negocios, apreciándose la formación creciente de grupos económicos empresariales de origen transnacional (Rozas y Marín, 1989).

**Cuadro 4.4**  
**Unión Fenosa: empresas filiales, coligadas y**  
**participadas en Colombia, 2006**  
**(Porcentaje)**

	PARTICIPACIÓN
<b>EMPRESA MATRIZ</b>	
Unión Fenosa Colombia	100,0
<b>FILIALES</b>	
Empresa Energía del Pacífico S.A. (EPSA)	62,6
Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. (ELECTROCOSTA)	83,2
Electrificadora del Caribe S.A. (ELECTRICARIBE)	71,3
Compañía de Electricidad Tutuá S.A. (TETSA)	86,3
Energía Social de la Costa S.A. (ENERGÍA SOCIAL)	100,0
Energía Empresarial de la Costa S.A. (ENERGÍA EMPRESARIAL)	100,0
ELECTRICARIBE Mipymes de Energía S.A. ESP	100,0
ELECTROCOSTA Mipymes de Energía S.A.	100,0
<b>COLIGADAS</b>	
Industria de Carbón del Valle	37,3
Transoccidente	10,0
Productora de Carbón de Occidente S.A.	13,9
Ufinet Colombia S.A.	10,0
<b>PARTICIPADAS</b>	
ISAGEN S.A.	5,0
Financiera Energética Nacional	0,8
Gestión Energética S.A. (Hidromiel)	4,9
Gases de Occidente S.A.	2,8
Promotora Hidroeléctrica Pescadero-Ituango	1,6
Termosur	8,3
Hidosogamoso	2,1

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de datos obtenidos en Unión Fenosa (2007a).

Durante un período, las empresas compradas por Unión Fenosa Internacional fueron transferidas a EPSA, empresa que centralizó la administración de los activos colombianos del grupo, a la par de sus funciones en el sector eléctrico. En la búsqueda de mayores niveles de eficiencia de gestión, el grupo escindió las funciones de administración y creó Unión Fenosa Colombia para

tales efectos. Así, la participación de EPSA en ambas distribuidoras fue vendida a Unión Fenosa Colombia en 2005, como parte del proceso de reestructuración de las operaciones del grupo en este país y que significó la agrupación de todas las empresas filiales y coligadas de Unión Fenosa Internacional S.A. en Colombia bajo el control de la recién constituida Unión Fenosa Colombia, incluyendo a EPSA.

## **B. Costa Rica**

En Costa Rica Unión Fenosa empleó la modalidad BOT para penetrar en mercados cuya institucionalidad obstruye el libre acceso de inversionistas extranjeros a la propiedad de empresas de utilidad pública, que normalmente permanecen en poder del Estado. En julio del año 2000, el grupo español suscribió un contrato BOT con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para la construcción y operación del proyecto hidroeléctrico "La Joya", con una potencia instalada de 50 MH, firmándose posteriormente un contrato de venta de energía en exclusiva con el ICE, para un período de 20 años, incluyendo el período de construcción de la central que se estimó, inicialmente en tres años, tras los cuales será transferida al Instituto Costarricense de Electricidad.

La construcción de la planta comenzó definitivamente en abril de 2003 e involucró una inversión de 110 millones de dólares, aproximadamente. De acuerdo con la información dada a conocer por la empresa, la planta construida bajo esta modalidad consta de tres grupos y cubrirá el 3% de la demanda eléctrica total de Costa Rica. El período de construcción terminó en 2007 y fue recientemente inaugurada.

## **C. Nicaragua**

En septiembre de 2000, Unión Fenosa se adjudicó la privatización de las empresas distribuidoras DISNORTE Y DISSUR, que cubren algo más del 40% del territorio nicaragüense. La actividad de ambas empresas se extiende sobre un territorio estimado en 52.325 Km<sup>2</sup> y abarca un mercado de casi cuatro millones de habitantes, prácticamente el 90% de la población. Al adjudicarse la licitación de ambas empresas, el mercado eléctrico privado en Nicaragua era todavía de reciente creación, lo que incluso implicó que se decidiera la venta de ambas empresas aun antes de elaborarse las normas y reglamentos que regirían el mercado. La ausencia de un marco institucional y regulatorio derivó en la participación de Unión Fenosa en el grupo de expertos que asesoró

a las autoridades de ese país en la elaboración de las normas y reglamentos que constituirían el marco regulatorio, lo cual no es una práctica en absoluto deseable.

## D. México

México constituye otro importante factor de apoyo de la expansión de Unión Fenosa en la región, especialmente en relación con el aumento de la potencia instalada que el grupo español concentró en este país. La posición de Unión Fenosa en México empezó a consolidarse en el año 2000 sobre la base de nuevos contratos del tipo BOT. Ese año, Unión Fenosa se adjudicó primeramente la construcción, explotación y mantenimiento de una segunda central de ciclo combinado, en la zona de Naco-Nogales (300 MW). En la realización de este proyecto intervinieron como contratistas principales las empresas transnacionales Siemens y Westinghouse, además de la filial Soluziona Ingeniería, de Unión Fenosa. Esta operación incluye un contrato para la venta de energía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por un periodo de 25 años, lo que asegura la comercialización de la energía que se genere durante ese período. Asimismo, tanto para la central de Hermosillo como para la de Naco-Nogales, el grupo Unión Fenosa suscribió un contrato de suministro de gas con la empresa norteamericana El Paso que asegura el abastecimiento de combustible durante 25 años. Las obras de la central de Naco-Nogales comenzaron en marzo de 2001 y su entrada en operación comercial tuvo lugar en 2003.

Asimismo, Unión Fenosa se adjudicó la construcción, explotación y mantenimiento de una tercera central de ciclo combinado en México: Tuxpan (dos grupos con un total de 1.000 MW). La inversión se financió bajo la fórmula de "*project finance*" en un 60% del importe. Este proyecto incluye también un compromiso para la venta de energía a la CFE por un periodo de 25 años. Al igual que la central de Naco-Nogales, Tuxpan emplea tecnología Mitsubishi-Westinghouse con refrigeración de ciclo abierto con agua de mar. Esta tercera central inició su operación comercial en 2003.

En definitiva, la construcción de las tres centrales convirtió a Unión Fenosa en el tercer mayor productor independiente de energía en este país, con una potencia instalada de 1.550 MW, capaz de cubrir aproximadamente el 3,1% de la demanda eléctrica de México. Con seguridad, esta posición será fortalecida cuando Unión Fenosa incorpore al parque generador de México una cuarta central de ciclo combinado (Norte I, 450 MW), cuyo contrato para su construcción, explotación y mantenimiento ya le fue adjudicado en 2006,

comprometiéndose una inversión de 400 millones de dólares. Con esta nueva instalación Unión Fenosa aumentará su capacidad de generación en este país a 2.000 MW (Unión Fenosa, 2007).

Paralelamente, el grupo español ha incursionado en otros negocios del área de infraestructura básica, asentando posiciones en la administración de aeropuertos y de tratamiento de aguas. A partir del 2000, Unión Fenosa forma parte de un consorcio que constituyó el Grupo Aeroportuarios del Pacífico. Esta empresa administra doce aeropuertos (Guadalajara, Tijuana, Puerto Vallarta, San José del Cabo, Hermosillo, Bajo, Morelia, La Paz, Aguascalientes, Mexicali, Los Mochis y Manzanillo) con un tráfico de más de 15 millones de pasajeros anuales (Unión Fenosa, 2001). Casi simultáneamente, en 2001, un consorcio liderado por Unión Fenosa e integrado además por la empresa constructora Cobra –filial del grupo español ACS– y por la empresa israelí Ide Technologies, se adjudicó un contrato por 254,3 millones de dólares bajo la modalidad BOT (construcción, operación y transferencia a 20 años) para construir una planta desalinizadora de agua en Hermosillo, estado de Sonora, México (*Américaeconomía*, 2001). Recientemente, en 2006, el grupo constituyó la empresa Unión Fenosa Energías Renovables México, con el propósito de diversificar su posición en el segmento de generación en este país mediante el desarrollo de empresas de energías renovables.

## E. República Dominicana

También en el año 2000, Unión Fenosa consolidó posiciones en República Dominicana. En ese año, el grupo español construyó dos centrales de generación con tecnología de motores de fuelóleo: Palamara, con una capacidad instalada de 106 MW, y La Vega, con una capacidad instalada de 92 MW. Ambas centrales constituyen los principales activos de la empresa Generadora Palamara La Vega S.A. (GPLV), a través de la cual el grupo Unión Fenosa participa en el área de generación de la industria eléctrica de República Dominicana. La producción anual en barras de esta empresa alcanzó en 2006 la cantidad de 766 millones de kWh. El propósito de Unión Fenosa con esta operación fue aumentar el suministro de electricidad a las distribuidoras que estaban bajo su control, que no podían hacer frente a la creciente demanda de energía.

En los años más recientes, el grupo Unión Fenosa no ha sufrido modificaciones importantes en la estructura básica que definió a comienzos del 2000, con la excepción de su salida del negocio de la transmisión eléctrica de Bolivia y del segmento de distribución en República Dominicana, aunque ha debido enfrentar diversos escenarios de conflicto, lo que será analizado en

el capítulo siguiente. Es posible, asimismo, que las dificultades económicas, financieras y energéticas que se fueron suscitando en diversas áreas de la región hayan contribuido fuertemente a contener el derrotero de la expansión de Unión Fenosa en la región, en la medida de la mayor incertidumbre que afectó variables claves del negocio, la contracción de la demanda agregada y el encarecimiento del crédito.

Ello parece explicar la demora que ha caracterizado la concreción de las operaciones que el grupo Unión Fenosa había considerado emprender en Ecuador. A mediados de 2001, la operadora española anunció una inversión por 1.000 millones de dólares en este país en el sector energético y en proyectos de infraestructura, lo que concretaría antes de 2008. Al momento del anuncio, Unión Fenosa estaba participando en varios proyectos energéticos en Ecuador, destacando especialmente el asociado al desarrollo del complejo hidroeléctrico de Mazar, que comprometió una inversión cercana a 500 millones de dólares (*Américaeconomía*, 2001b). También expresó interés en adquirir Emelec, la eléctrica que opera en la región del Guayas, que fue licitada a mediados de 2002 con un precio mínimo de 130 millones de dólares. Pero nada de esto se ha concretado, al menos, todavía.

De todos modos, a fines de 2006, la posición del grupo Unión Fenosa en América Latina y el Caribe aparece suficientemente consolidada y diversificada, como se puede apreciar en el cuadro siguiente.

**Cuadro 4.5**  
**Unión Fenosa: principales activos en el sector eléctrico y en el transporte de gas natural en América Latina y El Caribe, 2006**

	Participación en el control	Actividad principal	Año de ingreso
<b>Panamá</b>			
Distribuidora Eléctrica de Metro Oeste (EDEMET)	51,0	Distribución	1998
Distribuidora Eléctrica de Chiriquí (EDEMET)	51,0	Distribución	1998
<b>Guatemala</b>			
Distribuidora de Occidente (DEOCSA)	85,0	Distribución	1999
Distribuidora de Oriente (DEORSA)	85,0	Distribución	1999
<b>República Dominicana</b>			
Generadora Palamara La Vega S.A.	100,0	Generación	2000

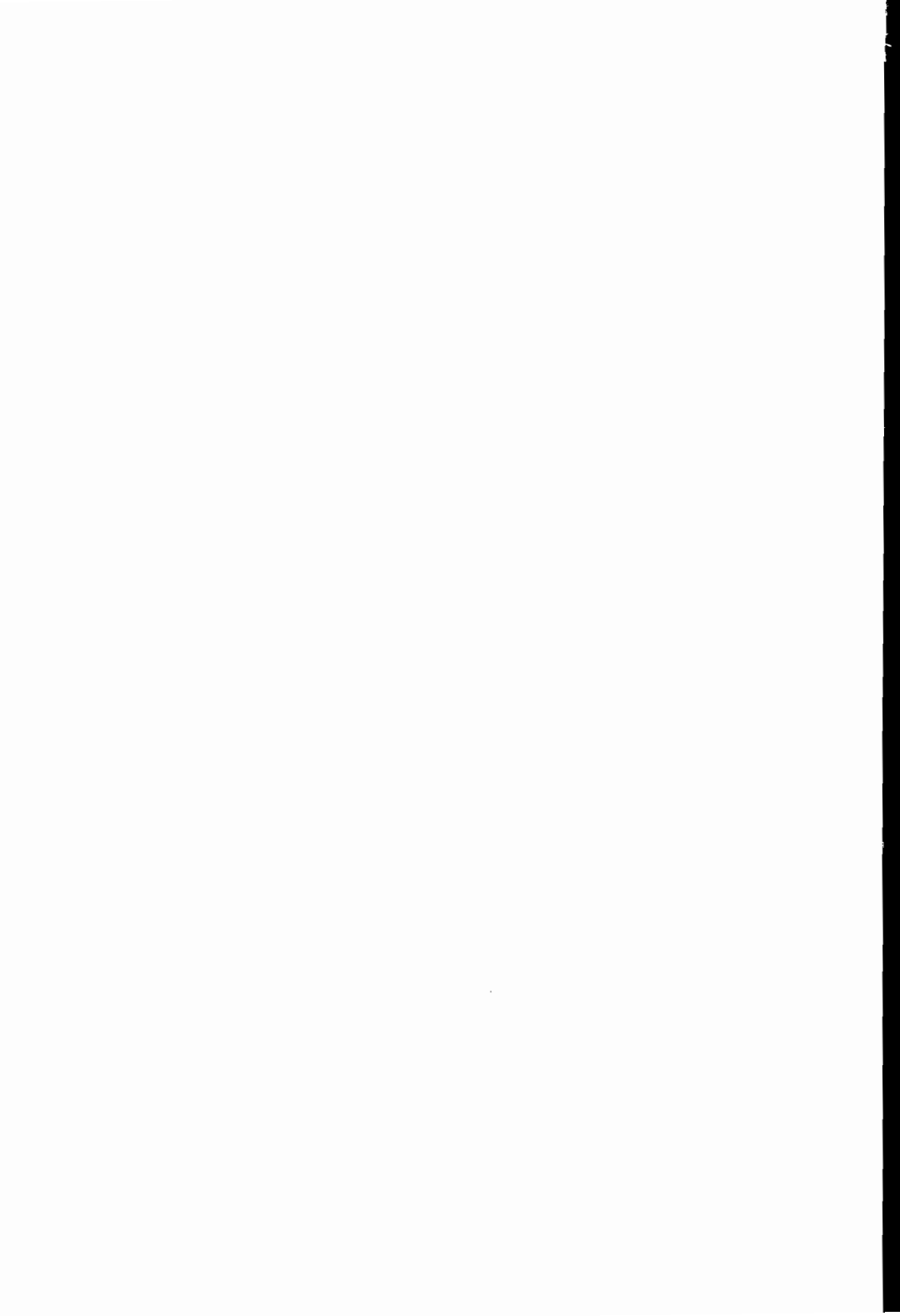
*(continúa en la página siguiente)*

	Participación en el control	Actividad principal	Año de ingreso
<b>Uruguay</b>			
Sociedad Concesionaria CONECTA	39,7	Gas	1999
<b>México</b>			
Fuerza y Energía de Hermosillo	100,0	Generación	1999
Fuerza y Energía de Tuxpan	100,0	Generación	2000
Fuerza y Energía de Naco Nogales	100,0	Generación	2000
Unión Fenosa Energías Renovables México	100,0	Generación	2006
Grupo Aeroportuarios del Pacífico		Aeropuertos	
<b>Colombia</b>			
Electrificadora de la Costa Atlántica (ELECTROCOSTA)	70,3	Distribución	2000
Electrificadora del Caribe (ELECTRICARIBE)	69,2	Distribución	2000
Empresa de Energía del Pacífico (EPSA)	62,6	Generación/ Distribución	2000
Compañía de Electricidad Tutuá S.A. (TETSA)	86,3	Generación/ Distribución	2000
Energía Social de la Costa S.A. (ENERGIA SOCIAL)	100,0	Distribución	2005
Energía Empresarial de la Costa (ENERGÍA EMPRESARIAL)	100,0	Distribución	2005
ELECTRICARIBE Mipymes de Energía S.A. ESP	100,0	Distribución	2006
ELECTROCOSTA Mipymes de Energía S.A.	100,00	Distribución	2006
<b>Costa Rica</b>			
Central Hidroeléctrica La Joya	100,00	Generación	2000
<b>Nicaragua</b>			
Distribuidora del Norte (DISNORTE)	95,00	Distribución	2000
Distribuidora del Sur (DISSUR)	95,00	Distribución	2000

**Fuente:** Elaboración propia sobre la base de informes anuales de Unión Fenosa e información de la Bolsa de Valores de Madrid, de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España, y de prensa.

## SEGUNDA PARTE

# Las estrategias de las empresas eléctricas españolas en escenarios de crisis



## V. 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.

### A. 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 solo un problema de disminución de la oferta de energía por efecto de la sequía, como lo demostraron diversos análisis sobre el particular<sup>37</sup>. 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

---

<sup>37</sup> El análisis de la crisis eléctrica que afectó a Chile está basado en Rozas, 1999.

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 repercutió 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 regulada.

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.

La situación a que se hace referencia en este punto no solo constituyó uno de los factores de permanente conflicto entre las empresas generadoras al interior de la CDEC durante la crisis, sino, además, puso en entredicho la capacidad autorreguladora de las empresas privadas que participan en la 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 de la CDEC (Araos, 1998c).

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 plazo<sup>38</sup>.

Sin dudas, 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.

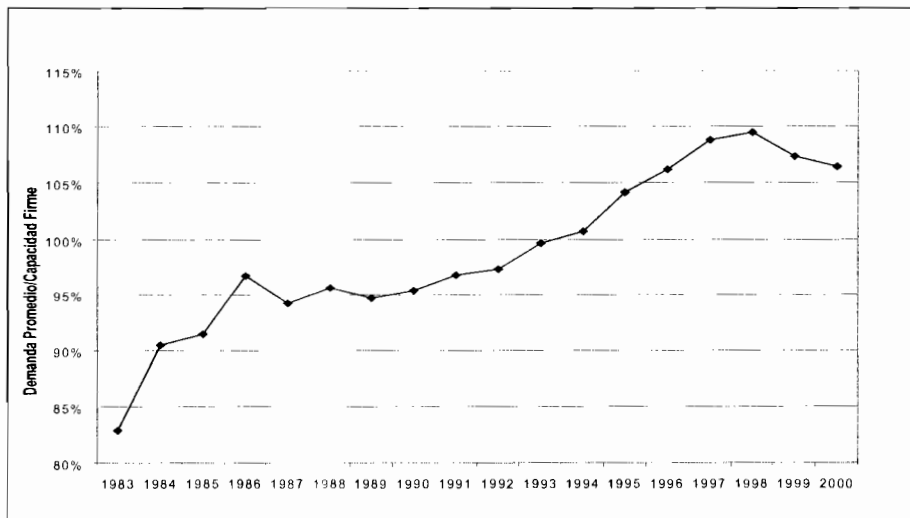
En Brasil, los ríos represados tienden a formar grandes reservorios de acumulación, cuyas características principales son su regulación plurianual y que se necesiten años para su vaciado o agotamiento. Desde la óptica energética, el uso de estos reservorios está asociado a una lógica de operación de 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 eficiencia<sup>39</sup>.

---

<sup>38</sup> El análisis que sigue, sobre la crisis energética de Brasil, está basado en Altomonte (2001) y Sánchez-Albavera (2008).

<sup>39</sup> 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 5.1**  
**Factor de utilización real de potencia instalada de**  
**sistema eléctrico brasileño, 1983-2000**



Fuente: Altomonte (2001).

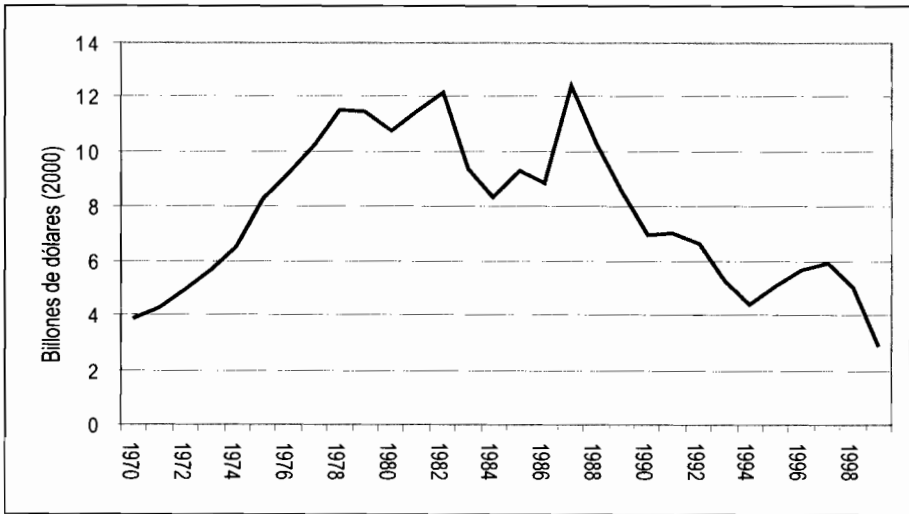
Esta flexibilidad del sistema crea una imagen de exceso de energía disponible en la medida que los reservorios, dadas sus dimensiones, pueden “almacenar” las energías que se consumirán en los siguientes 3 ó 4 años. El riesgo de déficit es la señal de alarma que indica si acaso los recursos están siendo 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.

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).

Gráfico 5.2  
Evolución de la inversión en la industria eléctrica de Brasil, 1970-1998



Fuente: Hermes de Araujo (2000).

De esta manera, aunque la crisis del 2001 fue gatillada por factores naturales –una sequía prolongada, en particular–, a su gestación concurren 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.

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 de que la mayor parte de las transacciones (85%) se realizaba en el mercado spot, decidió fijar valores referenciales con el propósito de

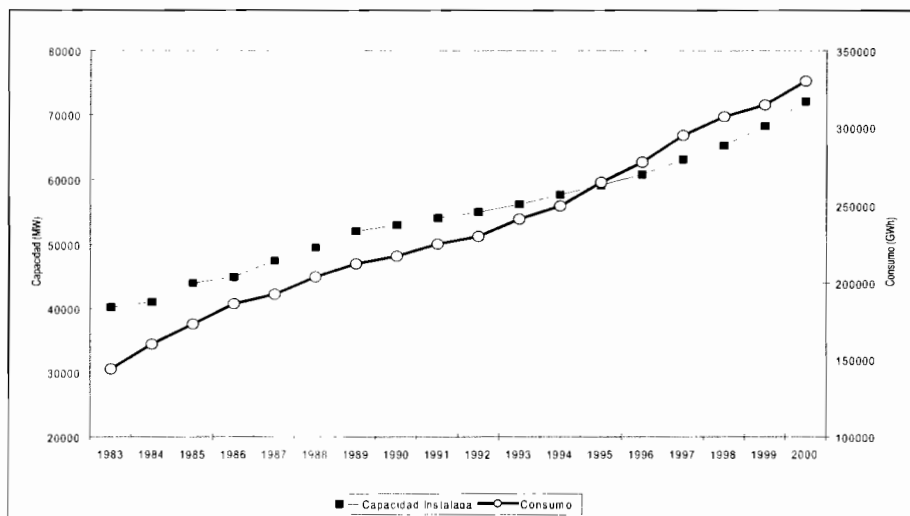
estimular la suscripción de contratos que permitieran una mayor estabilidad del abastecimiento y una menor fluctuación de los precios. Estos valores fueron cuestionados por las empresas generadoras, lo que indujo a que se postergaran varias de las inversiones que estaban previstas. Además, las empresas operadoras estaban esperando un mayor ritmo de la privatización de activos de Eletrobras, 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 5.3  
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), Elecktro y AES Eletropaulo.

## **B. 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 solo 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 solo 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. Solo 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 estaduais 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 marcos 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 indexación. Hasta la promulgación de la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario (Ley N° 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 N° 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 solo -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 solo 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 5.1**  
**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
<b>Total</b>			<b>-205.5</b>	<b>-18.6</b>

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.

### **C. 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

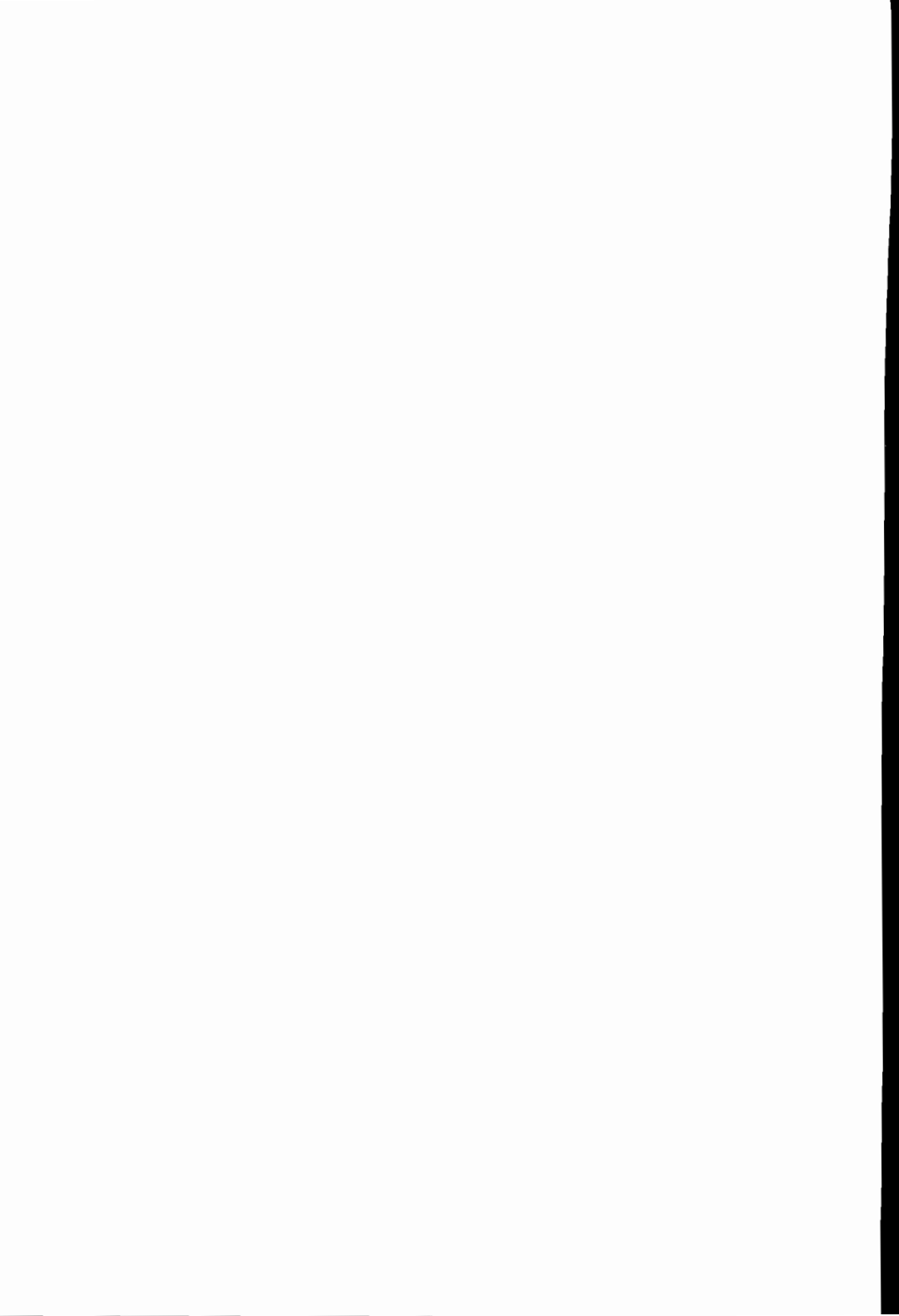
afectó la posición de Unión Fenosa ante la ciudadanía de Nicaragua. Parte importante de este descontento radica, además de los problemas de suministro, en prácticas comerciales de la empresa que no son aceptadas por la población, que ha denunciado cobros mayores a las tasas tributarias fijadas por ley (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 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).



## **VI. La redefinición de las estrategias corporativas de los grupos españoles de energía**

### **A. 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, a saber:

- 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 contribuyeron 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 atraieron 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, REMU<sup>40</sup> y NRE/GRE<sup>41</sup>. 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 generación<sup>42</sup>. 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 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

---

<sup>40</sup> 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).

<sup>41</sup> 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).

<sup>42</sup> 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).

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 de bcm anuales 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.

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.

#### Recuadro 4

#### 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 solo 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.

*(continúa en la página siguiente)*

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 Francfort 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 consigna- 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 1997-1998, como por la rebaja de tarifas decretadas para los años 2000 y 2001 al mercado eléctrico regulado, 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 Ibex35 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.

*(continúa en la página siguiente)*

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 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 solo 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.

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 6.1**  
**Empresas filiales de Endesa que operan en la industria gasífera de España, diciembre de 2006**

	Región	Control (%)	Clientes	Ventas (GWh)
<b>EMPRESAS GASÍFERAS</b>				
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
<b>Total</b>			<b>351.000</b>	<b>6.759</b>
<b>EMPRESAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN</b>				
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 2002<sup>43</sup>, la reversión de las medidas de diversificación sectorial adoptadas en la segunda mitad de los años noventa, sin embargo, fue progresiva y solo se hizo elocuente en 2005, cuando los principales 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.

---

<sup>43</sup> "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).

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.

## **B. 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 solo 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.

### **C. 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.

## ***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 alicuota 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, 2001)<sup>44</sup>.

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 ENESA, 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

---

<sup>44</sup> 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» 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).

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).

## 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).

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 gravitaron 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 directos 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. Liquidación de activos**

La liquidación de activos en la región ha sido un instrumento usado con asiduidad por los grupos operadores españoles, no solo 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 6.2**  
**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
<b>Total</b>	<b>2.409</b>	<b>3.035</b>

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 dólares<sup>45</sup>.

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

<sup>45</sup> 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.

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, solo 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 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 3000 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 6.3**  
**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
<b>TOTAL</b>	<b>2.986</b>

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– permitió 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 desgranarán en el Plan BIGGER (Unión Fenosa, 2007a).

## **D. 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 solo 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 CO<sub>2</sub>, 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 solo 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 2006.<sup>46</sup> 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.

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, solo 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

---

<sup>46</sup> 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).

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).

## E. 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 de 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 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).

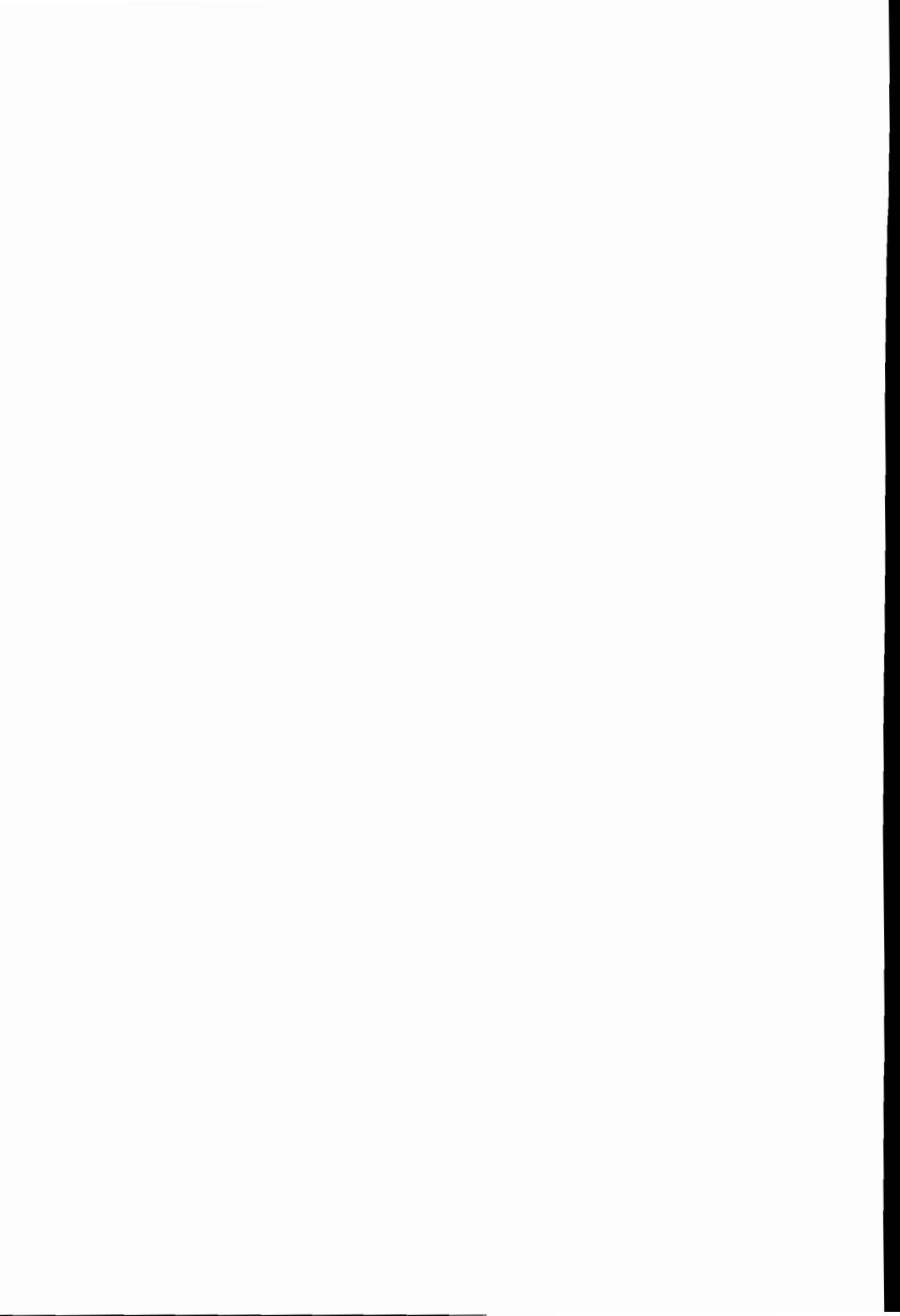
Este proceso requiere, sin embargo, un gran esfuerzo de armonización de los marcos legales sectoriales y de competencia, además de regular de forma transparente el uso de las redes eléctricas por parte de terceros, como está ocurriendo en Brasil y Chile. Algunos elementos relevantes de este proceso de 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).



## VII. Conclusiones

La internacionalización de las empresas eléctricas españolas fue el resultado del nuevo escenario que se configuró en España tras el ingreso de este país a la Unión Europea en la década de 1990, lo que significó, entre otros efectos, que el gobierno español se comprometiera formalmente a liberalizar los mercados energéticos de España y aceptara, en consecuencia, el ingreso de operadores europeos. Según los acuerdos suscritos, la apertura de los mercados españoles de electricidad y gas sería progresiva hasta completarse en 2007, lo que implicaba un período de transición de 10 años, durante el cual las empresas españolas podrían adaptarse a las exigencias de un mercado más competitivo.

La emergencia de este nuevo escenario en el horizonte de mediano plazo indujo a que estas tres empresas españolas eléctricas modificaran sustantivamente su escala de operaciones. Mediante su expansión en el exterior, Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa buscaron alcanzar una mayor eficiencia, y establecer barreras de contención a los intentos de tomas de control (operaciones del tipo “*take over*”) que pudieran emprender algunos de los operadores europeos que quisieran expandirse en el mercado español.

Aunque exitoso en términos generales, este proceso no ha estado exento de dificultades, las que han determinado algunos retrocesos en la expansión y consolidación de las empresas eléctricas españolas en los mercados *off shore*, además de redefiniciones de las orientaciones estratégicas seguidas por las respectivas casas matrices. Algunas de estas dificultades erosionaron el objetivo inicial de transformar a estas empresas en operadoras globales de servicios de infraestructura, en tanto otras determinaron un progresivo acotamiento de su expansión en América Latina. Asimismo, en el caso de Endesa, su rápida expansión en América Latina, en el norte de África y en algunos países de Europa, así como la creciente envergadura que fue adquiriendo como consecuencia de esta expansión y de su diversificación en áreas de negocios, no fueron suficientes barreras de contención de los intentos de tomas de control

que se desataron al entrar en vigencia la liberación de los mercados energéticos españoles. En el caso de esta empresa influyeron el alto costo financiero derivado de sus operaciones en el exterior y del gasto incurrido en la modernización de su matriz energética en España; las dificultades que enfrentaron las empresas de comunicaciones del Grupo Endesa para rentabilizar la inversión en mercados donde tales empresas no tenían ventajas comparativas; y el retorno menor al esperado de sus inversiones en América Latina.

Tras la búsqueda de alcanzar mayores economías de escala y obtener una "masa crítica" en términos de volumen de operaciones y de capacidad financiera, las empresas eléctricas españolas dirigieron principalmente su expansión hacia América Latina, donde la mayoría de los países habían aplicado, algunos desde finales de los años ochenta y otros durante el primer lustro de los noventa, un conjunto de reformas basadas en el denominado "Consenso de Washington". Como se sabe, estas reformas buscaron, entre otros aspectos, estimular la participación privada en la producción y prestación de servicios de infraestructura básica y disminuir la participación del Estado en tales actividades.

De esta manera, América Latina constituyó el espacio ideal de expansión para las empresas españolas que iniciaban su proceso de internacionalización. Más específicamente, la expansión de Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa en la región latinoamericana se produjo en un contexto que se caracterizó por la creciente liberalización de las economías, las nuevas políticas de trato a la inversión extranjera y la privatización de las empresas estatales proveedoras de servicios básicos y de utilidad pública, que se implantaron en los años noventa en la mayoría de las economías de la región.

Estos factores se sumaron a algunos elementos de la coyuntura económica latinoamericana de la segunda mitad de los noventa, tales como la fuerte recuperación de la demanda interna y la proyección de su crecimiento a tasas muy superiores a la de España. Asimismo dichos factores se sumaron a la debilidad de los marcos legales regulatorios, constituyéndose todos ellos en consideraciones que permitían proyectar altos retornos de las inversiones, especialmente en los países que preservaron las estructuras integradas de la industria eléctrica y niveles de concentración especialmente altos.

Las circunstancias descritas renovaron e incrementaron el interés de los inversionistas españoles en América Latina, que aprovecharon que sus potenciales competidores europeos trataban de insertarse en los mercados de Europa Oriental, los que empezaron a abrirse a la inversión extranjera luego de los radicales cambios de régimen político que se registraron en los países localizados en esta zona de Europa.

Las operaciones en el exterior, especialmente en algunos países de América Latina, les permitieron a las empresas españolas del sector energía, alcanzar no solo una presencia relevante en los mercados energéticos internacionales, sino también en algunos de los principales mercados bursátiles, lo que les facilitó el acceso a nuevas fuentes de financiamiento y a un costo menor. Así, la mayor escala de las operaciones y su activa presencia en los mercados internacionales, junto con permitir un desempeño más eficiente, blindaron su posición competitiva en el mercado de origen.

El carácter estatal de Endesa no fue un impedimento administrativo ni cultural para abordar su expansión, primeramente en el mercado español y después en el exterior. Asimismo, la mayor valorización de Endesa en los mercados internacionales obedeció a la inclusión en sus activos de empresas eléctricas que habían sido o estaban siendo privatizadas en mercados en expansión, al control monopólico o dominante de varios de los mercados nacionales en los que Endesa se había emplazado, y a la diversificación de sus líneas de negocio. Estas características del proceso de internacionalización de Endesa y de la consolidación de su posición en el mercado español contribuyeron de manera decisiva a mejorar los precios de su venta a agentes privados, cuando el gobierno español culminó la privatización de Endesa a fines de los años noventa.

A partir del 2000, no obstante los auspiciosos resultados obtenidos por las empresas eléctricas españolas en sus políticas de expansión internacional, la inversión hispana en América Latina decayó notoriamente. En esto influyeron la crisis de Argentina y Brasil, el agotamiento del proceso privatizador y el impacto de las dificultades de implementación de las nuevas líneas de negocios emprendidas por las empresas eléctricas. Los difíciles escenarios energéticos y económicos que se configuraron en algunos de los países latinoamericanos contribuyeron a que las empresas 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 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 solo 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.

Asimismo, la internacionalización de los grupos empresariales españoles del sector se relaciona, aunque en menor medida, con la oportunidad de ingresar a diversas ramas de la industria de infraestructura en la región latinoamericana, principalmente en la producción y distribución de electricidad, aunque no solo en ella. Las reformas aplicadas en América Latina explican, si se quiere, que las empresas españolas hayan optado por orientar inicialmente su expansión hacia los países latinoamericanos –o sea, el “sentido” o “dirección” de la estrategia de expansión y diversificación–, pero no el hecho mismo de su internacionalización, gatillada por los efectos de la incorporación de España a la Unión Europea.

Esta característica del proceso de internacionalización de los grupos empresariales hispanos no es un dato de relevancia menor, en la medida que contribuye a explicar el porqué estas empresas no enlazaron su expansión internacional con una apuesta mayor en América Latina, lo que tuvo varias implicancias para los países de la región latinoamericana más allá de la caída abrupta de los flujos de inversión en la industria eléctrica después de producirse la transferencia del control de las operadoras latinoamericanas. Por una parte, la participación de las empresas españolas en los consorcios que se adjudicaron las empresas eléctricas que eran privatizadas, en varios casos, no fue significativa.

Por otra parte, los objetivos de inserción en la región se acotaron a participar en un número reducido de mercados. Esto determinó que varios de los países latinoamericanos no recibieran los flujos de inversión que sus sistemas eléctricos requerían, a la vez que la internacionalización de los grupos empresariales consignados alcanzó niveles inferiores a lo requerido para los efectos de los objetivos estratégicos delineados en los años noventa.

La compilación de los antecedentes relativos a la incidencia de los cambios normativos dispuestos por las autoridades comunitarias y españolas sobre el desempeño de los grupos analizados permite aventurar una segunda conclusión, muy relacionada con la anterior, en términos de los espacios de acción de las políticas energéticas que disponen (o podrían disponer) los países latinoamericanos para desarrollar sinergias adecuadas con las empresas eléctricas españolas instaladas en América Latina.

En este sentido, debe considerarse que un aspecto central de la nueva normativa, junto con el adelantamiento de los plazos fijados para la apertura total del mercado eléctrico, fue la fijación de nuevos límites al desarrollo de capacidad instalada en las empresas que superaban una determinada cuota de generación en el sistema eléctrico español en el 2000. Esta restricción no solo impidió la fusión de Endesa con Iberdrola, las dos mayores empresas eléctricas del sector, sino también, limitó su desarrollo basado en las tecnologías convencionales. Adicionalmente, las autoridades españolas impulsaron la sustitución anticipada de la capacidad de generación menos competitiva y permitieron que las empresas que estaban restringidas en la creación de la capacidad instalada sí pudieran invertir en el desarrollo de nuevas tecnologías.

Por esta razón, otro de los aspectos centrales de la nueva normativa fue el impulso a la generación eléctrica basada en plantas de ciclos combinados a gas natural –implementadas por Iberdrola en México antes que en España– y la producción de energías renovables como señal indicadora de la modernización del parque de generación.

La instalación de plantas generadoras de energía limpia no solo elevó la competitividad de la economía española en el marco de las exigencias acordadas en seno de la Unión Europea, sino, además, contribuyó al cumplimiento de las metas comprometidas por España en la suscripción del Protocolo de Kyoto, independientemente de donde sean instaladas tales plantas por parte de las empresas españolas.

En este sentido destaca la experiencia de México, país que modificó su institucionalidad para permitir el ingreso de empresas extranjeras a la generación eléctrica sobre la base de la celebración de contratos del tipo BOT (Construir, Operar y Transferir en su vocablo en inglés), para instalar una

cantidad significativa de centrales de ciclo combinado a gas natural, lo que se tradujo en una importante contribución de Iberdrola y de Unión Fenosa a la ampliación de la potencia instalada del sistema eléctrico de ese país. En contraste, el resto de los países latinoamericanos no han aprovechado de la misma manera que México esta posibilidad.

Una tercera conclusión principal de este estudio tiene que ver con la especificidad de los procesos de internacionalización de Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa en América Latina, esto es, a los mecanismos y formas de inserción en las economías latinoamericanas, montos de inversión, peso relativo de las filiales latinoamericanas en las cifras agregadas de negocios de cada grupo, alícuotas de participación de mercado en cada segmento o sector, estrategias corporativas y, alianzas interempresariales locales e internacionales. Sobre este punto en particular, puede sostenerse que no obstante que las tres empresas siguieron un derrotero similar, el proceso de internacionalización de cada una presenta rasgos específicos que los diferencian de manera notoria y sustantiva, condicionando los resultados de cada proceso.

En el caso de Endesa, su plataforma de negocios en América Latina obedeció a una selección de países y ciudades que se caracterizaban por disponer, en el contexto de la región, de dos características esenciales: una mayor cobertura en la provisión de los servicios de distribución de energía eléctrica y un mayor potencial de integración de las actividades principales del negocio, factores que inciden de modo determinante en la rentabilidad de la inversión. De esta manera, la internacionalización de Endesa en América Latina fue focalizada en las principales economías de América del Sur, donde se concentran la mayoría de los principales centros urbanos y de consumo energético de la región, y donde es posible, además, obtener economías de aglomeración mediante la explotación intensiva de infraestructura en zonas territoriales que se caracterizan por una alta densidad poblacional y por la concentración de buena parte de la producción y el ingreso de cada economía nacional.

Endesa comenzó su expansión aprovechando la privatización de las empresas eléctricas de Argentina y Perú durante la primera mitad de los años noventa. Posteriormente, Endesa amplió su cobertura de negocios participando en los procesos de privatización de Colombia y Brasil para afianzar su posición de mercado en la región y consolidar su proceso de internacionalización.

En Chile, sin embargo, las operaciones emprendidas por Endesa se relacionaron con la toma de control de grupos de empresas privadas organizadas conglomeradamente, que habían sido privatizadas con antelación. Estas empresas dependían de sociedades del tipo *holding* y su propiedad se caracterizaba

por una alta dispersión entre muchos accionistas, la activa participación de inversionistas institucionales y una participación relativamente débil de sus principales grupos de control. Así, la esencia de las operaciones emprendidas en Chile por Endesa estuvo dada por la alta diversificación de los activos que ya había desarrollado Enersis, lo que estaba asociado a un alto grado de internacionalización y a un posicionamiento muy relevante en varios de los mercados más grandes y de mayor densidad poblacional de América Latina.

De esta manera, la presencia de Endesa en la región aumentó considerablemente en 1999 luego de tomar el control del grupo chileno Enersis y sus empresas filiales, que había desarrollado una vigorosa expansión en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, al amparo de las privatizaciones impulsadas en este país.

Por su parte, el proceso de internacionalización y expansión de Iberdrola fue orientado por objetivos estratégicos de posicionamiento territorial y sectorial más dispersos que los de Endesa, incluso desde la perspectiva de sentar las bases para el desarrollo de un operador global de servicios. De hecho, Iberdrola combinó posiciones en mercados de distintos servicios (energía, agua y telecomunicaciones), algunos de menor importancia regional (con posición dominante) y otros de mayor potencial de demanda, pero claramente acotados territorialmente, como son los del noreste de Brasil y del norte de Chile.

Durante los años noventa Iberdrola se internacionalizó fuertemente, expandiéndose en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Guatemala y México. Este proceso se desarrolló principalmente en la segunda mitad de los años noventa, cuando las reformas a la industria de servicios de infraestructura ya habían sido implementadas en Argentina y Chile, así como en Bolivia y Colombia, aunque en menor medida e intensidad. Esto determinó, en consecuencia, que el perfil de la diversificación territorial que Iberdrola intentó inicialmente estuviera condicionado por la escasez de oportunidades de negocios –vía adquisición de activos estatales– en los países que aplicaron estas reformas a fines de los años ochenta y comienzos de los noventa. Por esta razón, Iberdrola debió concentrarse en los mercados de Brasil y Guatemala –que privatizaron su sistema eléctrico en la segunda mitad de los noventa–, y en México, sobre la base de los esquemas APP que este país puso en marcha desde mediados de la misma década. En el resto de los países las opciones eran más restringidas y significaban pagar un precio considerablemente más alto a los empresarios privados que detentaban el control de las otrora empresas estatales.

En cambio, Unión Fenosa concentró sus inversiones en América Central y México, y solo privilegió operaciones en el área eléctrica. La inserción de Unión

Fenosa reprodujo casi totalmente la matriz energética del grupo en España y abarca la explotación de centrales hidráulicas, térmicas y de ciclo combinado. No obstante, Unión Fenosa tiende a explotar en cada mercado solo un tipo de tecnología, de acuerdo con las ventajas comparativas de cada país.

Aunque Unión Fenosa estructuró una modalidad de inserción algo menos dispersa que Endesa e Iberdrola en términos de áreas de negocios y de mercados territoriales, los antecedentes analizados sugieren que esta empresa fue tomando las opciones que probablemente otras empresas internacionales descartaban por motivos de escala, ambiente de negocios o características de la demanda. Sus operaciones se concentraron en Colombia, Costa Rica, México, Panamá y República Dominicana.

Un aspecto crucial de las operaciones en el exterior de ambos grupos españoles fue el atraso relativo que caracterizó su participación en la privatización de las empresas eléctricas de América Latina. Este atraso significó que las empresas españolas no desempeñaran un papel relevante en la venta de las principales operadoras eléctricas de la región, lo que determinó que sus primeras operaciones se caracterizaron por: a) una baja participación en el capital accionario de los consorcios constituidos para postular a las licitaciones respectivas (Endesa e Iberdrola), b) que los mercados a que accedieron eran los de menor relevancia a nivel regional (Unión Fenosa), c) que el posicionamiento de Endesa en los principales mercados de la región tuvo un costo mayor, derivado de las operaciones de "take over" que debió desarrollar para insertarse en la región; y d) que Iberdrola y Unión Fenosa definieran mecanismos de ingreso que complementaran las posibilidades abiertas por la privatización de activos, tales como la celebración de contratos tipo BOT y otras modalidades de APP.

El análisis más detallado de la información recogida indica que en su expansión en la región, tanto Endesa como Iberdrola no lograron posicionarse multisectorialmente en cada país, a pesar de sus intentos iniciales, orientados a constituirse en operadores globales de servicios domiciliarios de diversa índole. Esto contribuyó a que la presencia lograda por ambas empresas en la mayoría de los países latinoamericanos definidos como objetivos, estuviera asociada a la participación en un mercado sectorial específico. En el caso de Endesa, sus proyectos de emprendimiento en el sector de telecomunicaciones demoraron demasiado tiempo en rentabilizar las inversiones y no lograron alcanzar los niveles de desarrollo esperados. Tampoco las empresas de este grupo pudieron implementar la tecnología PLC ni obtener las economías de alcance que se habían propuesto obtener a partir de la explotación de una misma infraestructura de redes de distribución, a pesar de las experiencias

de prueba que se realizaron. Esto no solo impidió avanzar en la dirección del objetivo estratégico delineado, esto es, su transformación en operadores globales de servicios, sino, además, no hizo posible generar las ganancias potenciales derivadas de la integración de diferentes áreas de negocios. Esta situación contrastó con la de Unión Fenosa, empresa que no traspasó los límites de la industria eléctrica ni lo intentó.

Otro aspecto que debe ser relevado en la estrategia de internacionalización seguida por las empresas eléctricas españolas se relaciona con los niveles de participación en la propiedad de las firmas latinoamericanas que se fueron incorporando a la esfera de control de cada grupo, lo que tiene importantes implicancias de política para los países de la región.

En sus primeras operaciones de expansión en América Latina, Endesa participó como accionista minoritario en los consorcios que se adjudicaron varias de las empresas eléctricas que los gobiernos de algunos de los principales países latinoamericanos privatizaron durante los años noventa. Después de producirse la toma de control de estas empresas, Endesa aplicó diversos mecanismos para aumentar su participación accionarial tanto en los consorcios que operaban como sociedades de inversión como en las empresas eléctricas propiamente tales. Las acciones emprendidas dejaron entrever el objetivo de controlar con el menor contrapeso posible la toma de decisiones de cada empresa filial, lo que provocó diversas fricciones con otros grupos de accionistas e inversores. El cumplimiento de este objetivo se vio facilitado por la toma de control de Enersis, el *holding* eléctrico chileno que se había transformado en accionista mayoritario y actor dominante en varias de las empresas eléctricas de la región en que participaba Endesa como socio minoritario. Entre los mecanismos adicionales empleados por Endesa para aumentar su participación destacan la capitalización de deudas entre empresas relacionadas –mecanismo que se aplicó para aumentar formalmente el capital social de tales empresas, reducir la relación deuda/capital y fortalecer la posición financiera–, y la disminución del capital social de las empresas filiales. De esta manera, Endesa consolidó una posición de accionista mayoritario y/o dominante en la mayoría de las empresas que controla en América Latina.

En el caso de Iberdrola, no se advierte que haya sostenido un único criterio para definir su participación en las empresas que adquiere o crea, lo cual significa que este conglomerado (a través de sus *holdings* de inversiones o sociedades de cartera) se constituyó en algunos casos en accionista dominante y en otros en partícipe minoritario del consorcio que detenta el control de la empresa productora o prestadora de servicios de infraestructura. Así, Iberdrola ingresó como socio mayoritario en empresas eléctricas que operan

en el segmento de distribución (Bolivia, Brasil y Guatemala) y de saneamiento (Chile), y socio minoritario en la propiedad de las empresas de distribución gasífera (Brasil y Colombia), de telecomunicaciones (Brasil) y de generación eléctrica (Chile). En contraste, Unión Fenosa ha privilegiado la condición de socio mayoritario en todos los proyectos de emprendimiento en que ha decidido participar en la región latinoamericana, ya sea por la vía de la licitación de empresas que han sido privatizadas (Bolivia, Guatemala, Nicaragua, Panamá y República Dominicana), o se trate de aquéllas que fueron adquiridas a otros operadores e inversionistas privados (Colombia), o que involucran la aplicación de mecanismos APP (México, Costa Rica y Uruguay).

El efecto práctico de esta situación se relaciona con el carácter financiero que adquirieron las inversiones que las operadoras españolas realizaron como accionistas minoritarios. Por cierto, este tipo de inversiones no fortalece el proceso de internacionalización de la estructura de negocios de las empresas operadoras y tampoco contribuye a organizar una estructura del negocio eléctrico con horizontes de largo aliento en el país receptor de la inversión. Esto es así no solo por la mayor liquidez de este tipo de inversiones, a las cuales la empresa recurrirá a la menor dificultad que enfrente; sino además, porque las empresas que son participadas minoritariamente en su propiedad no son verdaderamente incluidas en el proyecto estratégico que se intenta desarrollar en un plano más global, lo que merma en alguna medida sus posibilidades de crecimiento y expansión y, en consecuencia, su aporte efectivo a la capacidad productiva del país receptor de la inversión. En este sentido, el incremento de la participación accionarial en el capital de las empresas locales puede traducirse en un mayor compromiso de la empresa inversionista con el desarrollo del sector, pero implica que su esfuerzo inicial estará orientado a la compra de títulos accionarios y no a aumentar la capacidad productiva durante los primeros años.

Desde la perspectiva de los países de América Latina y del perfeccionamiento de sus políticas energéticas, parece evidente, a la luz de los resultados obtenidos por las empresas españolas en América Latina, que la construcción de lazos sólidos de largo aliento con operadoras eléctricas internacionales no es una tarea fácil si los mecanismos y formas de inserción de las empresas extranjeras no han sido establecidas de modo adecuado, sobre la base de alianzas estratégicas de largo plazo. El análisis de las experiencias desarrolladas por las empresas españolas señala que esos lazos tienden a ser más débiles cuando la inserción del operador internacional en el sistema eléctrico local se concreta a través de participaciones accionariales minoritarias en los consorcios que se han adjudicado la propiedad de las generadoras y distribuidoras. Asimismo,

los datos sugieren que estos lazos son más sólidos en los casos que se han aplicado mecanismos APP y suscrito esquemas del tipo BOT, que comprometen a las empresas extranjeras en proyectos de emprendimiento de largo plazo, con montos de inversión y estándares de producción y calidad debidamente especificados, asegurando el abastecimiento y prestación del servicio para el país receptor de la inversión, y la remuneración de la inversión a la empresa operadora.

En este contexto, se analizó el impacto que pudiera haber provocado la inversión hispana sobre la estructura industrial del sector eléctrico latinoamericano, especialmente en relación con la diversificación de la matriz energética y su modernización, concluyéndose que los cambios han sido moderados. En los tres grupos investigados, la matriz energética de sus filiales latinoamericanas se muestra menos diversificada que en los países ibéricos y no ha mostrado cambios a lo largo de los últimos años, lo que sugiere una suerte de *aggiornamento* por parte tanto de las empresas como de las autoridades de cada país en relación con la necesidad de implantar sistemas de generación más eficaces, seguros y eficientes. En general, en América Latina las empresas eléctricas españolas tienden a definir la modalidad predominante de generación según las ventajas comparativas de cada país que resultan de la disponibilidad de recursos naturales específicos que pueden ser empleados como insumos energéticos.

La situación detectada hace aconsejable que los gobiernos de la región implementen medidas que acentúen la diversificación de las fuentes de generación, lo que pueden ligar al desarrollo de fuentes de energía limpia y renovable. De acuerdo con ello, las autoridades deberían establecer diversos incentivos que estimulen conductas empresariales en tal dirección.

Las últimas conclusiones que es necesario relevar se refieren a los dos temas principales del proceso de internacionalización de las empresas eléctricas españolas en el período más reciente: 1) el impacto de las crisis energéticas, económicas y financieras que se produjeron a comienzos de la década del 2000 en varios de los países de la región sobre las estrategias de expansión de las empresas ibéricas, asumiéndose que tal impacto tuvo efectos diferenciados sobre cada conglomerado, debido tanto a la especificidad de la inserción de cada grupo en la región como a la naturaleza e intensidad de las crisis que en ésta se registraron, y 2) las respuestas esgrimidas por cada grupo empresarial a los desafíos planteados por los escenarios que se configuraron.

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.

En el caso de Endesa, la información demuestra que las operaciones de desinversión que esta empresa realizó se concentraron en las tres áreas que dejaron de formar parte del modelo global de negocios que Endesa venía sustentando desde mediados de los años noventa, lo que contribuyó a mejorar su posición financiera en términos sustantivos sin poner en riesgo las posiciones

alcanzadas en el sector eléctrico. De hecho, el solo traspaso a terceros de las empresas chilenas que operaban en general en áreas no eléctricas representó para el grupo Endesa casi la mitad del monto invertido en la toma de control de los conglomerados encabezados por Enersis y Endesa (Chile), la que había reeditado una posición dominante en varios de los principales mercados de América Latina. En general, los traspasos efectuados acentuaron el perfil energético del conglomerado encabezado por Enersis, aunque más focalizado en las unidades de negocios más importantes y de mayor dimensión.

La implementación de ese plan determinó cambios sustantivos en el perfil productivo del conglomerado de empresas que el Grupo Endesa mantuvo en Chile, concentrándose en el sector energético y la producción de servicios relacionados. Esto ocurrió a pesar de que los objetivos del "Proyecto Génesis" buscaban solo racionalizar la tenencia de activos luego de producirse la transformación de Enersis en socio controlador y accionista mayoritario de Endesa (Chile) y rebajar el alto endeudamiento que estas empresas habían adquirido en dichas operaciones.

El traspaso del negocio de la electricidad a manos de Endesa en varios países latinoamericanos dejó en evidencia que los marcos reguladores nacionales en vigor no fueron capaces de prevenir algunos efectos no deseados de las privatizaciones, como la alta concentración de los mercados en pocos agentes, la prestación insuficiente de servicios que no han cumplido las expectativas iniciales, la falta de inversiones para renovar y modernizar la infraestructura, y la disminución de los trabajadores empleados en las empresas privatizadas, entre otros.

En el caso de Iberdrola, la información demuestra que su reestructuración en la región fue impulsada principalmente por la necesidad de recabar recursos de financiación para el desarrollo del programa de inversiones contemplado principalmente en España y por la necesidad de asegurar el abastecimiento de gas natural a las centrales de ciclo combinado que este grupo empresarial estaba instalando en México, antes que por efectos de las crisis sobre sus filiales latinoamericanas.

De hecho, el cambio de orientación que Iberdrola definió a mediados de 2001 en su Plan Estratégico 2002-2006 se sustenta en la proyección de un escenario de déficit energético de España, debido al crecimiento de la demanda y a la ausencia de inversiones durante la segunda mitad de los años noventa. Conforme a este diagnóstico, Iberdrola focalizó sus actividades de emprendimiento en el negocio energético básico (generación, distribución y comercialización de electricidad y gas) en su mercado de origen, lo que implicó que se implementara un programa de desinversiones en otras áreas de servicios

en las cuales Iberdrola intentaba tener presencia y en países que descartó como plataforma de su internacionalización. Esto 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. En el mismo Plan Estratégico 2002-2006 se decidió la concentración del crecimiento internacional de Iberdrola en la actividad generadora de México y, en menor medida, de Brasil.

De esta manera, la ejecución del Plan Estratégico 2002-2006 determinó cambios radicales en el perfil industrial de Iberdrola. En términos globales, el proyecto de transformarse en una empresa operadora global de servicios, asentada en algunas de las principales líneas de negocios de servicios de infraestructura, fue sustituido por un proyecto de modernización integral especializado en el área energética, respecto del cual las inversiones en la industria gasífera solo serían impulsadas en la medida que afianzara el abastecimiento de gas natural a las centrales de ciclo combinado que Iberdrola instalaría como parte del proceso de modernización de su matriz energética, a diferencia de la etapa previa, cuando las inversiones en la industria gasífera eran solo parte del proceso de diversificación sectorial que se había emprendido.

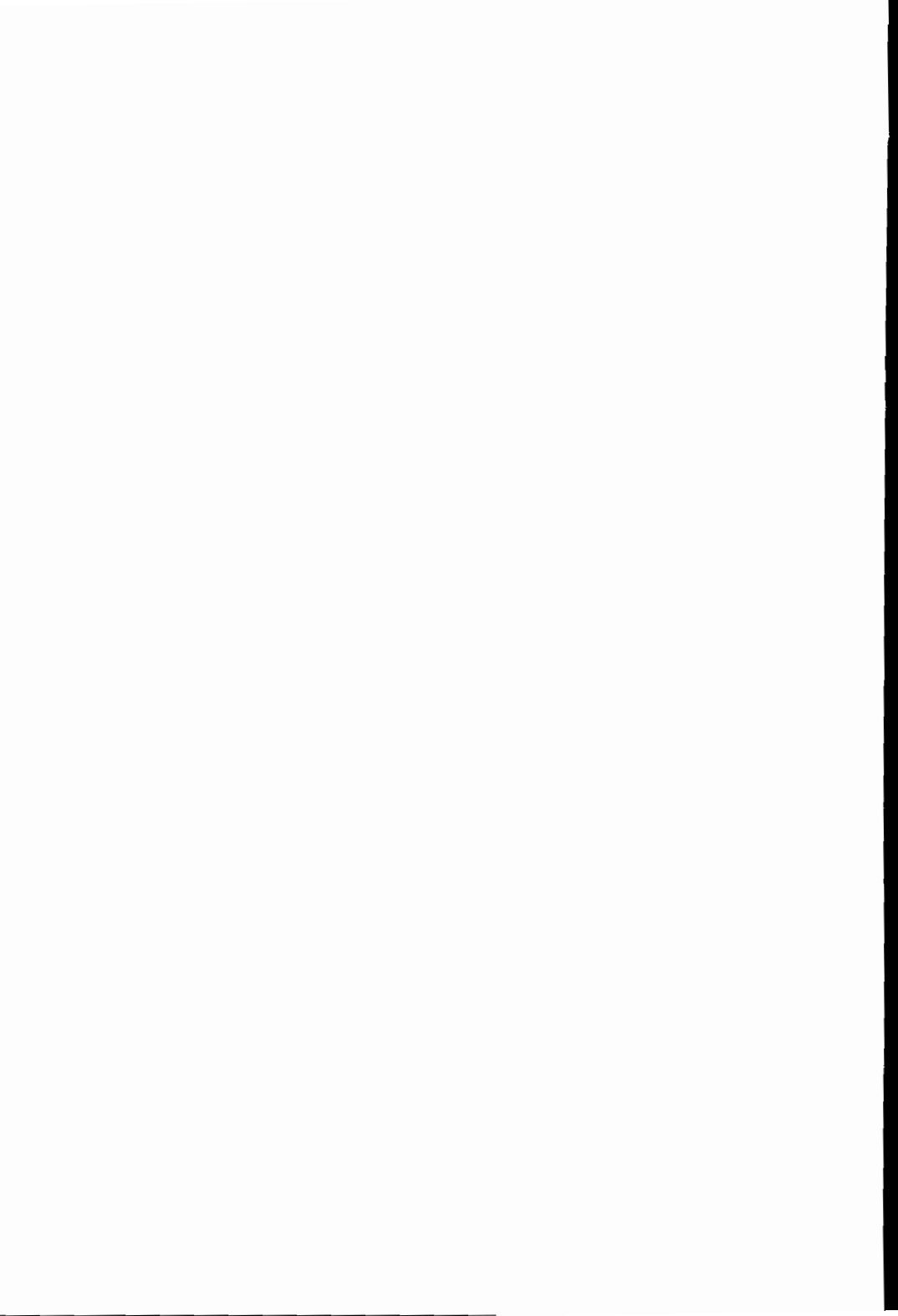
Por otra parte, la concentración de las inversiones *off shore* en México y Brasil implicó que Iberdrola liquidara sus participaciones societarias y activos en países que descartó como plataformas de inversión, como Argentina, Colombia y Uruguay, y traspasara a terceros los activos adquiridos en la etapa inicial de su expansión. En otros casos, Iberdrola liquidó algunas de sus áreas de negocios y sus correspondientes activos, como Brasil (telecomunicaciones y gas) y Chile (electricidad, parcialmente), lo que significó que tales países disminuyeron su importancia relativa en el proceso de diversificación e internacionalización.

La decisión de concentrar sus inversiones *off shore* en México y Brasil no solo expresa la renuncia de Iberdrola a desarrollar un proyecto de empresa operadora global de servicios, sino también la búsqueda de maximizar el aprovechamiento de las ventajas de las economías de escala que puede obtener en los dos principales mercados de la región latinoamericana, con factores asociados a las ventajas de localización y de acceso a insumos energéticos, la proyección de la demanda de energía eléctrica, la estabilidad del marco regulatorio y políticas tarifarias satisfactorias para los intereses de los inversionistas, todos ellos aspectos que no estaban presentes en los mismos niveles en los países donde procedió a desinvertir. En particular, los factores que contribuyeron decisivamente a la decisión de Iberdrola de localizar sus esfuerzos de emprendimiento en México fueron la necesidad de controlar

los riesgos asociados a proyectos de inversión de considerable cuantía y la posibilidad de asegurar contratos de venta de energía de largo plazo.

En el caso de Unión Fenosa, en cambio, los mercados latinoamericanos y caribeños adquirieron una importancia significativa y creciente en los negocios del grupo. Los antecedentes revisados permiten concluir que tampoco Unión Fenosa ha sufrido modificaciones importantes en la estructura básica que definió a comienzos del 2000 y en los años más recientes, con la excepción de su salida del negocio de la transmisión eléctrica de Bolivia y del segmento de distribución en República Dominicana, aunque ha debido enfrentar diversos escenarios de conflicto. Sin embargo, es admisible que las dificultades económicas, financieras y energéticas que se suscitaron en diversas áreas de la región hayan contribuido a contener la expansión de Unión Fenosa en la región, en la medida que la mayor incertidumbre afectó variables claves del negocio.

Por cierto, estos antecedentes pueden ser claves para los gobiernos de la región en los cuales estas empresas operan en tanto los escenarios de crisis que se presentan simultáneamente en varias economías locales pueden ser utilizados, por las empresas operadoras, como mecanismos de presión para modificar aspectos sustantivos de los convenios que hayan podido suscribir.



## Bibliografía

- ACEVEDO, ADOLFO J. "Nicaragua-Unión Fenosa: Y ahora, ¿quién podrá defendernos?", en <http://www.adital.com.br/site/noticia>, 20 de julio, 2007.
- AGENCIA EFE. 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, 2007.
- \_\_\_\_\_. 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. México: Universidad Nacional Autónoma de México, abril, 2002.
- \_\_\_\_\_. "Políticas públicas para el desarrollo sustentable del sector energético", IV Conferencia Interparlamentaria de Minería y Energía. Santiago de Chile: CEPAL, 18-20 de julio, 2001.
- ALDOMONTE, HUGO. "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. París, Francia, 1ro. de junio, 2007.
- \_\_\_\_\_. 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. México: Universidad Nacional Autónoma de México, abril, 2002.
- \_\_\_\_\_. "Políticas Públicas para el desarrollo sustentable del sector energético", IV Conferencia Interparlamentaria de Minería y Energía. Santiago de Chile: CEPAL, 18-20 de julio, 2001.

- ALVAREZ, MAGDALENA. "El peso de las grandes", en Revista *AméricaEconomía* N° 223, 20 de diciembre, Santiago, Chile, 2001.
- AMÉRICA ECONOMÍA. "Unión Fenosa invertirá más de 2.000 millones de dólares en América Latina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 14 de junio, 2007.
- \_\_\_\_\_. "Generadora de resultados", en revista *AméricaEconomía* N° 340. Santiago, Chile, 19 de mayo, 2007a.
- \_\_\_\_\_. "Camino en mal estado", en revista *AméricaEconomía* N° 334. Santiago, Chile, 8 de diciembre, 2006.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola inicia construcción de parque eólico en Brasil", en revista *AméricaEconomía* N° 307/308, sección Negociado & Firmado. Santiago, Chile, 2 de septiembre, 2005.
- \_\_\_\_\_. "Los ricos también pagan" (editorial), Revista *AméricaEconomía* N° 305, 19 de agosto, Santiago, Chile, 2005a.
- \_\_\_\_\_. "Caftadictos", en revista *AméricaEconomía* N° 287, Santiago, Chile, 8 de abril, 2005b.
- \_\_\_\_\_. "Filial de Iberdrola gana contrato por US\$ 70 millones en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 3 de diciembre, 2004.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola inaugura central de ciclo combinado en Brasil", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 31 de mayo, 2004a.
- \_\_\_\_\_. "Argentina sube tarifas a principales usuarios de gas", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 9 de noviembre, 2004b.
- \_\_\_\_\_. "Endesa traslada a Argentina cabecera de sus negocios de software para América Latina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 12 de noviembre, 2003.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola se adjudica millonario contrato en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 24 de octubre, 2003a.
- \_\_\_\_\_. "Congreso argentino en nuevo conflicto con filial de Endesa", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 22 de octubre, 2003b.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola gana contrato de US\$ 20 millones en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 30 de septiembre, 2003c.
- \_\_\_\_\_. "Crecen ventas de distribuidoras de Endesa en América Latina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 25 de septiembre, 2003d.
- \_\_\_\_\_. "Unión Fenosa vende negocio energético en República Dominicana", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 12 de septiembre, 2003e.

- \_\_\_\_\_. "Ventas de electricidad de Endesa España aumentan un 6,7%", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 4 de julio, 2003f.
- \_\_\_\_\_. "Enersis formaliza aumento de capital por US\$ 1.882 millones", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 2 de julio, 2003g.
- \_\_\_\_\_. "Endesa Chile vende filial a español OHL", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 24 de junio, 2003h.
- \_\_\_\_\_. "Endesa obtendría crédito de 2.280 millones de dólares esta semana", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 12 de mayo, 2003i.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola invierte US\$ 60 millones en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 8 de mayo, 2003j.
- \_\_\_\_\_. "Etevensa gana contrato gasífero en Perú", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 7 de mayo, 2003k.
- \_\_\_\_\_. "Endesa vende línea de transmisión en Chile por US\$ 110 millones", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 8 de abril, 2003l.
- \_\_\_\_\_. "Enersis invertirá US\$ 525 millones en la región", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 2 de abril, 2003m.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola gana contrato por US\$ 15 millones en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 27 de marzo, 2003n.
- \_\_\_\_\_. "Cae producción eléctrica de Endesa en la región", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 14 de febrero, 2003o.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola reduce inversión en América Latina en 33%", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 4 de febrero, 2003p.
- \_\_\_\_\_. "Iberinco gana contrato por US\$ 56 millones en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 8 de enero, 2003q.
- \_\_\_\_\_. "ICA Fluor Daniel construye planta para Iberdrola en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 17 de diciembre, 2002.
- \_\_\_\_\_. "Enersis comienza venta de chilena Río Maipo", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 13 de diciembre, 2002a.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola invertirá en México US\$ 2.350 millones", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 11 de junio, 2002b.
- \_\_\_\_\_. "Emelec de Ecuador requiere US\$ 100 millones en inversiones", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 22 de mayo, 2002c.
- \_\_\_\_\_. "Grupo Endesa no tomará más riesgos en Argentina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 9 de mayo, 2002d.

- \_\_\_\_\_. "Endesa aumentó utilidades en 257% en primer trimestre", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 30 de abril, 2002e.
- \_\_\_\_\_. "EDF gana menos por América Latina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 1° de abril, 2002f.
- \_\_\_\_\_. "Gas Natural vende participación de su distribuidora en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 26 de marzo, 2002g.
- \_\_\_\_\_. "Endesa no venderá chilena Smartcom", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 25 de marzo, 2002h.
- \_\_\_\_\_. "México y Brasil serán los objetivos de Iberdrola hasta 2006", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 14 de marzo, 2002i.
- \_\_\_\_\_. "Españolas OHL y FCC se adjudican ruta internacional en Chile", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 13 de marzo, 2002j.
- \_\_\_\_\_. "Resultados de Repsol también caen por Argentina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 4 de marzo, 2002k.
- \_\_\_\_\_. "Endesa se desprenderá de activos en América Latina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 28 de febrero, 2002l.
- \_\_\_\_\_. "Endesa reducirá sus inversiones en América Latina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 21 de febrero, 2002m.
- \_\_\_\_\_. "Endesa España invertirá US\$ 12.500 millones hasta 2006", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 28 de enero, 2002n.
- \_\_\_\_\_. "Endesa construirá generadora eléctrica en Brasil", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 22 de enero, 2002o.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola se adjudica contrato en Brasil", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 16 de enero, 2002p.
- \_\_\_\_\_. "Fox inaugura plantas generadoras de electricidad en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 10 de enero, 2002q.
- \_\_\_\_\_. "España sigue temerosa por Argentina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 9 de enero, 2002r.
- \_\_\_\_\_. "Unión Fenosa venderá participación en empresa boliviana", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 31 de diciembre, 2001.
- \_\_\_\_\_. "Enersis anuncia nuevas inversiones para América Latina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 5 de diciembre, 2001a.
- \_\_\_\_\_. "Endesa integra consorcio para red eléctrica en Centroamérica", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 4 de diciembre, 2001b.

- \_\_\_\_\_. "Endesa e Iberdrola aún ven posibilidades en Latinoamérica", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 16 de noviembre, 2001c.
- \_\_\_\_\_. "Endesa no comprará brasileña Copel", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 9 de octubre, 2001c.
- \_\_\_\_\_. "Demandan filial colombiana de chilena Endesa", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 10 de septiembre, 2001e.
- \_\_\_\_\_. "Compañía chilena proveerá energía a Bolivia", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 7 de septiembre, 2001f.
- \_\_\_\_\_. "Endesa Chile compra participación en eléctrica brasileña", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 17 de agosto, 2001g.
- \_\_\_\_\_. "Smartcom PCS y Nortel firman acuerdo en Chile", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 8 de agosto, 2001h.
- \_\_\_\_\_. "Enersis y BP Amoco construirán termoeléctrica de US\$ 200 millones en Brasil", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 6 de agosto, 2001i.
- \_\_\_\_\_. "Endesa Chile y Enersis suscriben crédito millonario", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 1 de agosto, 2001j.
- \_\_\_\_\_. "Compañías latinoamericanas afectan a empresas eléctricas españolas", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 26 de julio, 2001k.
- \_\_\_\_\_. "Endesa invertirá US\$ 350 millones", *Revista AméricaEconomía* N° 212, 19 de julio, Santiago, Chile, 2001l.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola Energía Altamira suscribe contrato por US\$ 200 millones", en revista *AméricaEconomía* N° 212, Santiago, Chile, 19 de julio, 2001m.
- \_\_\_\_\_. "Firmas españolas intercambiarán activos en América Latina", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 18 de julio, 2001n.
- \_\_\_\_\_. "Unión Fenosa anuncia inversión millonaria en Ecuador", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 16 de julio, 2001o.
- \_\_\_\_\_. "Iberdrola está dispuesta a invertir US\$ 4.000 millones en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 5 de julio, 2001p.
- \_\_\_\_\_. "Consorcio internacional construirá planta desalinizadora de agua en México", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 5 de julio, 2001q.
- \_\_\_\_\_. "Mexicana Alfa vende planta de energía a Iberdrola", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 4 de julio, 2001r.
- \_\_\_\_\_. "El plan chileno para promover la interconexión energética", *Revista AméricaEconomía* N° 211, 28 de junio, Santiago, Chile, 2001s.

- \_\_\_\_\_. "Agonía latinoamericana no es amenaza para economía española", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 25 de junio, 2001t.
- \_\_\_\_\_. "No hay mal que por bien no venga", en revista *AméricaEconomía* N° 204, Santiago, Chile, 22 de marzo, 2001u.
- \_\_\_\_\_. "Endesa-Iberdrola: luz verde en Brasil", Revista *AméricaEconomía* N° 202, 22 de febrero, Santiago, Chile, 2001v.
- \_\_\_\_\_. "Endesa: Teléfono eléctrico", Revista *AméricaEconomía* N° 191, 7 de septiembre, Santiago, Chile, 2000.
- ATANCE, CHRISTIAN. "Píldoras venenosas", en Revista *AméricaEconomía*, N° 202, 22 de febrero, Santiago, Chile, 2001.
- BAUMOL, W.J., J.C. PANZAR Y R.D. WILLIG. *Contestable Markets and Theory of Industrie Structure*, Harcourt Brace Javanovich, San Diego, Estados Unidos de América, 1982.
- BAUMOL, W.J., E.E. BAILEY Y R.D. WILLIG. "Weak Invisible Hand Teorems on the Sustentability of Prices in a Multiproduct Natural Monopoly", *American Economic Review*, vol. 6, junio, 1977.
- BELLON, BERTRAND. *Le pouvoir financier et l' industrie en France*, Ed. Seuil, París, Francia, 1980.
- BERRÍOS, RODRIGO Y RAÚL FERRO. "Los agitados años 90", en Revista *América Economía*, N° 188, 27 de julio, Santiago, Chile, 2000.
- BOLSA DE MADRID. "Hechos relevantes", en [www.bolsamadrid.es](http://www.bolsamadrid.es), noviembre 15, registro N° 72.419 de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España, 2006.
- \_\_\_\_\_. "Hechos relevantes", en [www.bolsamadrid.es](http://www.bolsamadrid.es), marzo 21, registro N° 65.103 de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España, 2006a.
- \_\_\_\_\_. "Hechos relevantes", en [www.bolsamadrid.es](http://www.bolsamadrid.es), septiembre 11, registro N° 44.470 de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España, 2003.
- \_\_\_\_\_. "Hechos relevantes", en [www.bolsamadrid.es](http://www.bolsamadrid.es), agosto 17 de 1999, registro N° 18.921 de la Comisión Nacional de Mercado y Valores, de España, 1999.
- CALDERÓN, ÁLVARO Y RAMÓN CASILDA. "Grupos financieros españoles en América Latina: una estrategia audaz en un difícil y cambiante entorno europeo", serie *Desarrollo Productivo* N° 59 (LC/L 1244-P/E), Comisión Económica

- para América Latina y el Caribe (CEPAL), Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.99.II.G.27, Santiago, Chile, septiembre, 1999.
- \_\_\_\_\_. “La estrategia de los bancos españoles en América Latina”, en *Revista de la CEPAL* N° 70, Santiago, Chile, abril, 2000.
- CAMPODÓNICO, HUMBERTO. “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, 2000.
- CASILDA, RAMÓN. *La década dorada. Economía e inversiones españolas en América Latina, 1990-2000*. Ediciones Universidad de Alcalá-CIFF, Madrid, España, 2002.
- \_\_\_\_\_. “La década dorada 1990-2000. Inversiones españolas directas en América Latina”, *Boletín Económico de ICE* N° 2778, Madrid, España, 15 al 21 de septiembre, 2003.
- CEPAL. “2007. La inversión extranjera en América Latina y el Caribe”, *Documento informativo*, Santiago, Chile, 2008.
- \_\_\_\_\_. “La transformación productiva 20 años después. Viejos problemas, nuevas oportunidades”, Trigésimo segundo período de sesiones de la CEPAL, Santo Domingo, República Dominicana, 9 al 13 de junio, 2008a.
- \_\_\_\_\_. “2004. La inversión extranjera en América Latina y el Caribe”, *Publicación de las Naciones Unidas*, LC/G.2269-P, Santiago, Chile, 2005.
- \_\_\_\_\_. “1999. La inversión extranjera en América Latina y el Caribe”, *Publicación de las Naciones Unidas*, LC/G.2061-P, Santiago, Chile, 2000.
- CID, DANIELA. “Nicaragua bajo las velas”, en *AméricaEconomía* N° 334, Santiago, Chile, 15 de diciembre, 2006.
- CLÉBER, KLAUS. “Sin plan de vuelo”, en revista *AméricaEconomía*, N° 318, Santiago, Chile, 10 de febrero, 2006.
- COMITÉ DE INVERSIONES EXTRANJERAS. *Chile, inversión extranjera en cifras, período 1974-1999*, Publicación oficial, Santiago, Chile, 2000.
- DALMASSO, JUAN PABLO. “Beneficios en verde”, en *AméricaEconomía* N° 331, Santiago, Chile, 10 de noviembre, 2006.
- \_\_\_\_\_. “Evitando el apagón”, en revista *AméricaEconomía* N° 330, Santiago, Chile, 13 de octubre, 2006a.

- \_\_\_\_\_. "Zona radioactiva", en revista *AméricaEconomía* N° 329, Santiago, Chile, 21 de septiembre, 2006b.
- DIARIO FINANCIERO. "Acciona y ENEL nombran a José Manuel Entrecanales como presidente ejecutivo de Endesa", en [www.diariofinanciero.cl](http://www.diariofinanciero.cl), 18 de octubre, 2007.
- EGUREN, LORENZO. "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, 2007.
- EL ECONOMISTA. "Unión Fenosa Nicaragua compra energía a Centroamérica por déficit", en <http://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias>, 31 de julio, 2006.
- EL MERCURIO. "Chile, Ecuador, Bolivia, Perú y Colombia acuerdan interconexión eléctrica" en <http://www.emol.com/noticias/negocios/detalle/detallenoticias.asp?idnoticia=282421>, 19 de noviembre, 2007.
- EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A.. E.S.P. -EPSA. Historia, en <http://www.epsa.com.co>, 2007.
- \_\_\_\_\_. Informe de gestión 2006, en <http://www.epsa.com.co>, 2007a.
- ENDESA. Endesa06. Informe anual. Informe de actividades, en [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/Informes\\_Anuales/Informe\\_Anual/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm), 2007.
- \_\_\_\_\_. Endesa05. Informe anual. Informe de actividades, en [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/Informes\\_Anuales/Informe\\_Anual/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm), 2006.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 2004. Informe de actividades, en [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/Informes\\_Anuales/Informe\\_Anual/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm), 2005.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 2003. Informe de actividades, en [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/Informes\\_Anuales/Informe\\_Anual/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm), 2004.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 2002, en [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/Informes\\_Anuales/Informe\\_Anual/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm), 2003.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 2001, en [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/Informes\\_Anuales/Informe\\_Anual/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm), 2002.

- \_\_\_\_\_. Informe anual 2000, en [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/Informes\\_Anuales/Informe\\_Anual/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm), 2001.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 1999, en [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/Informes\\_Anuales/Informe\\_Anual/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/Informes_Anuales/Informe_Anual/default.htm), 2000.
- ENERGIS. Memoria anual 2006, en [http://www.enersis.cl/enersis\\_web/action.asp?id=21760](http://www.enersis.cl/enersis_web/action.asp?id=21760), 2007.
- \_\_\_\_\_. Memoria anual 2005, en [http://www.enersis.cl/enersis\\_web/action.asp?id=21760](http://www.enersis.cl/enersis_web/action.asp?id=21760), 2006.
- \_\_\_\_\_. Memoria anual 2004, en [http://www.enersis.cl/enersis\\_web/action.asp?id=21760](http://www.enersis.cl/enersis_web/action.asp?id=21760), 2005.
- \_\_\_\_\_. Memoria anual 2003, en [http://www.enersis.cl/enersis\\_web/action.asp?id=21760](http://www.enersis.cl/enersis_web/action.asp?id=21760), 2004.
- \_\_\_\_\_. Memoria anual 2002, en [http://www.enersis.cl/enersis\\_web/action.asp?id=21760](http://www.enersis.cl/enersis_web/action.asp?id=21760), 2003.
- \_\_\_\_\_. Memoria anual 2001, en [http://www.enersis.cl/enersis\\_web/action.asp?id=21760](http://www.enersis.cl/enersis_web/action.asp?id=21760), 2002.
- \_\_\_\_\_. Memoria anual 2000, en [http://www.enersis.cl/enersis\\_web/action.asp?id=21760](http://www.enersis.cl/enersis_web/action.asp?id=21760), 2001.
- \_\_\_\_\_. Memoria anual 1999, en [http://www.enersis.cl/enersis\\_web/action.asp?id=21760](http://www.enersis.cl/enersis_web/action.asp?id=21760), 2000.
- ESTRATEGIA. *Telebras se privatizó en US\$ 19.000 millones*, Editorial Gestión, Santiago, Chile, 30 de julio, 1998.
- \_\_\_\_\_. *Venden 80% de Eléctrica Guatemalteca*, Editorial Gestión, Santiago, Chile, 31 de julio, 1998a.
- EUROSTAT. *European Union foreign direct investment yearbook 2006, Data 1999-2004*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, ISSN 1605-2935, Cat. N° KS-BK-06-001-EN-N, 2006.
- FAUNDES BERKHOFF, ARLY. "Rewiring the house", en [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com), 19 de enero, 2007.
- \_\_\_\_\_. "Baterías de recambio", en revista *AméricaEconomía* N° 326, Santiago, Chile, 24 de julio, 2006.
- \_\_\_\_\_. "Llamen..., por favor", en Revista *AméricaEconomía*, N° 302, 24 de junio, Santiago, Chile, 2005.
- FERNÁNDEZ, JUAN. "Argentina le cuesta otros US\$ 133 millones a Endesa", nota publicada en *AméricaEconomía on line* el 5 de marzo, 2002.

- FERNÁNDEZ, MIGUEL Y ENRIQUE BIRHUET. "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, 2002.
- FONSECA, DIEGO. "Ni poco ni mucho", en revista *AméricaEconomía* N° 227, Santiago, Chile, 22 de marzo, 2002.
- FONSECA, DIEGO Y MAX ALBERTO GONZALES. "El King Kong de las telecom", en Revista *AméricaEconomía*, N° 231, 17 de mayo, Santiago, Chile, 2002.
- GREEN, PHILIP. "Bolivia: tomando atajos", en revista *AméricaEconomía* N° 218, Santiago, Chile, 11 de octubre, 2001.
- HERMES DE ARAUJO, JOAO LIZARDO. *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, 2000.
- HORTA NOGUEIRA, LUIZ A. "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, 2005.
- IBERDROLA. Informe de sostenibilidad 2006, en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/InformeSostenibilidad2006.pdf>, 2007.
- \_\_\_\_\_. Informe de sostenibilidad 2005 en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/InfSostenibilidad2005CompletoFinal.pdf>, 2006.
- \_\_\_\_\_. Informe de sostenibilidad 2004, en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/InformeSostenibilidad2004.pdf>, 2005.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 2003: Actividades, Medioambiental y Social, en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/INFORMEANUAL.pdf>, 2004.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 2002: Gobierno Corporativo, actividades y legal, en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/InformeAnual2002.pdf>, 2003.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 2001: actividades y legal, en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/InformeAnual2001.pdf>, 2002.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 2000: actividades y legal, en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/InformeAnualA2000.pdf>, 2001.

- \_\_\_\_\_. Informe anual 1999: Actividades, en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/infoac99.pdf>, 2000.
- \_\_\_\_\_. Informe anual 1998 actividades y legal, en <http://www.iberdrola.es/wcorp/gc/es/doc/InformeAnual1998.pdf>, 1999.
- INSULZA, JOSÉ MIGUEL. "No somos el continente más pobre. Somos el continente más injusto" (entrevista), en revista *AméricaEconomía* N° 330, Santiago, Chile, 13 de octubre, 2006.
- INTERNATIONAL FINANCIAL STATISTICS YEARBOOK. Washington, D.C., 2006.
- INTERNATIONAL MONETARY FUND, 2006.
- JOSKOW, PAUL. "California's electricity market meltdown" (tomada de CEPAL, 2005), 7 de junio, 2001.
- KAUFMAN PURCELL, SUSAN. "Energía y desarrollo", en revista *AméricaEconomía* N° 341, Santiago, Chile, 19 de mayo, 2007.
- \_\_\_\_\_. "EE.UU: a la baja", en revista *AméricaEconomía*, N° 326, Santiago, Chile, 24 de julio, 2006.
- KOSULJ, ROBERTO. "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, 2005.
- \_\_\_\_\_. "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, 2004.
- \_\_\_\_\_. "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, 2002.
- \_\_\_\_\_. "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, 2000.

- LABADÍA, ALBERTO. "República Dominicana: perro flaco, pura pulga", *América Economía* N° 272, Santiago, Chile, 12 de marzo, 2004.
- LAMECH, RANJIT Y KAZAN SABED. "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, 2003.
- LUTZ, WOLFGANG. "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, 2001.
- MALDONADO, PEDRO. "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, 2003.
- MALDONADO, PEDRO Y BENJAMÍN HERRERA. "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, 2007.
- MALDONADO, PEDRO Y RODRIGO PALMA. "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, 2004.
- MANRÍQUEZ SÁNCHEZ, RODRIGO. "Internet de alto voltaje", en *Revista América Economía*, N° 233, 14 de junio, Santiago, Chile, 2002.
- MOCHÓN, FRANCISCO Y ALFREDO RAMPLA. "La creación de valor y las grandes empresas españolas", Ariel Sociedad Económica, Barcelona, España, 1999.
- MONTEIRO, SOLANGE. "A paso lento", en revista *AméricaEconomía* N° 339, Santiago, Chile, 21 de abril, 2007.
- . "En la montaña rusa", en revista *AméricaEconomía* N° 339, Santiago, Chile, 21 de abril, 2007a.

- \_\_\_\_\_. "Petrobrás se despeina", en revista *AméricaEconomía* N° 338, Santiago, Chile, 21 de abril, 2007b.
- \_\_\_\_\_. "Movida por el aire", en revista *AméricaEconomía* N° 337, Santiago, Chile, 12 de marzo, 2007c.
- MUÑOZ RAMOS, ALFREDO. "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, 2004.
- OLADE/CEPAL/GTZ. "Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas", Quito, Ecuador, 2000.
- PAZOS, CONNIE. "¿Una nueva Petrobrás?", en revista *AméricaEconomía* N° 332, Santiago, Chile, 24 de noviembre, 2006.
- PISTONESI, HÉCTOR. "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, 2001.
- \_\_\_\_\_. "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, 2000.
- RIOSECO, JUAN PABLO. "Energía al límite", *AméricaEconomía* N° 344, Santiago, Chile, 21 de julio, 2007.
- \_\_\_\_\_. "Oro negro regional", *Revista AméricaEconomía*, N° 329, 21 de septiembre, Santiago, Chile, 2006.
- ROZAS BALBONTÍN, PATRICIO. "Internacionalización y estrategias empresariales en la industria eléctrica de América Latina: el caso de Endesa", serie *Recursos Naturales e Infraestructura* N° 133, (LC/L. 2885-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), agosto. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.08.II.G.22, 2008.
- \_\_\_\_\_. "Internacionalización y estrategias empresariales en la industria eléctrica de América Latina: los casos de Iberdrola y Unión Fenosa", serie

*Recursos Naturales e Infraestructura* N° 139, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Publicación de las Naciones Unidas, 2008a.

\_\_\_\_\_. "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, N° de venta: S.05.II.G.82, 2005.

\_\_\_\_\_. "Gestión pública, regulación e internacionalización de las telecomunicaciones: el caso de Telefónica S.A.", Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), Serie *Gestión Pública* N° 36, Publicación de las Naciones Unidas LC/L.1934-P, N° de venta: S.03.II.G.93, Santiago, Chile, julio, 2003.

\_\_\_\_\_. "Competitividad, eficiencia energética y derechos del consumidor en la economía chilena", serie *Gestión Pública* N° 18, (LC/L. 1718-P), Santiago de Chile, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), marzo. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.02.II.G.29, 2002.

\_\_\_\_\_. "La inversión europea en la industria energética de América Latina", Comisión Económica para América Latina (CEPAL), Serie *Seminarios y Conferencias* N° 10, Publicación de las Naciones Unidas LC/L.1557-P, N° de venta: S.01.II.G.102, Santiago, Chile, 2001.

\_\_\_\_\_. "La inversión directa española en obras sanitarias y distribución de agua potable", informe preparado para la Fiscalía Nacional Económica, Santiago, Chile, 2001a.

\_\_\_\_\_. "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, 1999.

\_\_\_\_\_. "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* N° 14 (LC/L.1187), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), marzo, 1999a.

- \_\_\_\_\_. "Inversión extranjera y empresas transnacionales en la economía de Chile (1974-1989). Proyectos de inversión y estrategias de las empresas transnacionales". Colección *Estudios e Informes de la CEPAL* N° 85 (LG/G.1677-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), agosto. Publicación de las Naciones Unidas, N° de Venta: S.92.II.G.7, 1992.
- ROZAS, PATRICIO Y GUSTAVO MARÍN. 1988: *el 'Mapa de la Extrema Riqueza' diez años después*, Ediciones Chile América CESOC, Santiago, Chile, 1989.
- RUIZ-CARO, ARIELA. "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, 2006.
- SÁNCHEZ-ALBAVERA, FERNANDO. *Crisis y conflictos regulatorios en los servicios eléctricos de América Latina*, inédito, Santiago, Chile, 2008.
- SÁNCHEZ-ALBAVERA, FERNANDO Y HUGO ALTOMONTE. "Las reformas energéticas en América Latina", Serie *Medio Ambiente y Desarrollo* N° 1 (LC/L.1020), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), abril, 1997.
- SAUR, DANIEL. "¿Quién tira una línea?", Revista *AméricaEconomía*, N° 262, 10 de octubre, Santiago, Chile, 2003.
- SCHNEYES, JOSHUA. "Burbuja amenazante", en revista *AméricaEconomía* N° 334, Santiago, Chile, 8 de diciembre, 2006.
- SOLANES, MIGUEL. "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, 1999.
- STOCK, GUSTAVO Y FRANCISCA VEGA. "Pronóstico de mal tiempo", *AméricaEconomía* N° 337, Santiago, Chile, 12 de marzo, 2007.
- STOGA, ALAN. "¿La próxima Haití?", *AméricaEconomía* N°. 283/284, Santiago, Chile, 13 de agosto, 2004.
- TUNAROSA, ANDREA. "Dulce ingenio", en revista *AméricaEconomía* N° 340, Santiago, Chile, 19 de mayo, 2007.
- \_\_\_\_\_. "De la mano de Chávez", en revista *AméricaEconomía* N° 338, Santiago, Chile, 4 de abril, 2007a.

- \_\_\_\_\_. "El istmo se conecta", en revista *AméricaEconomía* N° 337, Santiago, Chile, 12 de marzo, 2007b.
- UNIÓN FENOSA. Memoria Anual 2006, en [http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico\\_financiero/documentos/2006/MemoriaAnual2006](http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico_financiero/documentos/2006/MemoriaAnual2006), 2007.
- \_\_\_\_\_. "Unión Fenosa acuerda la venta de su participación en la distribuidora de Manila por 250 millones de dólares", en [www.salacomunicación.unionFENOSA.es](http://www.salacomunicación.unionFENOSA.es), 5 de julio, 2007a.
- \_\_\_\_\_. "Memoria Anual 2005", en [http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico\\_financiero/documentos/2005/MemoriaAnual2005COMPLETA.pdf](http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico_financiero/documentos/2005/MemoriaAnual2005COMPLETA.pdf), 2006.
- \_\_\_\_\_. "Memoria Anual 2004", en [http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico\\_financiero/documentos/2004/MemoriaAnual2004COMPLETA.pdf](http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico_financiero/documentos/2004/MemoriaAnual2004COMPLETA.pdf), 2005.
- \_\_\_\_\_. "Informe anual 2003", en [http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico\\_financiero/documentos/2003/InformeAnual2003.pdf](http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico_financiero/documentos/2003/InformeAnual2003.pdf), 2004.
- \_\_\_\_\_. "Informe anual 2002", en [http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico\\_financiero/documentos/2002/InformeAnual2002.pdf](http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico_financiero/documentos/2002/InformeAnual2002.pdf), 2003.
- \_\_\_\_\_. "Informe Anual 2001", en [http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico\\_financiero/documentos/memo2001.pdf](http://www.unionfenosa.es/webuf/htdocs/ES/economico_financiero/documentos/memo2001.pdf), 2002.
- \_\_\_\_\_. "Informe anual 2000", en [www.unionFENOSA.es](http://www.unionFENOSA.es), 2001.
- VASCONCELLOS, CARLOS. "Mientras Brasil esprrera...", en Revista *AméricaEconomía*, N° 295, 11 de marzo, Santiago, Chile, 2005.
- \_\_\_\_\_. "Fusión Endesa-Iberdrola: más es menos", en Revista *AméricaEconomía*, N° 200, 25 de enero, Santiago, Chile, 2001.
- \_\_\_\_\_. "¡Apagón!", en revista *AméricaEconomía* N° 196, Santiago, Chile, 16 de noviembre, 2000.
- VEGA, FRANCISCA. "El codiciado viento de Latinoamérica", en *AméricaEconomía* N° 335, Santiago, Chile, 15 de diciembre, 2006.
- \_\_\_\_\_. "Promesa boliviana", en *AméricaEconomía* N° 334, Santiago, Chile, 8 de diciembre, 2006a.
- \_\_\_\_\_. "Bonos de carbono: ecología con interés", en revista *AméricaEconomía* N° 309, Santiago, Chile, 30 de septiembre, 2005.

- VERA, HÉCTOR. "El golpe de Endesa España", en *AméricaEconomía*, N° 183, Santiago, Chile, 18 de mayo, 2000.
- . "Peligro: alto voltaje", *Revista AméricaEconomía*, N° 186, Santiago, Chile, 29 de junio, 2000a.
- VERA, HÉCTOR Y GUSTAVO STOK. "El juego de los españoles", en *AméricaEconomía* N° 188, Santiago, Chile, 27 de julio, 2000.
- YÁÑEZ, CÉSAR. "Incidencia de las inversiones españolas sobre las condiciones de la competencia y litigiosidad de la economía chilena, 1995-2000", inédito, Barcelona, España, 2000.
- ZAFRA, J. M. "El pacto creará fuertes problemas de competencia en bancos y eléctricas", *Diario El País*, Madrid, España, octubre 23, 2000.

**ESTE LIBRO HA SIDO POSIBLE  
POR EL TRABAJO DE**

**Comité Editorial** Silvia Aguilera, Mauricio Ahumada, Mario Garcés, Luis Alberto Mansilla, Tomás Moulian, Naín Nómez, Jorge Guzmán, Julio Pinto, Paulo Slachevsky, Hernán Soto, José Leandro Urbina, Verónica Zondek, Ximena Valdés, Paulina Gutiérrez **Secretaría editorial** Sylvia Morales **Proyectos** Ignacio Aguilera **Diseño y Diagramación Editorial** Paula Orrego, Alejandro Millapan **Corrección de Pruebas** Raúl Cáceres **Asistente de edición** Andrés Aylwin **Exportación** Ximena Galleguillos **Dirección de distribución** Nikos Matsiordas **Página web** Leonardo Flores **Comunidad de Lectores** Olga Herrera, Francisco Miranda **Distribución** Ruth Lazo **Ventas** Elba Blamey, Luis Fre, Marcelo Melo **Almacenamiento** Francisco Cerda, Julio César Zapata **Librerías** Nora Carreño, Ernesto Córdova **Secretaría Gráfica LOM** Tatiana Ugarte **Comercial Gráfica LOM** Juan Aguilera, Danilo Ramírez, Óscar Gainza, Marcos Sepúlveda **Servicio al Cliente** Elizardo Aguilera, José Lizana, Guillermo Bustamante **Diseño y Diagramación Computacional** Claudio Mateos, Nacor Quiñones, Luis Ugalde, Luis Gálvez, David Bustos **Coordinador de diagramación** Ingrid Rivas **Producción imprenta** Pedro Pablo Díaz, Gabriel Muñoz **Secretaría Imprenta** Jazmín Alfaro **Impresión Digital** Carlos Aguilera, Efraín Maturana, William Tobar, Marcelo Briones **Preprensa Digital** Daniel Véjar, Felipe González **Impresión Offset** Eduardo Cartagena, Freddy Pérez, Rodrigo Véliz, Francisco Villaseca, Ronny Salas **Corte** Eugenio Espindola, Sandro Robles, Alejandro Silva **Encuadernación** Alexis Ibaceta, Rodrigo Carrasco, Sergio Fuentes, Pedro González, Carlos Muñoz, Luis Muñoz, Carlos Gutiérrez, Jonathan Rifo, Edith Zapata, Juan Ovalle, Braulio Corales **Despachos** Miguel Altamirano, Pedro Morales, Felipe Gamboa, Pablo Acevedo **Aseo** Jaime Arel, Elizabeth Rojas **Administración** Mirtha Ávila, Alejandra Bustos, Andrea Veas, César Delgado.

**LOM EDICIONES**